ROMÂNIA
JUDEŢUL ARAD
MUNICIPIUL ARAD
CONSILIUL LOCAL

H O T Ă R Â R E A nr.78
din 21 februarie 2023
pentru aprobarea modificării și completării Hotărârii Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 469/2022 cu privire la aprobarea documentației tehnico-economice și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiție Studiu de fezabilitate - ”Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA”

Având în vedere inițiativa Primarului Municipiului Arad, exprimată în Referatul de aprobare înregistrat cu nr. 13227/20.02.2023,

Analizând raportul Direcției Tehnice, Serviciul Investiții, înregistrat cu nr. 13232/20.02.2023,

Ținând cont de solicitarea de clarificări nr. 2/22.12.2022 a Ministerului Energiei;

Văzând Avizul nr. 1/19.01.2023 al Consiliului Tehnico-Economic al Municipiului Arad;

Luând în considerare prevederile art. 44 alin. (1) din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare,

Ținând cont de avizele comisiilor de specialitate ale Consiliului Local al Municipiului Arad,

Luând în considerare adoptarea hotărârii cu 18 voturi pentru și un consilier nu participă la vot (19 consilieri prezenți din totalul de 23),

În temeiul prevederilor art. 129 alin. (1), alin. (2) lit. b), d), alin. (4) lit. d), alin. (7) lit. n), art. 139 alin. (1), alin. (3) lit. g) și art. 196 alin. (1) lit. a) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare,

CONSILIUL LOCAL AL MUNICIPIULUI ARAD
adoptă prezenta
H O T Ă R Â R E

Art. I. Hotărârea Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 469/2022 cu privire la aprobarea documentației tehnico-economice și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiție Studiu de fezabilitate - ”Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”, se modifică și se completează astfel:

1. Se completează denumirea documentației tehnico-economice cu precizarea *la CET Hidrocarburi SA* și va avea următorul conținut: *”Studiul de fezabilitate (SF) - Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA”.*

2. *Studiul de fezabilitate (SF) - Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA*, cu caracteristicile și indicatorii tehnico-economici, se modifică și vor avea conținutul din anexele 1 si 2, care fac parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.II. Celelalte prevederi ale hotărârii rămân nemodificate.

PREŞEDINTE DE ŞEDINŢĂ
Ioan GAMAN

Contrasemnează pentru legalitate
SECRETAR GENERAL
Lilioara STEPANESCU

Red./Dact. SF/SF Verif. I.F./I.F.
1 ex. Serviciul Administrație Publică Locală
1 ex. Instituția Prefectului-Județul Arad
1 ex. Dosar ședință CLMA 21.02.2023

Cod PMA-S4-02

Anexa nr. 2 la Hotărârea
Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 78 din 21.02.2023

CARACTERISTICILE PRINCIPALE ŞI INDICATORII TEHNICO-ECONOMICI AI OBIECTIVULUI:

Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență
la CET Hidrocarburi SA
Faza: Studiu de Fezabilitate

TITULAR: MUNICIPIUL ARAD
BENEFICIAR: MUNICIPIUL ARAD

INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI: Scenariul propus 2

A. Indicatorii tehnico-economici

Valoarea totală a investiţiei = 533.737.112,82 lei (cu TVA) din care
C+M = 154.747.332,25 lei (cu TVA)
Utilaje și echipamente : 308.114.645,30 lei (cu TVA)

B.Principalele caracteristici tehnice ale investiţiei
Indicatori minimali:

Nr.		Indicator minimal	Valoare limită*
Ob. 1	Instalația de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz		
1		Număr de unități CHP (motoare)	3 buc.
2		Capacitatea termică a unei unități CHP (Qt1)	≥ 9 MWt
3		Capacitatea electrică a unei unități CHP (Pe1)	≥ 10,4 MWe
4		Randamentul global al unei unități CHP (ηg)	≥ 88,2%
5		Randamentul electric al unei unități CHP (ηe)	≥ 47,3%
Ob. 2a	Instalația de producere a energiei termice cu cazane de apă pe gaz		
1		Număr de unități (cazane apă)	4 buc.
2		Capacitatea termică a unei unități (Qt)	≥ 25 MWt
3		Randamentul termic al unei unități (ηb)	≥ 95,0%
Ob. 2b	Instalația de producere a energiei termice cu cazane de abur pe gaz		
1		Număr de unități (cazane abur)	1 buc.
2		Capacitatea termică a unei unități (Qt)	7,4 MWt
3		Randamentul termic al unei unități (ηb)	≥ 95,0%

*Valori minime garantate

Unitate de cogenerare: − Număr de unități de cogenerare: 3 buc:27 MWt (3 x 9MWt) și
31,2 Mwe(3 x 10.4 MWe)

− Număr de motoare / unitate: 1 buc.
Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 100mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina electrică: 3 x 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: ≥ 31.200 kWe
- Căldură utilă cogenerată, în apă: ≥ 27.000 kWt
- Randament electric CHP: ≥ 47,3 %
- Randament termic CHP: ≥ 40,9 %
- Randament global CHP, garantat: ≥ 88,2 %
- Putere termică combustibil principal: 66.000 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 6.600 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 13.329 kg/h

Cazane de apă caldă CA , 4buc. x 25 MWt,
Sarcină nominală totală de 100 MWt.
Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina termică: 4 x 100% (nominal)
- Căldură utilă în apă: ≥ 100.000 kWt
- Randament termic cazan + recuperator căldură: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 105.260 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 10.526 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 10.630 kg/h

Cazan de abur , 1 buc, 7,4MWt
Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 20%vol H2, în prezent)
- Tehnologie: cazan ignitubular
- Sarcina termică: 100% (nominal)
- Capacitate de producere abur: 12 t/h
- Presiune de lucru abur, saturat: 6 bar(g)
- Temperatură de alimentare cu apă, saturat: 103 ... 105°C
- Randament termic cazan: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 7.770 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 777 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 1.570 kg/h
- Standarde: EN 12953, EN 267, EN 676
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001 CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD

Indicatori proiect:

ID	Indicatori obținuți la nivel de proiect implementat	UM	Valoare
I.1	Reducerea gazelor cu efect de seră - scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	tCO2eq %	34.344 29,2%
I.2	Capacitate instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă	MW	58,2
I.3	Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat, în cogenerare de înaltă eficiență(config. HE CHP)	MWh(f)/an %	170.051 29,2%

C. Durata de realizare a investiţiei : 36 luni

D. Eşalonarea investiţiei : Conform graficului de realizare a investiţiei.

E. Finanţarea investiţiei se asigură din fonduri ale bugetului general, din Programul Național de Redresare și Reziliență, Pilonul I, Tranziția verde – Componenta 6 – Energie, Investiția 3 şi alte surse atrase conform listelor de investiţii aprobate în condiţiile legii.

PREŞEDINTE DE ŞEDINŢĂ
Ioan GAMAN

Contrasemnează pentru legalitate
SECRETAR GENERAL
Lilioara STEPANESCU

ROMÂNIA
JUDEŢUL ARAD
MUNICIPIUL ARAD
CONSILIUL LOCAL

P R O I E C T
Nr. 115/ 20.02.2023

AVIZAT
SECRETAR GENERAL
Stepanescu Lilioara

H O T Ă R Â R E A nr._____
Din_____2023

pentru aprobarea modificării și completării Hotărârii Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 469/2022 cu privire la aprobarea documentației tehnico-economice și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiție Studiu de fezabilitate- ”Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA”

Având în vedere inițiativa Primarului Municipiului Arad, exprimată în Referatul de aprobare înregistrat cu nr. 13227/20.02.2023,

Analizând Raportul Direcției Tehnice, Serviciul Investiții, înregistrat cu nr. 13232/20.02.2023,

Ținând cont de Solicitarea de clarificări nr. 2/22.12.2022 a Ministerului Energiei;

Văzând Avizul nr. 1/19.01.2023 al Consiliului Tehnico-Economic al Municipiului Arad;

Luând în considerare prevederile art. 44 alin. (1) din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare,

Ținând cont de avizele comisiilor de specialitate ale Consiliului Local al Municipiului Arad,

În temeiul prevederilor art. 129 alin. (1), alin. (2) lit. b), d), alin. (4) lit. d), alin. (7) lit. n), art. 139 alin. (1), alin. (3) lit. g) și art. 196 alin. (1) lit. a) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare,

CONSILIUL LOCAL AL MUNICIPIULUI ARAD
adoptă prezenta
H O T Ă R Â R E

Art. I. Hotărârea Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 469/2022 cu privire la aprobarea documentației tehnico-economice și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiție Studiu de fezabilitate - ”Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”, se modifică și se completează astfel:

1. Se completează denumirea documentației tehnico-economice cu precizarea *la CET Hidrocarburi SA* și va avea următorul conținut: *”Studiul de fezabilitate (SF) - Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA”.*
2. *Studiul de fezabilitate (SF) - Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA*, cu caracteristicile și indicatorii tehnico-economici, se modifică și vor avea conținutul din anexele 1 si 2, care fac parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.II. Celelalte prevederi ale hotărârii rămân nemodificate.

PREŞEDINTE DE ŞEDINŢĂ

SECRETAR GENERAL

Anexa nr. II
Hotărârea nr. _____din _____2023

CARACTERISTICILE PRINCIPALE ŞI INDICATORII TEHNICO-ECONOMICI AI OBIECTIVULUI:

Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Faza: Studiu de Fezabilitate

TITULAR: MUNICIPIUL ARAD
BENEFICIAR: MUNICIPIUL ARAD

INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI: Scenariul propus 2

B. Indicatorii tehnico-economici

Valoarea totală a investiţiei = 533.737.112,82 lei (cu TVA) din care
C+M = 154.747.332,25 lei (cu TVA)
Utilaje și echipamente : 308.114.645,30 lei (cu TVA)

B.Principalele caracteristici tehnice ale investiţiei
Indicatori minimali:

Nr.		Indicator minimal	Valoare limită*
Ob. 1	Instalația de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz		
1		Număr de unități CHP (motoare)	3 buc.
2		Capacitatea termică a unei unități CHP (Qt1)	≥ 9 MWt
3		Capacitatea electrică a unei unități CHP (Pe1)	≥ 10,4 MWe
4		Randamentul global al unei unități CHP (ηg)	≥ 88,2%
5		Randamentul electric al unei unități CHP (ηe)	≥ 47,3%
Ob. 2a	Instalația de producere a energiei termice cu cazane de apă pe gaz		
1		Număr de unități (cazane apă)	4 buc.
2		Capacitatea termică a unei unități (Qt)	≥ 25 MWt
3		Randamentul termic al unei unități (ηb)	≥ 95,0%
Ob. 2b	Instalația de producere a energiei termice cu cazane de abur pe gaz		
1		Număr de unități (cazane abur)	1 buc.
2		Capacitatea termică a unei unități (Qt)	7,4 MWt
3		Randamentul termic al unei unități (ηb)	≥ 95,0%

*Valori minime garantate

Unitate de cogenerare: − Număr de unități de cogenerare: 3 buc:27 MWt (3 x 9MWt) și 31,2 Mwe(3 x 10.4 MWe)

− Număr de motoare / unitate: 1 buc.

Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 100mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina electrică: 3 x 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: ≥ 31.200 kWe
- Căldură utilă cogenerată, în apă: ≥ 27.000 kWt
- Randament electric CHP: ≥ 47,3 %
- Randament termic CHP: ≥ 40,9 %
- Randament global CHP, garantat: ≥ 88,2 %
- Putere termică combustibil principal: 66.000 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 6.600 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 13.329 kg/h

Cazane de apă caldă CA , 4buc. x 25 MWt,
Sarcină nominală totală de 100 MWt.
Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina termică: 4 x 100% (nominal)
- Căldură utilă în apă: ≥ 100.000 kWt
- Randament termic cazan + recuperator căldură: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 105.260 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 10.526 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 10.630 kg/h

Cazan de abur , 1 buc, 7,4MWt
Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 20%vol H2, în prezent)
- Tehnologie: cazan ignitubular
- Sarcina termică: 100% (nominal)
- Capacitate de producere abur: 12 t/h
- Presiune de lucru abur, saturat: 6 bar(g)
- Temperatură de alimentare cu apă, saturat: 103 ... 105°C
- Randament termic cazan: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 7.770 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 777 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 1.570 kg/h
- Standarde: EN 12953, EN 267, EN 676
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001 CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD

Indicatori proiect:

ID	Indicatori obținuți la nivel de proiect implementat	UM	Valoare
I.1	Reducerea gazelor cu efect de seră - scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	tCO2eq %	34.344 29,2%
I.2	Capacitate instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă	MW	58,2
I.3	Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat, în cogenerare de înaltă eficiență(config. HE CHP)	MWh(f)/an %	170.051 29,2%

C. Durata de realizare a investiţiei : 36 luni

D. Eşalonarea investiţiei : Conform graficului de realizare a investiţiei.

E. Finanţarea investiţiei se asigură din fonduri ale bugetului general, din Programul Național de Redresare și Reziliență, Pilonul I, Tranziția verde – Componenta 6 – Energie, Investiția 3 şi alte surse atrase conform listelor de investiţii aprobate în condiţiile legii.

PRIMARUL MUNICIPIULUI ARAD
Nr. 13227 din 20.02.2023

Primarul Municipiului Arad

În temeiul prevederilor art. 136, alin (1) din Ordonanța de urgență nr. 57/2019 - privind Codul administrativ îmi exprim inițiativa de promovare a unui proiect de hotărâre cu următorul obiect:
- aprobarea modificării și completării Hotărârii Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 469/2022 cu privire la aprobarea documentației tehnico-economice și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiție Studiu de fezabilitate- ”Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”, în susținerea căruia formulez următorul,

REFERAT DE APROBARE

Având în vedere necesitatea de retehnologizare a echipamentelor de producere a energiei termice la SC CET Hidrocarburi SA, s-a propus implementarea unor investiții atât în capacitățile de producție cât și în rețelele de transport și distribuție, alături de modernizarea punctelor termice.

În acest sens a fost depus de către Municipiul Arad, în vederea finanțării în cadrul PNRR – Pilonul I. Tranziția verde – Componenta 6 Energie, proiectul ” Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”.

Ca urmare a modificării unor cerințe privind capacitățile de producție și resursele utilizate pentru producerea energiei, pentru a îndeplini cerințele de calificare a fost modificată soluția și unele caracteristici tehnice și economice cuprinse în documentația faza SF, aprobată conform Hotărârii Consiliului Local nr. 469/2022.

Obiectivul principal și secundar al proiectului rămân neschimbate.

Având în vedere necesitatea și oportunitatea proiectului, propun:

Adoptarea unei hotărâri pentru aprobarea modificării și completării Hotărârii Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 469/2022 cu privire la aprobarea documentației tehnico-economice și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiție Studiu de fezabilitate- ”Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”.

p.PRIMAR,
Bibarț Călin
VICEPRIMAR
Faur Lazăr

PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD
DIRECŢIA TEHNICĂ
Serviciul Investiții
Nr. 13232 din 20.02.2023

RAPORT
al serviciului de specialitate

Referitor la: Referatul de aprobare înregistrat cu nr. Nr. 13227 din 20.02.2023
_ a domnului Călin BIBARȚ, Primarul Municipiului Arad

Obiect: Aprobarea modificării și completării Hotărârii Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 469/2022 cu privire la aprobarea documentației tehnico-economice și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiție Studiu de fezabilitate- ”Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”,

Municipiul Arad a identificat ca prioritate strategică necesitatea realizării unei noi surse de prodecere a energiei termice, care să fie dezvoltată pe un amplasament alocat special în incinta SC CET Hidrocarburi SA. Din considerente de continuitate a serviciului public de încălzire și furnizare apă caldă, noul proiect va presupune păstrarea funcțională a capacităților existente de producere a energiei termice până când acestea să poată fi retrase definitiv din exploatare, doar după finalizarea și punerea în funcțiune a noilor capacități. Astfel, este dorită realizarea unei instalații de producție a energiei termice și electrice cu tehnică de ultimă generație, cu o capacitate termică totală de cca. 130 MWt care să asigure necesarul de energie termică în cadrul SACET Arad.

Prin configurația propusă, se va asigura atingerea cerințelor obligatorii pentru sistemele eficiente de termoficare centralizată stabilite în cadrul Directivei 27/2012/EU (EED) privind Eficiența Energetică, astfel încât să se asigure minim 50% ET livrată dintr-o combinație de surse în cogenerare de înaltă eficiență și surse de energie regenerabilă.

În cazul acestui proiect de investiție, este vizată livrarea ET în rețeaua termică primară SACET utilizând instalațiile de cogenerare pentru zona de bază și cazanele de apă fierbinte pentru vârf. Conformarea la cerințele Directivei 27/2012/EU (EED) se va realiza conform termenelor agreate cu ajutorul unor pachete investiționale separate.De asemenea, soluția de cogenerare propusă satisface toate cerințele impuse prin Directiva de eficiență energetică privitoare la randamentul global, economia de energie primară și reducerea emisiilor în atmosferă a gazelor cu efect de seră și a celor poluante, precum și toate exigențele prevăzute în programele de finanțare actuale, inclusiv încadrarea sub limita de emisie specifică raportată la energia utilă produsă, de 250 gCO2/kWh, fără a fi necesar aportul vreunui gaz combustibil cu emisii de CO2 scăzute (cum ar fi hidrogenul verde).

Toate echipamentele propuse pentru operarea pe gaz natural sunt capabile să opereze cu un amestec de hidrogen în gazul natural având un conținut de până la 20%vol. H2, iar pentru viitor, în momentul în care hidrogenul va fi disponibil pentru utilizarea facilă, echipamentele pot fi ajustate și/sau upgradate corespunzător pentru creșterea conținutului de hidrogen. În momentul în care va fi utilizat hidrogen verde, ponderea ET din resurse regenerabile, produsă cu ajutorul surselor bazate pe arderea amestecului de gaz natural cu hidrogen, va crește, fiind posibilă adaptarea la cerințele viitoare ce vor fi adoptate cu privire la eficiența energetică

Având în vedere următoarele circumstanțe:

- faptul că Ghidul Specific PNRR C6 I3 CHP stabilește ca cerințe privind eligibilitatea finanțării doar a instalațiilor producătoare de energie în cogenerare de înaltă eficiență, împreună cu toate auxiliarele necesare operării acesteia în cadrul SACET;
- faptul că obligația de a îndeplini cerințele de eficiență energetică a sistemelor de termoficare urbană conform EED se poate realiza prin asumarea de către Beneficiar a măsurilor investiționale care vor duce la implementarea de instalații producătoare de energie termică prin valorificarea de resurse energetice regenerabile în concordanță cu reglementările aplicabile;

- faptul că Directiva EED a fost planificată să fie revizuită, fiind adoptat un draft în iulie 2021, însă actualmente aceasta nu este încă adoptată, la momentul elaborării / depunerii SF;

EED Recast urmează în acest moment procedurile de adoptare și votare ale Parlamentului European, nefiind clar nici momentul când va fi aprobată / publicată și nici care vor fi condițiile finale pentru obiectivele de eficiență energetică;

- faptul că soluția finală de adoptare a unor măsuri investiționale de creștere a ponderii energiei termice din resurse energetice regenerabile depinde de EED Recast, această opțiune tehnic fezabilă a fost eliminată din acest SF, revizuit la cererea Beneficiarului în scopul alinierii la condițiile tehnice și de finanțare ale programului PNRR C6 I3 CHP.

Planul Beneficiarului este acela de a asuma îndeplinirea condiției de eficiență energetică printr-un mix de surse de energie în cogenerare de înaltă eficiență și surse de energie regenerabilă (bazate pe hidrogen verde, termic solar, fotovoltaic, eolian, biomasă) respectiv de a actualiza soluția aplicabilă pentru adoptarea RES prin actualizarea Strategiei de termoficare. Menționăm că față de propunerea inițială de configurare a instalației, s-a renunțat la centrala termo – electrică pe biomasă cu capacitatea de 1,8 MWe + 5,5 MWt , soluția propusă fiind descrisă mai jos.

Având în vedere situația existentă a sursei SACET Arad, în cadrul acestui studiu de fezabilitate se propune ca și soluție de configurare pentru noua sursă, următoarele obiecte :

- Unitate de producție cu cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice de ultimă generație cu capacitatea electrică nominală de cca. 31,2 MWe și 27 MWt.
- 4 Cazane CAF cu sarcină termică nominală de 100 MWt respectiv un CAS de 7,4 MWt.

Se menționează că noua centrală este adaptată la necesarul real actual de energie termică livrată în cadrul SACET.

Pe lângă folosirea unei părți din infrastructura existentă în incinta CETH (stație de tratare chimică a apei, degazor apă de termoficare, pompe de apă de adaos, stații electrice 6/0,4 kV, stație și rețea de apă pentru PSI, conducte tur/retur pentru apa de termoficare, conductă de alimentare cu gaz), vor fi prevăzute toate lucrările de construcție și montaj necesare, inclusiv realizarea racordurilor de alimentare cu gaz natural, apă, energie electrică respectiv a racordurilor de livrare a agentului termic și energiei electrice.

Amplasamentul obiectivului: Amplasamentul este în incinta CET- Arad. B-dul Iuliu Maniu nr. 65 – 71, în care sunt dispuse toate utilajele şi echipamentele de producere şi distribuţie a agentului termic.

Terenul pe care va fi amplasat obiectivul de investiție a fost cumpărat de la CET H și este proprietate publică a Municipiului Arad, înscris în CF nr. 307811 Arad, CF nr. 307809 Arad, CF nr. 359603 Arad şi are o suprafaţă totală de 20.692 mp.

Pe acest amplasament, în anumite perimetre se află vechile echipamente și instalații de producere agent termic, ca de exemplu – locația actualelor CAF -uri aflate în funcțiune care se vor demola după punerea în funcțiune a celor 4 cazane pe abur noi.

Faza de proiectare: Studiu de fezabilitate (SF);

Proiectant: SC PROARCOR SRL Cluj - Napoca.

Obiectivele vizate de investiție sunt:

- Înlocuirea în cel mai scurt timp posibil a capacităților actuale de producție de energie termică din cadrul sursei existente CETH cu o sursă nouă, flexibilă, eficientă și prietenoasă cu mediul;
- Transformarea SACET Arad într-un sistem modern, sustenabil, cu eficiență energetică ridicată;
- Asigurarea capacității de producere a energiei termice pe tot parcursul anului, pentru o durată de viață a agregatelor de minim 15-20 ani, cu satisfacerea necesităților de încălzire centralizată a municipiului Arad conform evoluției cererii de energie termică preconizată a fi produsă pentru SACET;
- Conformarea noilor instalații de producere a energiei cu cerințele impuse de legislația națională și europeană în domeniul protecției mediului și schimbărilor climatice;
- Obținerea unei eficiențe globale înalte, asigurând astfel sustenabilitatea serviciului de termoficare;
- Flexibilitate ridicată a noilor unități de producție astfel încât acestea să se poată adapta cu ușurința la variațiile de sarcină termică previzibile;
- Creșterea gradului de digitalizare cu scopul unei exploatări autonome și cu cheltuieli minime,

ca rezultat al controlului îmbunătățit al mentenanței predictive.

Scenariile propuse/ soluţia de intervenţie

În cadrul documentației proiectantul a prezentat trei soluții (scenarii) posibile și anume:

Soluția A (Scenariu nr. 1) S1 (scenariu factual) (CHP TG) - Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu turbine cu gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de 27 MWt (2x13,5 MWt) și 17,0 MWe (2x8,5 MWe);

(CA)- Instalație de completare la vârf a energiei termice cu cazane pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de 100 MWt (4 x 25 MWt), la care se adaugă un sistem de degazare și preparare a apei de adaos în rețea bazat pe un cazan de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibil, cu sarcina termică nominală de 7,4 MWt. Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. 107,4 MWt. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. 134,4 MWt.

Soluția B (Scenariu nr. 2) S2 (scenariu factual) (CHP MT) -Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de 27 MWt (3x9 MWt) și 31,2 MWe (3x10,4 MWe);

(CA) -Instalație de completare la vârf a energiei termice cu cazane pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de 100 MWt (4 x 25 MWt), la care se adaugă un sistem de degazare și preparare a apei de adaos în rețea bazat pe un cazan de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibil, cu sarcina termică nominală de 7,4 MWt. Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. 107,4 MWt. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. 134,4 MWt.

Soluția C (scenariu contrafactual) (CA GN) Instalație convențională echivalentă de producere a energiei termice cu cazane echivalente pe gaz natural, având o capacitate termică totală de cca. 132,4 MWt;

Scenariile propuse au în vedere adaptarea soluției tehnice la necesitățile actuale ale SACET Arad cauzate de schimbările de ordin tehnic precum și de ordin legislativ. De asemenea scenariile propuse îndeplinesc condițiile impuse pentru:

- impact pozitiv asupra mediului ;
- sporirea confortului termic și al siguranței de operare în SACET Arad;
- menținerea costurilor energiei termice la un nivel cât mai redus cu un impact pozitiv asupra nivelului de trai și asigurarea condițiilor decente de locuit în Municipiul Arad;

În urma analizei comparative se recomandă Scenariul 2.

1.Descrierea investiţiei:

De asemenea, soluția de cogenerare propusă satisface toate cerințele impuse prin Directiva de eficiență energetică privitoare la randamentul global, economia de energie primară și reducerea emisiilor în atmosferă a gazelor cu efect de seră și a celor poluante, precum și toate exigențele prevăzute în programele de finanțare actuale, inclusiv încadrarea sub limita de emisie specifică raportată la energia utilă produsă, de 250 gCO2/kWh, fără a fi necesar aportul vreunui gaz combustibil cu emisii de CO2 scăzute (cum ar fi hidrogenul verde).

Toate echipamentele propuse pentru operarea pe gaz natural (atât motoarele cât și cazanele) sunt capabile să opereze cu un amestec de hidrogen în gazul natural având un conținut de până la 20%vol. H2, iar pentru viitor, în momentul în care hidrogenul va fi disponibil pentru utilizarea facilă, echipamentele pot fi upgradate corespunzător pentru creșterea conținutului de hidrogen. În momentul în care va fi utilizat hidrogen verde, ponderea ET din resurse regenerabile, produsă cu ajutorul surselor bazate pe arderea amestecului de gaz natural cu hidrogen, va crește, fiind posibilă adaptarea la cerințele viitoare ce vor fi adoptate cu privire la eficiența energetică.

Noua sursă va include următoarele obiecte ale investiției :

- instalație de cogenerare de înaltă eficiență formată dintr-un număr de 3 motoare termice cu ardere internă pe gaz natural
- instalație de producere a apei calde și aburului formată dintr-un număr de 4 cazane de apă caldă pe gaz natural și 1 cazan de abur pe gaz natural
- echipamentele, sistemele și instalațiile auxiliare necesare noii surse, precum:

- sistemele de pompare a fluidelor, necesare operării noii surse
- instalația de degazare termică a apei de adaos introdusă în rețeaua de termoficare

- acumulatorul de căldură pentru utilizarea eficientă a instalației HE CHP
- stația electrică de transformare aferentă noii surse
- racorduri tehnologice și la utilități

În vederea proiectării și realizării, s-a realizat o structurare a obiectivului de investiție pe următoarele 7obiecte:

Obiect 01 – MT : Motoare pe gaz (instalație de cogenerare de înaltă eficiență)
Obiect 02 – CA : Cazane pe gaz (instalație de producere a energiei termice)
Obiect 03 – DT : Degazor termic pentru apa de termoficare
Obiect 04 – AC : Acumulator de căldură
Obiect 05 – SP : Stație de pompare agent termic
Obiect 06 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit
Obiect 07 – SG : Servicii generale, rețele în incintă și racorduri

Obiect 01 – MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz natural

Instalația de cogenerare de înaltă eficiență (CHP) propusă pentru adoptare asigură energia termică sub formă de apă fierbinte pentru utilizare în rețeaua de termoficare SACET Arad simultan cu energia electrică pentru vânzare pe piața liberă.

Capacitatea instalației CHP a fost stabilită la minim 27 MWt căldură și minim 31,2 MWe putere electrică. Randamentul garantat al instalației realizate prin acest proiect va fi de 88 %.

Instalația CHP se bazează pe un număr de 3 (trei) motoare termice identice de ultimă generație (unități CHP), cu pistoane cu ardere internă și aprindere prin scânteie, care utilizează gaz combustibil, pregătite H2Ready, în componența cărora sunt incluse toate auxiliarele specifice necesare: turbocompresorul gaz-aer, răcitoarele de aer, răcitorul de ulei, răcitoarele de apă, sistemele electrice și de control, generatorul electric 10,5 kV, etc.

Capacitatea individuală a unei unități CHP este de minim 9 MWt și minim 10,4 MWe .

Constructiv, fiecare unitate CHP va include următoarele părți asamblate:

- generatorul,
-ansamblul motor,
-ansamblul turbocompresor
- ansamblul recuperator de căldură.

Fiecare unitate CHP va fi echipată cu sistem de comandă, control și protecție, cu interfețe de comunicație de date și semnale I/O necesare pentru integrarea în cadrul sistemului DCS/SCADA al noii surse.

- Alimentarea cu gaze Motoarele unităților CHP prevăzute vor funcționa cu gaz natural în prima etapă de exploatare, fiind pregătite pentru a funcționa în viitor cu ”hidrogen verde” în amestec cu gazul natural, atunci când condițiile de piață vor deveni favorabile utilizării. Motoarele propuse sunt “H2-Ready”și sunt capabile să opereze, de la momentul achiziției, cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 25%vol hidrogen, cu condiția asigurării anumitor condiții tehnice.
- Performanțele motoarelor se vor modifica pe măsură ce conținutul de hidrogen va crește .
- Pentru orice conținut de hidrogen peste valoarea de 5%vol, este necesară realizarea unei automatizări care presupune reglarea continuă a procesului de ardere în funcție de conținutul de hidrogen din gazul natural respectiv de cifra metanului. De asemenea, planul de mentenanță specific operării pentru gazul natural va trebui actualizat corespunzător și vor fi o serie de costuri suplimentare, cu echipamentele necesare pentru măsurarea H2 și MN, respectiv cu ajustările de software în configurația motorului și serviciile de proiectare și inginerie aferente.
- Pentru alimentarea cu gaz natural este prevăzută o stație de comprimare gaz care asigură creșterea presiunii de la 2 bar(g) la o presiune de 9,5...10 bar(g). Stația de comprimare gaz va fi formată dintr-o unitate de comprimare gaz dimensionată pentru alimentarea celor 3 unități CHP. Alimentarea fiecărui motor se va realiza dintr-o bară

comună racordată la ieșirea compresorului. Fiecare racord de alimentare la motor va fi dotat cu contor de gaz natural.

- Recuperarea căldurii și răcirea motorului Pentru recuperarea căldurii în scopul utilizării în rețeaua de termoficare SACET, motoarele vor utiliza un circuit format din răcitoarele de aer de combustie din circuitul turbocompresor, răcitorul de ulei, răcitorul de apă motor și răcitorul de gaze de ardere, cuplat la rețeaua de termoficare prin intermediul unui schimbător de căldură separator. Circuitul motor va dispune de un grup de pompare 1F+1R care asigură circulația corespunzătoare a apei, împreună cu vanele de reglaj și senzorii de automatizare necesari. Gazele de ardere vor fi răcite și evacuate la coș sub 120 °C Temperatura apei în circuitul de termoficare al schimbătorului de separație va fi de 95°C pe tur și 65°C pe retur. Motorul va fi capabil să asigure o temperatură maximă pe tur de 110°C în sezonul rece.
  Căldura minimă recuperată în apa de termoficare va fi de minim 9 MWt.
  Auxiliare Vor fi asigurate toate utilitățile și auxiliarele necesare pentru operarea motoarelor.
  Instalația de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz este compusă din:
  - 1 stație de comprimare gaz natural 2 / 10 bar(g)
  - 3 unități de cogenerare de înaltă eficiență (MT1, MT2, MT3), cu gaze, H2R, realizate în jurul unui set motor – generator de mare capacitate, inclusiv cu toate auxiliarele necesare operării:
  o Sistem de alimentare cu gaz natural
  o Sistem de alimentare cu aer comprimat
  o Sistem de alimentare și filtrare a aerului de combustie
  o Sistem de ventilație pentru răcirea și alimentarea cu aer la motor
  o Sistem de alimentare cu apă de adaos la circuitul motorului
  o Sistem de răcire și recuperare a căldurii din apa motorului
  o Sistem de răcire și recuperare a căldurii din gazele de ardere ale motorului
  o Sistem de reducere a emisiilor poluante din gazele de ardere ale motorului (NOx și CO)
  o Sistem de monitorizare a emisiilor la coș – opțional (se recomandă aparatură portabilă de măsurare a emisiilor)
  o Schimbător de căldură pentru transferul căldurii recuperate în circuitul de termoficare SACET
  o Sistem de evacuare de urgență a căldurii degajate de intercooler
  o Sistem de evacuare de urgență a căldurii din apa de răcire a motorului, inclusiv schimbător de căldură și echipamente de automatizare aferente
  o Sistem de management al uleiului (rezervoare de ulei proaspăt și uzat, pompe de alimentare/descărcare, filtre, robineți, instrumentație, conducte, armături)
  o Sistem de detecție a scăpărilor de gaze o Sistem de stingere PSI
  o Dulapurile electrice pentru alimentarea consumatorilor, automatizare și control o Structură și platforme pentru mentenanță
  o Container de atenuare a zgomotelor produse de motor
  o Atenuator de zgomot gaze de ardere
  o Coș de fum o Set materiale prima umplere pentru operare în garanție (ulei, uree, altele)
  o Pod rulant aferent motorului
  Alte instalații: - Set de contoare pentru energie termică, gaz natural, energie electrică - Set de vane, acționări, robineți, instrumente
  - Sisteme electrice
  - Sistem de automatizare și conducere locală pentru realizarea automată a tuturor funcțiunilor specifice (tablou de control principal, server/stație de lucru, software, modul comunicație la distanță, tablouri locale de control în câmp, instrumente, cabluri de rețea și fibră optică) .
  Lucrări și servicii care au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- lucrări de construcții și instalații aferente clădirii motoarelor termice, stației de comprimare gaz și coșurilor de fum

-demolare structuri subterane și supraterane existente, terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundații, platforme, clădire industrială, structuri de acces și de susținere, cămine, canale de cabluri, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnete la coșuri de fum, prize, iluminat interior și exterior, balizaj coșuri, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, evacuare ape uzate cu ulei, scurgeri pentru ape meteorice)

- Procurare și montaj conducte și cabluri, inclusiv materiale asociate
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele
- Verificări, inspecții, încercări, teste, probe și punere în funcțiune
- Teste de performanță

Construirea și montajul

Obiectul MT, ce include clădirea motoarelor, stația de comprimare gaz și coșurile de fum, va utiliza o amprentă la sol cât mai redusă. Spațiul estimat pentru realizarea acestui obiect este indicat în planul de amplasare, fiind de cca. 43 x 43 m; acest spațiu este obligatoriu, nu se poate depăși. Soluția constructivă va ține cont de aranjamentul optim al echipamentelor din cadrul furniturii unităților CHP precum și de cerințele privind zgomotul în interior și în exterior.

Obiect 02 – CA : Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz

Pentru acoperirea producției de energie termică sub formă de apă caldă / fierbinte la partea superioară a necesarului mediu și la vârful curbei de sarcină, respectiv pentru a permite în viitor utilizarea unor gaze cu potențial de emisie scăzută de CO2, precum hidrogenul verde, cu scopul de a îndeplini viitoarele cerințe privind eficiența energetică preconizate a se adopta la nivelul Uniunii Europene, au fost prevăzute în cadrul configurației noii centrale 4 (patru) cazane de apă caldă cu funcționare pe gaz natural, realizate cu tehnologie ignitubulară, cu posibilitatea utilizării hidrogenului verde în amestec cu gazul natural în proporție de până la 20-25%, având fiecare capacitatea termică nominală de producere de 25 MWt.

Pentru producerea aburului de degazare a apei de adaos necesară pentru completarea pierderilor din rețeaua de termoficare SACET Arad, este prevăzut un cazan de abur saturat de tip ignitubular, cu funcționare pe combustibil gaz natural, pregătite H2R, cu capacitatea de 12 t/h, 6 bar,împreună cu toate auxiliarele necesare.

Randamentul termic al cazanelor va fi de minim 95%, iar domeniul de reglaj al sarcinii termice a cazanelor de apă caldă va fi între 25 și 100%.Toate cazanele vor fi fabricate de același producător.

Pentru cuplarea cazanelor în cadrul noii centrale, schema propusă prevede instalarea unor schimbătoare de căldură cu plăci (8buc) pentru separarea circuitului de apă al cazanului de circuitul de apă de termoficare. Vor fi considerate câte 2 schimbătoare racordate în paralel din considerente de flexibilitate a configurației, respectiv câte 2 electropompe de circulație apă prin cazan, 1F+1R.

Pentru protejarea cazanelor de apă caldă la temperatură scăzută pe intrarea cazanului sub o anumită valoare, este obligatorie adoptarea unei soluții de recirculare a apei pe cazan, cu ajutorul unui grup de două electropompe echipate fiecare cu câte un convertizor de frecvență. Intrările și ieșirile în/din cazane vor fi prevăzute cu vane de secționare. Cazanele vor fi prevăzute cu supape de siguranță la suprapresiune. Fiecare cazan va fi prevăzut cu sisteme de măsură a energiei termice și a gazului natural.

Toate echipamentele termo-energetice menționate împreună cu auxiliarele aferente vor fi instalate într-o clădire industrială cu amprenta necesară. Clădirea va asigura suprafața de explozie conform normelor de utilizare a gazului natural respectiv grilele de aspirație a aerului la cazane. Clădirea va fi dotată cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte, respectiv în funcție de dimensiunile stabilite. Pe amplasamentul noii clădiri se vor demola structurile subterane și supraterane existente.

Obiect 03 – DT : Degazor termic pentru apa de termoficare

Degazarea apei de termoficare vehiculată prin rețeaua termică primară joacă un rol esențial în exploatarea corespunzătoare a SACET pe termen lung. Pentru protejarea rețelelor termice, apa de termoficare trebuie să fie menținută la o anumită calitate, de natură să nu afecteze integritatea fizică a conductelor rețelei prin coroziuni, depuneri, colmatări. Prin urmare, în cadrul configurației

noii centrale este prevăzută funcția de sistem degazor care să asigure tratarea necesarului de apă de adaos actual. Procedeul de degazare se va baza pe utilizarea aburului saturat de cca. 6 bar(g), produs continuu cu ajutorul cazanelor de abur pe gaz parte din obiectul nr. 2.

Se va utiliza stația de tratare chimică a apei (ST sau STCA), obiect existent în cadrul incintei CET Hidrocarburi.

Alimentarea noii centrale se va realiza cu două sortimente de apă:

- apă dedurizată, necesară în primul rând pentru umplerea / completarea rețelei de termoficare în scopul compensării pierderilor existente în rețeaua de transport și în rețelele de distribuție aferente punctelor termice centrale, precum și pentru umplerea / completarea circuitelor interne ale noii centrale (circuitele termice proprii motoarelor și cazanelor), după caz; - apă demineralizată, necesară pentru alimentarea cu apă a cazanelor generatoare de abur produs pentru degazare, precum și pentru umplerea / completarea circuitelor interne ale noii centrale (circuitele termice proprii motoarelor și cazanelor), după caz.

Obiect 04 – AC : Acumulator de căldură

Stocarea căldurii permite operarea instalației de cogenerare propuse la capacitatea maximă pentru o perioadă de timp determinată, în perioade cu consum de energie termică mai redus, fără a fi necesară modularea permanentă a sarcinii termice. Totodată, se maximizează producția de energie electrică la eficiența maximă posibilă pentru punctul nominal de funcționare. În consecință, decuplarea dintre generarea și cererea de căldură este deosebit de utilă în cazul unei centrale de cogenerare asigurând astfel o funcționare flexibilă și o fiabilitate mai ridicată a acestora. Capacitatea de stocare propusă este de ≥420 MWh.

Obiect 05 – SP : Stație de pompare agent termic

Pentru implementarea unei centrale de cogenerare complete, este necesară realizarea unui sistem nou de pompare a agentului termic (4 buc.electropompe) care să asigure circulația acestuia prin echipamentele termo-energetice și livrarea în rețeaua SACET.

Stația de pompare se va realiza întro clădire industrială nouă, cu amprenta necesară.

Obiect 06 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit

Pentru evacuarea puterii electrice generate la nivelul noii centrale precum și pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor aferenți obiectelor descrise anterior, s-a prevăzut o stație electrică (SE) pe nivelul de tensiune 10,5 kV, interconectată corespunzător cu o stație electrică existentă pentru conectare la SEN pe nivelul de tensiune de 110kV, prin intermediul unui transformator ridicător nou 10,5/110 kV, de capacitate minim 50 MVA.

Unitățile de cogenerare cu grup motor-generator vor fi racordate prin intermediul liniei electrice 110 kV și se clasifică în categoria D, indiferent de puterea electrică generată, având în vedere că punctele de racord la rețeaua electrică de interes public sunt situate la nivelul stației electrice 110kV Mureșel.

În vederea realizării racordului la stația de conexiune la SEN existentă în afara incintei CETH, este inclusă modernizarea unui ansamblu de celulă 110kV existentă (echipare complet nouă: întreruptor, separatoare, descărcătoare, transformatoare de măsură, izolatoare, cutii de joncțiune, dulapuri de protecție), respectiv va fi realizată linia electrică de racord aferentă; Cablurile vor fi instalate pe un traseu combinat, parțial îngropat, parțial prin canal tehnic existent. Celula de 110kV vizată pentru modernizare va fi integrată cu sistemele electrice de înaltă tensiune, sistemele de automatizare / SCADA și circuitele cc/ca de joasă tensiune existente la nivelul stației electrice 110kV Mureșel.

Stația de 10,5 kV va fi compusă din două secțiuni distincte, interconectate între ele printr-o cuplă. O secțiune de 10,5kV este alocată unui grup de 2 generatoare – 2 GenSet-uri de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT – iar cealaltă secțiune de 10,5kV este alocată celui de-al 2-lea grup de 2 generatoare – 1 GenSet de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT .

Cele două secțiuni vor fi cuplate la un transformator de putere ridicător de tensiune 10.5/110kV prin cabluri și cutii de conexiune adecvate. Transformatorul ridicător va fi dotat cu dulap de protecție și control și sistem de stingere. Fiecare generator va fi contorizat.

Obiect 07 – SG : Servicii generale ,rețele în incintă și racorduri

Pentru realizarea noii centrale, toate obiectele prezentate vor fi interconectate și interfațate corespunzător, în scopul asigurării unei funcționări integrate și eficiente. Toate activitățile de proiectare și execuție vor lua în considerare obiectele și necesitățile acestora de a realiza interconexiunile și racordurile la sistemele externe (utilități, electricitate, gaz natural, apă). Având în vedere că amplasamentul alocat include obiecte de construcții diverse, acestea vor fi desființate sau utilizate corespunzător cu soluțiile tehnice indicate în descrierea obiectelor. Toate cheltuielile pentru demolări, amenajare teren, construcții noi, relocări utilități și realizare conexiuni utilități , precum și montajul noilor utilaje, sunt cuprinse în devizul general al investiției.

Grupurile de măsurare obligatorii pentru combustibilii utilizați și pentru energia produsă și livrată, vor respecta toate reglementările tehnice și legislative aplicabile acestei investiții, naționale și europene, respectiv Directiva MID și reglementările ANRE și BRML privitoare la măsurarea mărimilor, atât pentru utilizare comercială cât și pentru evidențierea performanțelor noii surse, inclusiv pentru necesitatea realizării bilanțurilor de cantitate și energie pe fluxurile de intrare și ieșire ale centralei. Din punct de vedere tehnic, grupurile de măsurare vor fi robuste, fiabile, durabile.

2.Indicatorii tehnico-economici

Valoarea totală a investiţiei = 533.737.112,82 lei (cu TVA) din care
C+M = 154.747.332,25 lei (cu TVA)
Utilaje și echipamente : 308.114.645,30 lei (cu TVA)

Principalele caracteristici tehnice ale investiţiei
Unitate de cogenerare: − Număr de unități de cogenerare: 3 buc.
− Număr de motoare / unitate: 1 buc.
Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 100mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina electrică: 3 x 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: ≥ 31.200 kWe
- Căldură utilă cogenerată, în apă: ≥ 27.000 kWt
- Randament electric CHP: ≥ 47,3 %
- Randament termic CHP: ≥ 40,9 %
- Randament global CHP, garantat: ≥ 88,0 %
- Putere termică combustibil principal: 66.000 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 6.600 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 13.329 kg/h

Cazane de apă caldă CA , 4buc. X 25 MWt,
Sarcină nominală totală de 100 MWt.
Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina termică: 4 x 100% (nominal)
- Căldură utilă în apă: ≥ 100.000 kWt
- Randament termic cazan + recuperator căldură: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 105.260 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 10.526 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 10.630 kg/h
Cazan de abur , 1 buc
Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 20%vol H2, în prezent)
- Tehnologie: cazan ignitubular
- Sarcina termică: 100% (nominal)
- Capacitate de producere abur: 12 t/h
- Presiune de lucru abur, saturat: 6 bar(g)

- Temperatură de alimentare cu apă, saturat: 103 ... 105°C
- Randament termic cazan: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 7.770 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 777 Nm3/h
-Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 1.570 kg/h
- Standarde: EN 12953, EN 267, EN 676
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001 CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD

Indicatorii de proiect:

ID	Indicatori la nivel de proiect implementat	UM	Valoare
I.1	Reducerea gazelor cu efect de seră - scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	tCO2eq %	34.344 29,2%
I.2	Capacitate instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă	MW	58,2
I.3	Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat, în cogenerare de înaltă eficiență(config. HE CHP)	MWh(f)/an %	170.051 29,2%

- Durata de realizare investiţiei = 36 luni,

- Finanţarea investiţiei se face din fonduri ale bugetului general, din Programul Național de Redresare și Reziliență, Pilonul I, Tranziția verde – Componenta 6 – Energie, Investiția 3 şi alte surse atrase conform listelor de investiţii aprobate în condiţiile legii.

3.Conţinutul documentaţiei:

Documentaţia supusă spre avizare respectă cerinţele conform :

- HGR 907/2016 privind etapele de elaborare şi conţinutul – cadru al documentaţiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice;
- Legea 273/2006 privind finanțale publice locale, cu modificările și completările ulterioare;
- Ghidul de finanțare pentru Programul PNRR – Pilonul I. Tranziția verde – Componenta 6 Energie) completat cu cerințele de clarificare.

Față de cele de mai sus,

PROPUNEM,

Adoptarea unei hotărâri pentru aprobarea modificării și completării Hotărârii Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 469/2022 cu privire la aprobarea documentației tehnico-economice și a indicatorilor tehnico-economici ai obiectivului de investiție Studiu de fezabilitate- ”Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”.

DIRECTOR EXECUTIV,
Gurban Sorin

ŞEF SERVICIU,
Giurgiu Lucia

VIZAT JURIDIC,

A1.0 : CUPRINS STUDIU DE FEZABILITATE

A. PIESE SCRISE

A1.1	Studiul de Fezabilitate (SF)

B. PIESE DESENATE

B1	***Piese desenate – situație existentă***
B1.1	Plan de situație
B1.2	Schemă de termoficare simplificată – CET Hidrocarburi
B1.3	Schemă electrică simplificată – CET Hidrocarburi
B1.4	Schemă electrică SE Mureșel 110-20-6 kV – E-Distribuție Banat
B2	***Piese desenate – situație propusă***
B2.1	Plan de încadrare în zonă
B2.2	Plan de situație cu terenul alocat noii surse
B2.3	Plan de amplasament pentru configurația noii surse
B2.4	Schemă termomecanică simplificată pentru configurația noii surse
B2.5	Schemă electrică simplificată pentru configurația noii surse

C. ANEXE SF

C1	Listă colectiv de proiectare
C2	Documente privind cheltuielile de investiție și de exploatare
	C2.1 Deviz general și devize obiect – Scenariul factual S1
	C2.2 Deviz general și devize obiect – Scenariul factual S2
	C2.3 Deviz general și devize obiect – Scenariul contrafactual SR
	C2.4 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul factual S1
	C2.5 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul factual S2
	C2.6 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul contrafactual SR
C3	Specificații tehnice principale
	C3.1 Necesar ET lunar pentru anii 2016 ... 2047 – Scenariile S1, S2, SR
	C3.1a Diagrame evoluție căldură medie lunară și ET lunară – 2023 ... 2047
	C3.2 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul S1 (ani orizontali)
	C3.3 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul S2 (ani orizontali)
	C3.4 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul SR (ani orizontali)
	C3.5 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul S1 (ani verticali)
	C3.6 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul S2 (ani verticali)
	C3.7 Specificații tehnice comparative pentru configurațiile scenariilor S1 și S2 (2026)
	C3.8 Performanțele orare ale surselor de producere ET și EE – Scenariile S1 și S2
C4	Grafic de pregătire și realizare a proiectului
C5	Lista standardelor, normelor și reglementărilor recomandate pentru CHP

C6	Documente avizatoare la faza de proiectare SF
	C6.1 Certificat de urbanism
	C6.2 Extrase de carte funciară aferente terenurilor alocate
	C6.3 Avizul de gospodărire a apelor – AN Apele Române (ABA Mureș, SGA Arad)
	C6.4 Avizul de principiu privind evacuarea apelor în Canalul Mureșel – ANIF Arad
	C6.5 Avizul de amplasament privind rețelele de apă și canalizare – CAA Arad
	C6.6 Avizul de amplasament privind rețelele de gaz natural – Delgaz Grid SA TM
	C6.7 Avizul de amplasament privind rețelele de electricitate – E-Distribuție Banat SA TM
	C6.8 Avizul de amplasament privind rețelele de termoficare – CET Hidrocarburi SA
	C6.9 Avizul de asistență de specialitate de sănătate publică – DSPJ Arad
	C6.10 Avizul de principiu pentru racordarea la SE Mureșel – E-Distribuție Banat SA TM
	C6.11 Acord de acces - racord la SRM3 CETH – Delgaz Grid SA TM
	C6.12 Declarația privind monitorizarea siturilor NATURA 2000 – APM Arad
	C6.13 Decizia etapei de evaluare inițială – APM Arad
	C6.14 Studiu geotehnic preliminar
	C6.15 Studiu topografic
C7	Analiza cost-beneficiu (ACB)
	C7.0 Memoriu Analiza Cost-Beneficiu
	C7.1 Tabel sinteză indicatori financiari și economici
	C7.2 Analiza financiară – Scenariul contrafactual SR
	C7.3 Analiza financiară – Scenariul factual S1
	C7.4 Analiza financiară – Scenariul factual S2
	C7.5 Calculul costului mediu ponderat al capitalului (WACC)
	C7.6 Prețuri utilizate pentru ET, EE, GN, CO2
	C7.7 Valori de investiție CAPEX – Scenariile S1, S2, SR
	C7.8 Analiza economică – Scenariile S1/SR, S2/SR, S2/S1
	C7.9 Analiza de senzitivitate, inclusiv diagrame – Scenariul S2
	C7.10 Fișier Excel cu Model ACB (include calcule tehnice și economice SF+ACB)

STUDIU DE FEZABILITATE

Proiect:

„Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA”

Beneficiar:

Municipiul Arad

Elaborator:

PROARCOR SRL

Contract:

26D / 17.08.2022

Prezentul studiu de fezabilitate a fost elaborat în conformitate cu cerințele beneficiarului și cu prevederile HG nr. 907/2016 cu modificările și completările ulterioare.

COD DOCUMENT : MA-P2-SACET-SF2-2022

Revizia 6

CUPRINS

CUPRINS 2
Cuprins Tabele 6
Cuprins Desene 7
Informațiile privind confidențialitatea 8
Termenii și Abrevierile 9
Unitățile de măsură 10
A. PIESELE SCRISE 11
1 INFORMAȚIILE GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚIE 11
1.1 Denumirea obiectivului de investiție 11
1.2 Ordonatorul principal de credite/investitor 11
1.3 Ordonatorul de credite (secundar/terțiar) 11
1.4 Beneficiarul investiției 11
1.4.1 Beneficiarul final / Operatorul 11
1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate 11
1.6 Numărul și data contractului 11
2 SITUAȚIA EXISTENTĂ. NECESITATEA REALIZĂRII INVESTIȚIEI 12
2.1 Informații generale 12
2.1.1 Concluziile studiului de prefezabilitate 12
2.1.2 Tema de proiectare 12
2.1.3 Situația existentă. Necesitatea și oportunitatea investiției propuse 15
2.1.4 Abordarea studiului de fezabilitate și conturarea soluțiilor posibile 25
2.2 Prezentarea contextului 27
2.2.1 Politicile, strategiile, legislația, acordurile relevante, structuri instituționale și financiare 27
2.2.2 Alte programe de investiții în curs de implementare în cadrul SACET Arad 30
2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor 30
2.4 Analiza cererii 35
2.4.1 Analiza cererii (general) 35
2.4.2 Necesarul de energie termică 35
2.4.3. Prognoza pe termen scurt, mediu și lung 41
2.5 Obiectivele preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice 43
2.5.1 Obiectivele generale 43
2.5.2 Obiectivele specifice 43
3 PREZENTAREA SCENARIILOR TEHNICO-ECONOMICE PROPUSE 45
3.0 Scenariile și configurațiile tehnice fezabile prezentate 45
3.0.1 Soluția A : CHP TG + CA 49
3.0.2 Soluția B : CHP MT + CA 50
3.0.3 Soluția C : CA GN 52
3.0.4 Stabilirea scenariilor factuale. Justificare 53
3.1 Particularitățile amplasamentului 54
3.1.1 (a) Descrierea amplasamentului 55
3.1.2 (b) Relațiile cu zone învecinate, accesuri existente, căi de acces posibile 59
3.1.3 (c) Orientările propuse față de punctele cardinale și alte puncte de interes 59

3.1.4 (d) Sursele de poluare existente în zonă 59
3.1.5 (e) Datele climatice și particularitățile de relief 60
3.1.6 (f) Existența unor condiționalități în zona alocată proiectului 61
3.1.7 (g) Caracteristicile geofizice ale terenului din amplasament 65
3.2 Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic 71
3.2.0 Scenariile și configurațiile tehnice identificate și prezentate 71
3.2.1 Descrierea soluțiilor tehnice fezabile pentru scenariile identificate 72
3.2.2 Caracteristicile și specificațiile tehnice principale 93
3.2.3 Caracteristicile și specificațiile tehnice pentru operare 102
3.3 Costurile obiectivului de investiție 103
3.3.1 Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții 103
3.3.2 Costurile estimative de operare pe durata normată de viață 105
3.4 Studiile de specialitate 111
3.4.1 Studiul topografic 111
3.4.2 Studiul geotehnic 111
3.4.3 Studiul hidrologic 111
3.4.4 Studiul privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice 111
3.4.5 Studiul de trafic și studiu de circulație 111
3.4.6 Raportul de diagnostic arheologic preliminar 111
3.4.7 Studiul peisagistic 111
3.4.8 Studiul privind valoarea resursei culturale 111
3.4.9 Studiile de specialitate necesare 111
3.5 Graficul de realizare a investiției 112
4 ANALIZA SCENARIILOR TEHNICO-ECONOMICE PROPUSE 113
4.1 Prezentarea cadrului de analiză 113
4.1.1 Cadrul de analiză 113
4.1.2 Scenariile analizate 113
4.2 Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc ce pot afecta investiția 115
4.2.0 Preambul 115
4.2.1 Vulnerabilitățile cauzate de factori de risc antropici 115
4.2.2 Vulnerabilitățile cauzate de factori de risc naturali 118
4.2.3 Vulnerabilitățile cauzate de schimbări climatice 119
4.2.4 Vulnerabilitățile cauzate de riscuri politice, economice și financiare 120
4.2.5 Necesarul de utilități și de relocare/protejare a utilităților 120
4.2.6 Soluțiile pentru asigurarea utilităților necesare 121
4.3 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții 121
4.3.1 Impactul social și cultural, inclusiv egalitatea de șanse 121
4.3.2 Forța de muncă ocupată prin realizarea investiției 121
4.3.3 Impactul asupra factorilor de mediu, biodiversității și siturilor protejate 121
4.3.4 Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic 125
4.4 Analiza cererii de bunuri și servicii 125
4.4.0 Preambul 125
4.4.1 Analiza cererii de energie termică 125

4.4.2 Analiza cererii de energie electrică ... 125
4.5 Analiza financiară ... 125
4.5.1 Condițiile de referință și premizele de realizare a analizei financiare ... 126
4.5.2 Sustenabilitatea financiară a proiectului ... 128
4.5.3 Costurile investiției. Deficitul de finanțare ... 128
4.6 Analiza economică ... 129
4.7 Analiza de senzitivitate ... 129
4.8 Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor ... 131
5 SCENARIUL TEHNICO-ECONOMIC RECOMANDAT ... 135
5.1 Comparația scenariilor propuse d.p.d.v. tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor ... 135
5.2 Selectarea și justificarea scenariului optim recomandat ... 135
5.3 Descrierea scenariului optim recomandat ... 142
5.3.0 Preambul. Informații generale ... 142
5.3.1 Obiectul 1 – MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz ... 145
5.3.2 Obiectul 2 – CA : Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz ... 154
5.3.3 Obiectul 3 – DT : Degazor termic pentru apa de termoficare ... 165
5.3.4 Obiectul 4 – AC : Acumulator de căldură ... 170
5.3.5 Obiectul 5 – SP : Stație de pompare agent termic ... 174
5.3.6 Obiectul 6 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit ... 176
5.3.7 Obiectul 7 – SG : Servicii generale, rețele în incintă și racorduri ... 182
5.3.8 Grupurile de măsurare ... 187
5.3.9 Formarea devizului general și devizelor pe obiecte ... 190
5.4 Principalii indicatori tehnico-economici ... 197
5.4.1 (a) Indicatorii maximali ... 197
5.4.2 (b) Indicatorii minimali ... 198
5.4.3 (c) Alți indicatori ... 200
5.4.4 (d) Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții ... 200
5.5 Conformarea obiectivului de investiție cu reglementările specifice ... 200
5.5.0 Preambul ... 200
5.5.1 Reglementările aplicabile proiectului de investiție ... 200
5.6 Surse de finanțare ... 200
5.6.1 Sursele de finanțare a investiției ... 201
5.6.2 Centralizatorul surselor de finanțare ... 208
6 URBANISM, AVIZE, ACORDURI ȘI AUTORIZAȚII ... 209
6.1 Certificatul de urbanism ... 209
6.2 Extrasele de carte funciară aferente amplasamentului de proiect ... 209
6.3 Studiile de specialitate ... 209
6.4 Avize, acorduri și autorizații privind gospodărirea apelor și protecția mediului ... 209
6.4.1 Avizul de gospodărire a apelor ... 209
6.4.2 Avizul/acordul ANIF ... 210
6.4.3 Avizul companiei municipale/regionale de apă ... 210
6.4.4 Avizul/acordul privind protecția mediului ... 210
6.4.5 Avizul/Declarația NATURA 2000 privind ariile protejate ... 211

6.5 Avizele tehnice de racordare principale 212
6.6 Alte avize, acorduri și studii specifice 213
6.7 Autorizațiile pentru execuția lucrărilor 213
6.8 Autorizațiile pentru punerea în funcțiune 214
6.9 Autorizațiile / licențele pentru operare 214
7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI 215
7.1 Informațiile despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției 215
7.2 Strategia de implementare 215
7.2.1 Condițiile impuse de programul de finanțare 215
7.2.2 Durata de execuție a obiectivului de investiție 220
7.2.3 Graficul de pregătire și implementare a obiectivului de investiție 220
7.2.4 Eșalonarea valorii de investiție pe ani 222
7.2.5 Cheltuielile eligibile. Valoarea finanțării 223
7.2.6 Resursele necesare realizării investiției 223
7.2.7 Planul de acțiune 223
7.2.8 Garanția tehnică 226
7.3 Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare 226
7.3.1 Pregătirea operatorului în vederea operării și mentenanței noii centrale 226
8 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI 229
8.1 Scenariul optim recomandat 229
8.2 Finanțarea optimă recomandată 229
8.3 Justificarea soluției de cogenerare în contextul cerințelor de eficiență energetică 229
8.4 Măsuri investiționale necesare, complementare obiectului de investiție 230
8.5 Recomandări 230
8.5.1 Recomandări privind pregătirea și implementarea proiectului 230
8.5.2 Recomandări privind exploatarea 231
8.5.3 Altele 234
B. PIESE DESENATE 235
C. ANEXE S.F. 235

Cuprins Tabele

Tabel 1. Evoluția pierderilor lunare de ET în anul 2022 (model) 34
Tabel 2. Necesarul ET pentru anul de referință 2020 36
Tabel 3. Estimarea necesarului ET medie lunară pentru anul de referință 2020 37
Tabel 4. Date statistice temperatură aer, umiditate relativă aer și presiune atmosferică..... 37
Tabel 5. Vârful de sarcină ET orară (istoric + prognoză) 37
Tabel 6. Necesarul ET lunar „la gard" prognozat în 2024 (an de producție cu cazane) 39
Tabel 7. Necesarul ET lunar „la gard" prognozat în 2025 (doar cu cazane)..... 40
Tabel 8. Necesarul ET lunar „la gard" prognozat în 2026 (primul an cu motoare) 40
Tabel 9. Evoluția necesarului de ET în cadrul SACET Arad (istoric + prognoză)..... 41
Tabel 10. Prognoza evoluției consumului de energie termică 2023-2047 42
Tabel 11. Indicatorii de proiect aferenți instalației de cogenerare de înaltă eficiență..... 44
Tabel 12. Soluțiile potențiale identificate 48
Tabel 13. Performanțele instalației CHP cu TG 8,5 MWe..... 50
Tabel 14. Performanțele garantate pentru motoarele termice propuse..... 51
Tabel 15. Scenariile identificate..... 71
Tabel 16. Principalele specificații tehnice ale instalațiilor CHP din configurațiile S1, S2..... 72
Tabel 17. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S1..... 107
Tabel 18. Centralizator cheltuieli variabile S1 108
Tabel 19. Centralizator cheltuieli fixe S1..... 108
Tabel 20. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S2..... 109
Tabel 21. Centralizator cheltuieli variabile S2..... 109
Tabel 22. Centralizator cheltuieli fixe S2..... 110
Tabel 23. Graficul estimativ de pregătire și realizare a investiției..... 112
Tabel 24. Graficul estimativ detaliat de pregătire și realizare a investiției 112
Tabel 25. Necesarul de energie termică prognozat (2023-2047) 113
Tabel 26. Acoperirea necesarului ET pentru scenariul S1 114
Tabel 27. Acoperirea necesarului ET pentru scenariul S2 114
Tabel 28. Indicatorii financiari pentru scenariile S1 și S2 128
Tabel 29. Deficitul de finanțare pentru scenariul optim recomandat (S2)..... 128
Tabel 30. Indicatorii economici pentru scenariile S1 și S2..... 129
Tabel 31. Variația indicatorilor financiari și economici pentru scenariul S2..... 129
Tabel 32. Matricea de management al riscurilor..... 132
Tabel 33. Tabel comparativ Motor cu gaz vs. Turbină cu gaz..... 135
Tabel 34. Centralizatorul comparativ cu punctajele scenariilor analizate 141
Tabel 35. Centralizatorul indicatorilor financiari și economici pentru scenariile factuale 141
Tabel 36. Obiectele configurației propuse pentru scenariul S2 143
Tabel 37. Indicatorii maximali conform devizului general..... 197
Tabel 38. Indicatorii minimali..... 198
Tabel 39. Analiza producțiilor și emisiilor pentru scenariul S2 (primul an de operare)..... 198
Tabel 40. Indicatorii de proiect 199
Tabel 41. Planificarea cheltuielilor anuale de investiție 223
Tabel 42. Optimizarea eficienței echipamentelor termoenergetice prin mentenanță..... 227

Cuprins Desene

Figura 1. Harta cu sursele și rețeaua termică primară SACET Arad ... 23
Figura 2. Număr de debranșări în anul 2021 (raportare ANRE) ... 34
Figura 3. Diagramele de evoluție ET orară livrată către SACET Arad în 2017 și 2020 ... 38
Figura 4. Curba clasată ET pentru anii 2017 și 2020 (reprezentativi) ... 39
Figura 5. Schema de proces a instalației CHP cu TG (generic) ... 50
Figura 6. Județul Arad, România ... 55
Figura 7. Harta satelitară cu incinta CETH ... 56
Figura 8. Terenul Sp1.1 = CF 307811 ... 61
Figura 9. Terenul Sp1.2 = CF 307809 ... 62
Figura 10. Terenul Sp2 = CF 359603 ... 63
Figura 11. Zonarea teritoriului cf. CR 1-1-4/2012 privind încărcările date de vânt ... 69
Figura 12. Zonarea teritoriului cf. CR1-1-3-2005 privind încărcările date de zăpadă ... 69
Figura 13. Diagramele de senzitivitate pentru indicatorul financiar VNAF(C) ... 130
Figura 14. Diagramele de senzitivitate pentru indicatorul economic VNAE ... 130
Figura 15. Planul de amplasament propus ... 144
Figura 16. Schema funcțională MT ... 145
Figura 17. Schema simplificată de proces CA (cazane de apă caldă) ... 155
Figura 18. Schema simplificată de proces CA (cazane de abur și auxiliarele principale) ... 155
Figura 19. Schema funcțională DT ... 167
Figura 20. Schema funcțională la nivelul STCA ... 167
Figura 21. Schema funcțională AC ... 171
Figura 22. Schema funcțională SP ... 174
Figura 23. Schema electrică de principiu ... 179
Figura 24. Diagrama actuală de reglaj temperaturi la sursă ... 231
Figura 25. Diagrama propusă de reglaj temperaturi la sursă ... 232

Informațiile privind confidențialitatea

Drepturi de autor: Prezentul document este proprietatea proiectantului până la achitarea costurilor de proiect de către beneficiar.

Reguli de publicare a documentului: Acest document împreună cu anexele sale nu poate fi făcut cunoscut public de către beneficiar fără aprobarea scrisă din partea proiectantului.

Termenii și Abrevierile

SACET	SISTEM DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ
SPAET	SERVICIUL PUBLIC DE ALIMENTARE CU ENERGIE TERMICĂ
CHP	PRODUCERE COMBINATĂ DE CĂLDURĂ ȘI PUTERE / COMBINED HEAT & POWER
DH	ÎNCĂLZIRE CENTRALIZATĂ / DISTRICT HEATING
ACC / DHW	APĂ CALDĂ MENAJERĂ (DE CONSUM) / DOMESTIC HOT WATER
GES / GHG	GAZE CU EFECT DE SERĂ / GREENHOUSE GASES
CC / CCGT	CICLU COMBINAT CU TURBINA CU GAZE / COMBINED CYCLE GAS TURBINE
TG / GTG	TURBINĂ CU GAZ / GAS TURBINE GENERATOR SET
TA / STG	TURBINĂ CU ABUR / STEAM TURBINE GENERATOR SET
MT / GEG / ICE	MOTOR TERMIC (CU COMBUSTIE INTERNĂ) PE GAZ / GAS ENGINE GENERATOR SET
AC / HA	ACUMULATOR DE CĂLDURĂ / HEAT ACCUMULATOR
CR / HRB	CAZAN RECUPERATOR DE CĂLDURĂ / HEAT RECOVERY BOILER
CRAB / HRSG	CAZAN RECUPERATOR DE CĂLDURĂ CU ABUR / HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR
STCA	STAȚIE DE TRATARE CHIMICĂ A APEI
SE	STAȚIE ELECTRICĂ
CA	CAZAN DE APĂ CALDĂ
CAF	CAZAN DE APĂ FIERBINTE
CAS	CAZAN DE ABUR SATURAT
SP	STAȚIE DE POMPARE
DT, DEG	DEGAZOR TERMIC
BE	BLOC ENERGETIC
RT, RTP, RTS	REȚEA TERMICĂ PRIMARĂ / SECUNDARĂ
PT	PUNCT TERMIC
CT	CENTRALĂ TERMICĂ
CLM	CONSILIUL LOCAL AL MUNICIPIULUI
ANRE	AGENȚIA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI
APM	AGENȚIA DE PROTECȚIE A MEDIULUI
SEN	SISTEMUL ENERGETIC NAȚIONAL
RES, SRE	RENEWABLE ENERGY SOURCE / SURSĂ REGENERABILĂ DE ENERGIE
GN	GAZ NATURAL
AD	APĂ DE ADAOS
ET	ENERGIE TERMICĂ PRODUSĂ
ETC	ENERGIE TERMICĂ CONSUMATĂ
ETN	ENERGIE TERMICĂ LIVRATĂ
EE	ENERGIE ELECTRICĂ PRODUSĂ
EEC	ENERGIE ELECTRICĂ CONSUMATĂ
EEN	ENERGIE ELECTRICĂ LIVRATĂ
EF	ENERGIE COMBUSTIBIL
VLE	VALOARE LIMITĂ A EMISIEI POLUANTE
H2R / H2 READY	PREGATIT PENTRU UTILIZAREA HIDROGENULUI
CAPEX	INVESTIȚII ÎN CAPITAL SAU ACTIVE FIXE
OPEX	COSTURI OPERAȚIONALE
O & M	OPERATION & MAINTANANCE / OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

Unitățile de măsură

° C	Grad Celsius	UM pentru temperatură
K	Grad Kelvin, 0 °C = 273,15 K	UM pentru temperatură
bar(g)	Bar (relativ)	UM pentru presiunea relativă
bar(a)	Bar (absolut)	UM pentru presiunea absolută
kW, kWh/h	kiloWatt, 1 kW = 1.000 W	UM pentru putere
MW, MWh/h	MegaWatt, 1 MW = 1.000 kW	UM pentru putere
kWh, MWh	kiloWatt-oră, MegaWatt-oră	UM pentru energie
kJ	kiloJoule, 1 kWh = 3.600 kJ	UM pentru energie
TJ	TeraJoule, 1 MWh = 0,0036 TJ	UM pentru energie
kcal	kilocalorie, 1 kcal = 4,1868 kJ (IT)	UM pentru energie (SI)
Gcal/h	Gigacalorie pe oră, 1 Gcal/h = 1,163 MW	UM pentru putere
Gcal	Gigacalorie, 1 Gcal = 1,163 MWh	UM pentru energie
MWe	MegaWatt electric	UM pentru putere electrică
MWh(e)	MegaWatt-oră electric	UM pentru energie electrică
MWt	MegaWatt termic	UM pentru putere termică / căldură
MWh(t)	MegaWatt-oră termic	UM pentru energie termică
MWf	MegaWatt combustibil	UM pentru putere termică de combustie
MWh(f)	MegaWatt-oră combustibil	UM pentru energie de combustie
MWm	MegaWatt mecanic	UM pentru putere mecanică
h	Oră	UM pentru timp
m	Minut	UM pentru timp
s	Secundă	UM pentru timp
rpm	Rotații pe minut	UM pentru turație
kg/h	Kilogram pe oră	UM pentru debit masic
t/h	Tone pe oră	UM pentru debit masic
l/h	Litri pe oră	UM pentru debit volumetric
m3/h, mc/h	Metri cubi pe oră	UM pentru debit volumetric
m2, mp	Metri pătrați	UM pentru suprafață
m3, mc	Metri cubi	UM pentru volum
Nm3	Normal metri cubi	UM pentru volum de gaz în condiții normale (0°C, 1,01325 bar)
Sm3	Standard metri cubi	UM pentru volum de gaz în condiții standard (15°C, 1,01325 bar)
V, kV	Volt, kiloVolt (1kV = 1.000V)	UM pentru tensiune electrică
A, kA	Amper, kiloAmper	UM pentru curent electric
Hz	Hertz	UM pentru frecvență
dB	Decibel	UM pentru nivelul de zgomot
mg/Nm3	Miligrame pe normal metru cub	UM pentru concentrație (poluant într-un amestec gazos)
ppm	Părți pe milion	UM pentru concentrație (poluant într-un amestec gazos) 1 ppm = 10^{-6} = mg/kg = ml/m3 1 ppmv = mg/Nm3

A. PIESELE SCRISE

1 INFORMAȚIILE GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚIE

1.1 Denumirea obiectivului de investiție

Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA

1.2 Ordonatorul principal de credite/investitor

Municipiul Arad

Arad RO 310130, Bulevardul Revoluției nr. 75, CUI: 3519925

Tel: +40 257 281850, Fax: +40 257 284744, E-mail: primarie@primariaarad.ro

1.3 Ordonatorul de credite (secundar/terțiar)

Municipiul Arad

Arad, Bd. Revoluției nr. 75, RO-310130 Arad, CUI: 3519925

1.4 Beneficiarul investiției

Municipiul Arad

Arad, Bd. Revoluției nr. 75, RO-310130 Arad, CUI: 3519925

1.4.1 Beneficiarul final / Operatorul

Centrala Electrică de Termoficare Hidrocarburi S.A. (CET Hidrocarburi SA, sau **CETH)**

Arad, Bd. Iuliu Maniu nr. 65-71, RO-310169 Arad, CUI: RO26176052

1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate

Proarcor SRL

Cluj Napoca, Str. Fabricii nr. 2, Ap.77, RO-400620 Cluj, CUI: RO 25510293

1.6 Numărul și data contractului

26D / 17.08.2022, încheiat între Proarcor SRL și CET Hidrocarburi SA

2 SITUAȚIA EXISTENTĂ. NECESITATEA REALIZĂRII INVESTIȚIEI

2.1 Informații generale

2.1.1 Concluziile studiului de prefezabilitate

Nu a fost realizat un studiu de prefezabilitate. Beneficiarul a realizat o Notă Conceptuală și o Temă de Proiectare pentru elaborarea Studiului de Fezabilitate, concluziile fiind prezentate în cadrul acestui Studiu.

2.1.2 Tema de proiectare

UAT Municipiul Arad dorește construirea unei surse noi de energie termică în cadrul SACET Arad, care să înlocuiască sursa existentă aflată în operarea CET Hidrocarburi SA (CETH), cu respectarea ultimelor standarde și reglementări în materie de eficiență energetică, protecția mediului și schimbări climatice.

Sursa existentă la CETH, formată din două cazane de apă fierbinte CAF4 și CAF5 (2 x 116 MWt) operaționale, având un număr de ore de operare limitat, două cazane de abur CAE 6 (C6) și CAE 7 (C7) (75 t/h + 90 t/h, 34 bar, 450°C) operaționale în rezervă neutilizate din 2018, respectiv o turbină de abur TA1 (12 MWe) în conservare din 2010, care nu mai poate fi utilizată de la momentul când expiră avizul de funcționare pentru numărul de ore limită permise pentru CAE, moment preconizat să apară în perioada 2022-2023. Așadar, energia termică furnizată de CETH este produsă actualmente cu tehnologie convențională de producere separată, fără cogenerare.

Din acest motiv, este o prioritate strategică pentru Municipiul Arad construirea acestei surse noi. Această sursă va fi dezvoltată pe un amplasament alocat special pentru acest proiect, în incinta CETH. Din considerente de continuitate a serviciului public de încălzire și furnizare apă caldă, noul proiect va presupune păstrarea funcțională a capacităților existente de producere a energiei termice până când acestea să poată fi retrase definitiv din exploatare, doar după finalizarea și punerea în funcțiune a noilor capacități.

Astfel, este dorită realizarea unei instalații de producție a energiei termice și electrice cu tehnică de ultimă generație, cu o capacitate termică totală de cca. 130 MWt care să asigure necesarul de energie termică în cadrul SACET Arad.

Noua sursă SACET va fi compusă din următoarele elemente de producție a energiei:

- Instalație de producție a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz, de ultimă generație, având o capacitate flexibilă care să satisfacă cerințele de eficiență și de mediu concomitent cu condițiile de amplasament (instalație HE CHP), cu operare în regim de bază;
- Instalație de producție a energiei termice cu cazane de apă caldă pe gaz, de ultimă generație, având o capacitate flexibilă care să completeze sarcina termică asigurată de instalația HE CHP, cu operare în regim de vârf;
- Instalație de producție a energiei termice cu cazane de abur pentru degazarea apei de adaos necesară compensării pierderilor de agent termic din rețelele termice SACET, având o capacitate care să asigure debitul maxim de apă de adaos, cu operare în regim de bază.

Totodată, noua sursă SACET va fi etapizată astfel încât să se asigure continuitatea serviciului public de alimentare cu energie termică.

Noua sursă SACET va include toate echipamentele și instalațiile auxiliare necesare pentru funcționarea completă. Vor fi incluse în cadrul noii surse:

- o stație de pompare nouă, controlată cu convertizoare de frecvență, care să asigure debitul de agent termic solicitat în cadrul SACET în regim variabil;
- o stație de degazare termică pentru prepararea și injecția apei de adaos necesară în rețeaua de termoficare;
- un acumulator de căldură pentru optimizarea funcționării instalației de cogenerare HE CHP
- o stație electrică și de control nouă, inclusiv racordul tehnologic de evacuare a puterii electrice generate

Noua sursă SACET va utiliza infrastructura existentă în incinta CETH. Astfel, se vor păstra în cadrul configurației sursei:

- forajele de alimentare cu apă brută
- stația de tratare chimică a apei
- stațiile electrice 6/0,4 kV
- stația PSI de alimentare cu apă de stingere incendiu

Unitatea de degazare existentă în sala mașinilor poate fi modernizată în vederea reutilizării. De asemenea, se vor utiliza rețelele și racordurile existente în incinta CETH, tehnologice și de utilități:

- rețeaua de alimentare cu apă de stingere incendiu
- rețeaua de conducte de canalizare apă uzată și meteorică
- rețeaua de conducte de alimentare cu apă potabilă municipală
- rețeaua de conducte de apă de termoficare
- rețeaua de conducte de alimentare cu gaz natural
- rețeaua de alimentare cu energie electrică

inclusiv prin adaptarea acestora la noua situație proiectată.

Vor fi prevăzute toate lucrările de construcții și instalații necesare noii surse.

Noua sursă va permite extinderea și/sau adaptarea în viitor prin noi măsuri investiționale care să utilizeze energia electrică și/sau termică regenerabilă (solară, eoliană, geotermală, biomasă, etc.), inclusiv care să adopte producerea și/sau utilizarea hidrogenului verde în amestec cu gazul natural. Totodată, creșterea eficienței energetice a sistemului de termoficare se va realiza inclusiv prin reducerea pierderilor ET în cadrul rețelelor termice urbane.

Terenul pentru dezvoltarea noii centrale este intravilan, aflat în incinta actuală a centralei electrice de termoficare CET Hidrocarburi, deținută de UAT Municipiul Arad și operată prin intermediul SC CET Hidrocarburi SA (CETH). Obiectul de activitate al CETH Arad este atât producerea de energie termică cât și transportul și distribuția energiei termice sub formă de apă caldă / fierbinte, activități prestate începând din 2018 în baza contractului de delegare a gestiunii nr. 77559 încheiat cu autoritatea publică locală. Serviciul de termoficare este asigurat de CETH printr-o infrastructură SACET formată din 39 puncte termice și 90 module termice, energia termică fiind achiziționată în prezent printr-un contract de furnizare încheiat cu CET Arad SA reprezentând în medie cca. 70-80% din ET necesară în cadrul SACET. Diferența de ET se produce în cadrul CET Hidrocarburi, actualmente doar în regim de centrală termică.

Infrastructura SACET deținută de Municipiul Arad este operată de CETH în baza contractului de delegare nr. 77559/2018 aprobat prin HCLM Arad nr. 423/2018. Serviciul public de alimentare cu energie termică este reglementat prin ROF aprobat prin HCLM Arad nr. 59/2008. CETH deține

Licența ANRE nr. 2109/21.11.2018 pentru operarea SACET Arad, respectiv deține Autorizația Integrată de Mediu nr. 7/2018 valabilă până la 31.12.2023.

În incinta CETH a fost identificată posibilitatea de dezvoltare a noii surse în condiții favorabile, folosind sau adaptând infrastructura existentă în incintă pentru alimentarea cu gaze, apă, canalizare, electricitate, respectiv pentru livrarea la gardul centralei a energiei termice și energiei electrice. S-a identificat posibilitatea de racordare la nivelul stației electrice Mureșel în vederea evacuării puterii electrice generate în SEN, pe nivelul de tensiune de 110 kV.

Echipamentele și construcțiile noi se vor amplasa astfel încât să favorizeze conexiunea acestora la rețelele electrice și de termoficare și către utilitățile aferente, respectând totodată normativele tehnice și de mediu în vigoare.

Se apreciază că, pentru dezvoltarea noii surse, este necesară o suprafață de cel puțin 20.500 m2, care include spații de dezvoltare viitoare.

Noua sursă de energie va fi în proprietatea UAT Municipiul Arad, beneficiarul investiției, respectiv va fi predată în scopul operării către CETH, operatorul SACET.

Orientările construcțiilor și ale echipamentelor propuse se vor face pe baza recomandărilor Certificatului de urbanism, respectând P.O.T. & C.U.T. și ținându-se cont de alți indicatori urbanistici relevanți din document.

Obiectivele vizate prin realizarea noii surse SACET sunt:

- Înlocuirea în cel mai scurt timp posibil a capacităților actuale de producție de energie termică din cadrul sursei existente CETH cu o sursă nouă, flexibilă, eficientă și prietenoasă cu mediul;
- Transformarea SACET Arad într-un sistem modern, sustenabil, cu eficiență energetică ridicată;
- Asigurarea necesarului de energie termică pe tot parcursul unui an de operare, în conformitate cu evoluția cererii de căldură preconizată a fi consumată în cadrul SACET;
- Asigurarea unei durate de viață economice pentru noua sursă de minim 22-25 ani;
- Conformarea noilor instalații de producere a energiei la cerințele impuse de legislația națională și europeană în domeniul protecției mediului și schimbărilor climatice;
- Obținerea unei eficiențe globale înalte care să asigure sustenabilitatea serviciului de termoficare;
- Flexibilitatea ridicată a configurației de producere a energiei astfel încât acestea să se poată adapta cu ușurința la variațiile de sarcină previzibile;
- Creșterea gradului de digitalizare cu scopul unei exploatări autonome și cu cheltuieli minime, ca rezultat al controlului îmbunătățit al mentenanței predictive.

UAT Municipiul Arad intenționează să aplice pentru unul sau mai multe programe de finanțare care să-i permită dezvoltarea unei surse complete de energie cu care să producă peste 50% ET în cogenerare de înaltă eficiență. În scopul stabilirii soluției investiționale din cadrul acestui studiu de fezabilitate, vor fi avute în vedere în primul rând cerințele Ghidului Specific PNRR C6 I3 privind instalațiile HE CHP, precum și următoarele documente și/sau informații relevante:

- Datele furnizate de UAT Municipiul Arad în calitate de proprietar al infrastructurii SACET Arad respectiv de CET Hidrocarburi SA în calitate de operator al infrastructurii SACET Arad;
- Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană a Municipiului Arad 2014-2030;
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;

- Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006;
- Ghidul ACB CE pentru analiza cost-beneficii a proiectelor de investiții utilizată ca instrument de evaluare economică pentru Politica de Coeziune 2014-2020;
- Ghidul EAV CE (Economic Appraisal Vademecum) 2021-2027.

2.1.3 Situația existentă. Necesitatea și oportunitatea investiției propuse

În cadrul acestui capitol se va prezenta cu precădere situația sursei actuale SACET, dar și situația SACET în ansamblu, în scopul evidențierii deficiențelor, condiționalităților și necesității investiției propuse.

Municipiul Arad este unul din orașele în care s-a păstrat în funcțiune sistemul de alimentare cu energie termică, chiar dacă în ultimii 10-15 ani a apărut tendința deconectării consumatorilor finali de la sistemul de termoficare. Majoritatea consumatorilor deconectați de la sistemul de termoficare au trecut ca și consumatori la rețeaua de gaze naturale și au montat în apartamente centrale individuale pe gaz natural.

Sistemul integrat de termoficare, prin intermediul căruia se realizează în prezent alimentarea cu energie termică a consumatorilor situați în municipiul Arad, este un sistem complex, alcătuit din:

• surse de producere a energiei termice;

• rețelele de transport al agentului termic (rețele termice primare);

• rețelele de distribuție a agentului termic la consumatori (rețele termice secundare);

• puncte și module termice;

• consumatorii de energie termică.

Pentru furnizarea agentului termic de la sursă către punctele / modulele termice, se utilizează un sistem de două conducte primare, tur și retur. Pentru furnizarea agentului termic din punctele termice, se utilizează un sistem de patru conducte: conducte de încălzire tur și retur, respectiv conducta de furnizare a apei calde menajere și conducta de recirculare a apei calde menajere.

Sistemul de încălzire centralizată din Arad include două surse de producere a energiei termice, CET Arad (CETL) și CET Hidrocarburi (CETH), care funcționează interconectate printr-o conductă de furnizare DN 900. Traseul conductei de interconectare trece în principal pe terenuri private, ceea ce creează nemulțumiri. Sistemul de transport și distribuție a energiei termice, este compus din rețele termice de agent primar (rețele de transport), puncte și module termice, rețele termice de distribuție apă caldă și agent de încălzire către consumatori.

Centrala de termoficare CETL este administrată de SC Centrala Electrică de Termoficare Arad SA (CET Arad SA), o societate înființată în aprilie 2002 sub autoritatea Consiliului Local al Municipiului Arad, care gestionează în concesiune fosta Sucursală a Centralei Electrice Arad de la SC Termoelectrica SA București, în baza HG nr. 105/2002. Aceasta produce energie electrică și energie termică. CETL, localizată în nordul municipiului Arad, a fost proiectată să funcționeze pe combustibil solid (cărbune brun, lignit), având ca suport de flacără, gazul natural. Din anul 2015 CETL funcționează doar pe gaz natural. Configurația centralei CETL asigura o producție de 50 MWe și cca. 280 MWt fiind formată din următoarele elemente principale:

- 1 cazan cu abur cu funcționare pe gaze naturale, cu putere termică de combustie de 4 x 11,600 MWf și 8 x 22,27 MWf;
- 1 turbină cu abur cu funcționare în condensație, cu o putere instalată electrică de 50 MWe și o putere termică instalată de 211 MWt;

- 2 schimbătoare de căldură de bază, tip orizontal, fiecare de capacitate 70 MWt, alimentate cu abur din priza de termoficare urbană a turbinei cu abur;
- 3 schimbătoare de căldură de vârf, tip vertical, fiecare de capacitate 46,5 MWt, alimentate cu abur din bara colectoare de 13-16 bar din cadrul centralei;

Cu începere din sezonul de încălzire 2018/2019, această centrală CETL a încetat să mai funcționeze, intrând într-un proces de insolvență și reorganizare judiciară, dar începând cu luna octombrie 2019 societatea și-a reluat activitatea prin intermediul unor creditori.

Centrala de termoficare CETH (CET Hidrocarburi), este administrată de SC Centrala Electrică de Termoficare Hidrocarburi SA (CET Hidrocarburi SA), o societate pe acțiuni în care acționarul majoritar este Consiliul Local al Municipiului Arad, situată în municipiul Arad. CETH este localizată în apropiere de râul Mureș, la cca. 5 km de CETL. CETH a luat înființat în 20.05.1895 și a început să opereze în anul 1897 cu două cazane pe cărbune și 3 motoare cu pistoane de câte 100 CP și generatoare 2,1 kV 42 Hz 1ph. În prezent, CETH funcționează cu două cazane de apă fierbinte cu capacitate de cca. 116 MWt fiecare, unul în funcțiune și unul de rezervă.

Până în sezonul de încălzire 2018/2019, CETH producea energie termică doar vara, în timp ce iarna CETH prelua energie termică de la CETL, reușind să acopere încărcarea maximă din sezonul de iarnă. Din octombrie 2018 până în decembrie 2019, CETH a fost singurul producător de căldură în cadrul SACET Arad, asigurând furnizarea de căldură și apă caldă populației, instituțiilor bugetare și altor consumatori. Începând cu luna octombrie 2019, a fost încheiat un contract de vânzare-cumpărare a energiei termice între CET Hidrocarburi SA în calitate de unic operator SACET Arad și CET Arad SA ca producător de energie termică. În anul 2019 CET Arad SA a furnizat energie termică către CET Hidrocarburi SA doar 18 zile.

În același timp, CET Hidrocarburi SA este operatorul serviciului public de furnizare a căldurii și apei calde către toți consumatorii conectați la SACET Arad, administrând infrastructura de termoficare preluată în concesiune de la Municipiul Arad:

- 1 centrală termică din cadrul CET Hidrocarburi (CETH), formată din 2 cazane de apă fierbinte CAF4 și CAF5 fiecare cu o capacitate de cca. 116 MWt;
- 1 centrală termică (CT) Aradul Nou, formată din 3 cazane de apă caldă pe gaz natural fiecare cu o capacitate de 900 kWt și 1 cazan de apă caldă pe biomasă de 150 kWt;
- cca. 56,37 km trasee de rețele termice primare (RTP), organizate în 4 magistrale de livrare ET din CETH și 1 magistrală de alimentare CETH din CETL, din care cca. 11,12% reabilitate;
- 39 puncte termice (PT);
- 90 module termice (MT);
- cca. 98 km trasee de rețele termice secundare (RTS), din care cca. 18,34 % reabilitate

Numărul total de contracte de furnizare a energiei termice în derulare pentru anul 2021 este de 2.921 contracte, din care:

- 2.302 sunt încheiate cu asociațiile de proprietari și persoanele fizice;
- 141 sunt încheiate cu instituțiile publice;
- 478 sunt încheiate cu agenții economici.

Din punctul de vedere al tipurilor de consumatori, avem în total 24.405 puncte de consum, din care:

- 23.647 apartamente de bloc și case, dintr-un total de aprox. 44.893 apartamente ale orașului;

- 179 branșamente de instituții publice;

- 579 branșamente de operatori economici.

Contorizarea consumatorilor SACET este realizată în proporție de peste 98%.

Infrastructura SACET deținută de Municipiul Arad este operată de CETH în baza contractului de delegare nr. 77559/2018 aprobat prin HCLM Arad nr. 423/2018. Serviciul public de alimentare cu energie termică este reglementat prin ROF aprobat prin HCLM Arad nr. 59/2008. CETH deține Licența ANRE nr. 2109/21.11.2018 pentru operarea SACET Arad, respectiv deține Autorizația Integrată de Mediu nr. 7/2018 valabilă până în 31.12.2023.

Atribuțiile și responsabilitățile ce revin administrației publice locale în domeniul alimentării cu energie termică a localităților sunt reglementate de Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006. Conform acestui act legislativ, autoritatea administrației publice locale are competență exclusivă, în tot ceea ce privește înființarea, organizarea, coordonarea, monitorizarea și controlul funcționării serviciilor de utilități publice, precum și în ceea ce privește crearea, dezvoltarea, modernizarea, administrarea și exploatarea bunurilor proprietate publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale, aferente sistemelor de utilități publice.

În *asigurarea serviciului public de alimentare cu energie termică*, autoritatea locală are următoarele responsabilități:

- asigurarea continuității și securității serviciului public la nivelul unităților administrativ-teritoriale;
- elaborarea anuală a programului propriu în domeniul energiei termice, corelat cu programul propriu de eficiență energetică și aprobat prin hotărâre a consiliului local;
- înființarea unui compartiment energetic în cadrul autorității locale;
- aprobarea, în condițiile legii, în termen de maximum 30 de zile, a propunerilor privind nivelul prețului local al energiei termice către utilizatorii de energie termică, înaintate de către operatorii serviciului;
- aprobarea, în condițiile legii, a prețului local pentru populație;
- aprobarea programului de dezvoltare, modernizare și contorizare a sistemul de alimentare centralizată cu energie termică (SACET), care trebuie să cuprindă atât surse de finanțare, cât și termen de finalizare, pe baza datelor furnizate de operatorii serviciului;
- asigurarea condițiilor pentru întocmirea studiilor privind evaluarea potențialului local al resurselor regenerabile de energie;
- exercitarea controlului serviciului public de alimentare cu energie termică, în condițiile legii;
- stabilirea zonelor unitare de încălzire, pe baza studiilor de fezabilitate privind dezvoltarea regională, aprobate prin hotărâre a consiliului local
- urmărește instituirea de către operatorul serviciului a zonelor de protecție și siguranță a SACET, în condițiile legii;
- urmărește elaborarea și aprobarea programelor de contorizare la nivelul branșamentului termic al utilizatorilor de energie termică racordați la SACET.

În *exercitarea competențelor și atribuțiilor ce le revin în sfera serviciilor de utilități publice*, autoritatea administrației publice locale adoptă hotărâri în legătură cu:

- elaborarea și aprobarea strategiilor proprii privind dezvoltarea serviciilor, a programelor de reabilitare, extindere și modernizare a sistemelor de utilități publice existente, precum și a programelor de înființare a unor noi sisteme, inclusiv cu consultarea operatorilor;
- coordonarea proiectării și execuției lucrărilor tehnico-edilitare, în scopul realizării acestora într-o concepție unitară și corelată cu programele de dezvoltare economico-socială a localităților, de amenajare a teritoriului, urbanism și mediu;

- asocierea intercomunitară în vederea înființării, organizării, gestionării și exploatării în interes comun a unor servicii, inclusiv pentru finanțarea și realizarea obiectivelor de investiții specifice sistemelor de utilități publice;
- delegarea gestiunii serviciilor, precum și darea în administrare sau concesionarea bunurilor proprietate publică și/sau privată a unităților administrativ-teritoriale, ce constituie infrastructura tehnico-edilitară aferentă serviciilor;
- contractarea sau garantarea împrumuturilor pentru finanțarea programelor de investiții în vederea dezvoltării, reabilitării și modernizării sistemelor existente;
- garantarea, în condițiile legii, a împrumuturilor contractate de operatorii serviciilor de utilități publice în vederea înființării sau dezvoltării infrastructurii tehnico-edilitare aferente serviciilor;
- elaborarea și aprobarea regulamentelor serviciilor, pe baza regulamentelor-cadru ale serviciilor, elaborate și aprobate de autoritățile de reglementare competente;
- stabilirea, ajustarea, modificarea și aprobarea prețurilor, tarifelor și taxelor speciale, cu respectarea normelor metodologice elaborate și aprobate de autoritățile de reglementare competente;
- aprobarea stabilirii, ajustării sau modificării prețurilor și tarifelor pentru serviciile de utilități publice;
- restrângerea ariilor în care se manifestă condițiile de monopol;
- protecția și conservarea mediului natural și construit.

În ceea ce privește *raporturile juridice dintre autoritatea administrației publice locale și utilizatorii serviciilor de utilități publice*, se identifică următoarele obligații ale autorității:

- să asigure gestionarea și administrarea serviciilor de utilități publice pe criterii de competitivitate și eficiență economică și managerială, având ca obiectiv atingerea și respectarea indicatorilor de performanță a serviciului;
- să elaboreze și să aprobe strategii proprii în vederea îmbunătățirii și dezvoltării serviciilor de utilități publice, utilizând principiul planificării strategice multianuale;
- să promoveze dezvoltarea și/sau reabilitarea infrastructurii tehnico-edilitare aferente sectorului serviciilor de utilități publice și programe de protecție a mediului pentru activitățile și serviciile poluante;
- să adopte măsuri în vederea asigurării finanțării infrastructurii tehnico-edilitare aferente serviciilor;
- să consulte asociațiile utilizatorilor în vederea stabilirii politicilor și strategiilor locale și a modalităților de organizare și funcționare a serviciilor;
- să monitorizeze și să controleze modul de respectare a obligațiilor și responsabilităților asumate de operatori prin contractele de delegare a gestiunii.

2.1.3.1 Sursa de producere a energiei termice din cadrul CETH

2.1.3.1.1 Echipamentele de producere a energiei din cadrul CETH

Centrala actuală CETH este formată din următoarele echipamente termo-energetice principale:

- 1 cazan de apă fierbinte cu capacitatea de **116 MWt**, cu eficiență cca. 82% la o sarcină de 50%, pus în funcțiune în anul 1977, cu funcționare pe gaz natural și/sau păcură, operațional, cu termen limită de exploatare preconizat a se atinge în anul 2023 (**CAF4** = IMA8 / H=19+36=55 m);
- 1 cazan de apă fierbinte cu capacitatea de **116 MWt**, cu eficiență cca. 82% la o sarcină de 50%, pus în funcțiune în anul 1980, cu funcționare pe gaz natural și/sau păcură, operațional, cu termen limită de exploatare preconizat a se atinge în anul 2023 (**CAF5** = IMA9 / H=19+36=55 m);

- 1 cazan de abur energetic model BKZ, 75 t/h, 34 bar, 450 °C, cu capacitatea de **57 MWt**, pus în funcțiune în anul 1964, cu funcționare pe gaz natural (**C6** = **CAE6** = IMA3 / H=28 m), operațional, utilizat pentru suplimentarea la cerere a capacității de producere a apei fierbinți, neutilizat din anul 2018;
- 1 cazan de abur energetic model TKTI, 90 t/h, 34 bar, 450 °C, cu capacitatea de **73 MWt**, pus în funcțiune în anul 1966, cu funcționare pe gaz natural (**C7** = **CAE7** = IMA4 / H=28 m), operațional, utilizabil pentru suplimentarea la cerere a capacității de producere a apei fierbinți, neutilizat din anul 2018;
- 1 turbină de abur cu condensație model APT, 35 bar, 445 °C, cu 2 prize reglabile de 10...13 bar(a) și 1,2...2,5 bar(a), respectiv cu 2 prize fixe de 18 bar(a) și 4 bar(a), cu capacitatea de **12 MWe**, pusă în funcțiune în anul 1964, oprită în anul 2010, actualmente aflată în conservare (**TA1**).

Instalațiile IMA 1, 2, 5, 6 și 7 nu mai sunt funcționale, fiind dezafectate.

Centrala actuală CETH dispune de următoarele instalații / sisteme auxiliare:

- 1 instalație de utilizare pentru alimentarea cu gaze naturale, racordată la o stație de reglare măsurare gaz natural (SRM3) deținută de Delgaz Grid SA, cu o capacitate maximă de 30.000 m3/h și o presiune de lucru de 0,5-2 bar(g), aflată în sistemul de distribuție (SDGN);
- 1 stație de tratare chimică a apei (STCA), cu o capacitate de producere a apei dedurizate pentru completarea rețelelor termice primar și secundar, respectiv cu o capacitate de producere a apei demineralizate pentru alimentarea cazanelor de abur;
- 1 gospodărie de păcură (GPA), cu o capacitate de stocare totală de cca. 9.000 tone în 5 rezervoare;
- 1 stație de pompe de apă de termoficare EPT, compusă din 5 electropompe A12-52 cu debit 1.250 m3/h @ 125 m H2O pentru circulația apei de termoficare prin rețeaua termică primară SACET, fără variator de turație;
- 1 stație de pompe de apă de adaos EPA, compusă din 4 electropompe CR80A cu debit 45 m3/h @ 20 m H2O pentru completarea rețelei termice primare cu apă de adaos, fără variator de turație;
- 1 ansamblu de conducte interne de termoficare și nod de formare a magistralelor de termoficare care alimentează punctele și modulele termice din cadrul SACET;
- Rețele de utilități (apă, canalizare, gaz, electricitate).

După anul 2010, din cauza retragerii din exploatare a grupului energetic bazat pe CAE+TA1, CETH a funcționat doar în regim de centrală termică.

CETH funcționează astăzi în sezonul cald cu CAF4 și/sau CAF5 pentru producerea apei calde menajere, iar în sezonul rece cazanele CAE6 și/sau CAE7 pot compensa sarcina termică atunci când temperatura aerului scade sub +3°C respectiv sunt introduse în funcțiune CAF4 sau CAF5 doar dacă sarcina termică a surselor SACET este insuficientă.

Capacitățile existente de producere a energiei prezintă deficiențe majore, nu respectă cerințele actuale de protecția mediului, fiind uzate fizic și moral, după cum se arată în detaliu în cap. 2.3.

Din aceste motive, având în vedere totodată obligațiile pe care le are beneficiarul în asigurarea serviciului public de alimentare cu energie termică a populației și consumatorilor racordați la SACET, la parametri de calitate și eficiență, fără întrerupere, este necesară și oportună implementarea unei surse noi prin construirea unei instalații eficiente și conformă cu cerințele privind protecția mediului, care să vizeze înlocuirea actualei configurații de producție.

2.1.3.1.2 Stația de tratare chimică a apei și forajele de apă subterană, din cadrul CETH

CETH utilizează o stație chimică de tratare a apei (STCA) operațională. STCA a intrat în funcțiune în anul 1966 și are următoarele capacități de tratare a apei:

- 90 m^3/h pentru apa demineralizată, utilizată în trecut la generatoarele de abur CAE 6 și CAE 7;
- 100 m^3/h pentru apa dedurizată, folosită pentru alimentarea cazanelor de apă fierbinte CAF 4 și CAF 5, precum și pentru completarea cu apă de adaos în circuitul de termoficare cauzată de pierderile apărute în rețelele de transport și distribuție ale SACET.

Apa brută necesară pentru producerea apei tratate este asigurată în principal din 4 puțuri de adâncime (forajele F1, F2, F3, F4), situate în incinta CETH, cuplate două câte două prin conducte subterane, racordate la 3 rezervoare colectoare de apă brută. Debitul cumulat produs de foraje este de cca. 100 m^3/h. Cele patru foraje de apă sunt deservite de pompe de adâncime imersate în apă. Apa brută extrasă din puțuri este lipsită de suspensii, nefiind astfel necesar procesul de coagulare prealabilă. Apa brută este pompată din rezervoare spre instalațiile de tratare, prin intermediul unui grup de pompare și a unui preîncălzitor.

Atunci când apa de adâncime nu este suficientă, alimentarea STCA se realizează cu apă potabilă preluată din rețeaua municipală a Companiei de Apă Arad SA (CAA). Apa potabilă este alimentată printr-o conductă magistrală pozată subteran, racordată la un cămin situat pe Calea Iuliu Maniu în dreptul porții de acces nr. 1 în incinta CETH. La interior, rețeaua de apă potabilă înconjoară clădirea centralei actuale; din fața sălii de mașini veche apa potabilă este dirijată printr-o derivație DN125 spre stația de tratare.

De asemenea, o a treia sursă posibilă de alimentare cu apă brută o reprezintă apa de suprafață din Canalul Mureșel (pârâul Mureș), canal ce tranzitează incinta CETH. Apa de suprafață este preluată prin intermediul unei stații de pompare SPA Mureșel. Actualmente, canalul Mureșel traversează incinta CETH pe un traseu aproape complet întubat, la intrare fiind canal deschis. Această sursă nu mai este utilizată în prezent.

Cele trei circuite de alimentare cu apă, de la foraje, din rețeaua municipală și din canalul Mureșel, sunt independente.

STCA utilizează procese de tratare a apei cu schimb de ioni care nu produc emisii de ape uzate cu impact major asupra emisarului Canalul Mureșel. Pe lângă impactul scăzut asupra mediului, avantajele procesului de tratare cu schimb de ioni sunt costurile scăzute de operare și fiabilitatea deosebită. Este suficientă o cantitate mică de energie, produsele chimice de regenerare au un cost optim iar straturile de rășină pot fi păstrate mulți ani fără să necesite înlocuire.

Rășinile schimbătoare de ioni utilizate în STCA sunt în exploatare de cca. 40 de ani, fiind necesare doar completări de materiale filtrante, foarte rar, la câțiva ani, când este cazul. Pentru prezervarea capacității de producție a stației de tratare a apei este necesară înlocuirea treptată a schimbătorilor de ioni din filtre într-un ritm de aproximativ 8 m^3 rășini puternic acide / an în următorii 4 ani.

STCA dispune de 4 linii de filtre ionice pentru producția de apă demineralizată, respectiv de 3 linii de filtre ionice pentru producția de apă dedurizată, în stare bună de funcționare. Apa brută captată din foraje este tratată prin intermediul unei instalații de dedurizare a apei care utilizează o masă cationică schimbătoare de ioni de sodiu, pentru a se obține o apă lipsită de duritate. Pentru dedurizarea apei, se utilizează o instalație proprie de preparare a saramurii (NaCl).

De asemenea, pentru obținerea unei ape demineralizate, total lipsite de săruri, apa brută captată din foraje este tratată prin intermediul unei instalații de demineralizare a apei, compusă din:

- filtre cu masă cationică schimbătoare de ioni H-, în două trepte (slab acidă și puternic acidă), pentru reținerea cationilor din apă;
- filtre cu masă anionică schimbătoare de ioni OH-, în două trepte (slab bazică și puternic bazică), pentru reținerea anionilor din apă;
- degazoare de dioxid de carbon pentru eliminarea ionului bicarbonat, rezultând o apă decarbonatată.

După epuizarea capacității de înlocuire a masei ionice, se procedează la regenerarea masei schimbătoare de ioni. Regenerarea masei H- cationice se realizează cu soluție de NaCl (saramură), de concentrație 10-12%, în cazul dedurizării, și cu soluție H_2SO_4 cu concentrație 2-4%, în cazul demineralizării. Efluenții rezultați se colectează în rezervoarele de neutralizare. Regenerarea maselor OH- anionice se realizează cu soluție de NaOH (hidroxid de sodiu, leșie de sodă caustică) cu concentrație 4%.

În vederea preparării saramurii, sarea este stocată pe rampa betonată și acoperită, cu o capacitate de stocare de cca. 30 tone. Transportul sării se realizează cu buldo-excavatorul, după cum este necesar.

Efluenții rezultați se colectează în rezervoarele de neutralizare. Apele tehnologice uzate rezultate din procesele de regenerare a filtrelor de tratare a apei sunt deversate în Canalul Mureșel (gura de evacuare EV2), însă doar după condiționare (neutralizare). Întrucât balanța chimică a acestor ape uzate nu este neutră chimic, dar și pentru a preveni orice scăpări accidentale de substanțe chimice folosite la tratarea apei, deversarea nu se face direct în Canalul Mureșel. Toate apele tehnologice uzate, cât și apele colectate în punctele joase, sunt colectate în rezervoarele de neutralizare nr. 1 și 2 (în prezent doar rezervorul nr. 2 este utilizat, rezervorul nr. 1 fiind spart), după care sunt condiționate pentru respectarea limitelor admise la deversare. Apele tehnologice uzate prezintă acidități, respectiv alcalinități ridicate care le fac improprii pentru deversare. Eliminarea acestora se realizează atât prin neutralizarea lor reciprocă cât și prin tratarea lor cu leșie de sodă caustică. Apele din rezervoarele de neutralizare se aduc la un pH cu valori între 6,5 – 8,5 urmând a fi deversate în emisar, canalul Mureșel.

Instalațiile descrise sunt operaționale.

2.1.3.1.3 Instalația de prevenire și stingere a incendiului

În incinta CETH este prezentă o instalație operațională alcătuită dintr-un rezervor de stocare apă de 300 m3 pentru stingerea incendiului, o stație de pompare a apei pentru PSI și o rețea de hidranți exteriori amplasați lângă obiectele actualei centrale cu risc de incendiu. Instalația PSI este operațională.

2.1.3.1.4 Instalațiile electrice existente în cadrul CETH

În cadrul centralei actuale CETH sunt incluse o stație electrică principală, de recepție, pe nivelul de tensiune de 6 kV (stația electrică servicii generale) și două stații electrice de 6 kV de servicii interne care deservesc consumatorii electrici ai centralei.

În trecut, în stația electrică de servicii era cuplat un singur generator electric aparținând turbinei de abur TA1, cu o capacitate de 12 MWe. Turbina de abur a devenit neoperațională începând cu anul 2010, fiind actualmente în conservare.

Stația electrică de servicii generale 6 kV este actualmente alimentată din stația electrică 110/20/6 kV Mureșel situată în apropierea CETH, aparținând de E-Distribuție Banat SA, prin intermediul a două racorduri LES de 6kV. Un racord de alimentare CETH este realizat la transformatorul T3 de 16 MVA 6/20 kV care face conexiunea la stația de 20 kV din cadrul SE Mureșel, stație cuplată la secția A de 110 kV prin intermediul unui transformator T1 de 25 MVA 20/110kV. Celălalt racord de alimentare

CETH este realizat la transformatorul T2 de 25 MVA 6/110 kV care face conexiunea direct la secția B de 110kV din stația SE Mureșel. Instalațiile electrice descrise sunt operaționale.

Arhitectura instalației electrice în ansamblu este prezentată în cadrul pieselor desenate din secțiunea B. Piese desenate SF.

2.1.3.1.5 Alte instalații existente în cadrul CETH

Situația echipamentelor și instalațiilor existente în cadrul centralei CETH este prezentată în cadrul schemei termomecanice și a planului general de situație din cadrul secțiunii B. Piese desenate SF.

2.1.3.2 Sursa de producere a energiei termice din cadrul CT Aradul Nou

Această sursă de capacitate cca. 2,85 MWt este poziționată în cartierul Aradul Nou, fiind formată din:

- 3 cazane de apă caldă pe gaz natural fiecare cu o capacitate de 900 kWt;
- 1 cazan de apă caldă pe biomasă de 150 kWt;
- rețea de distribuție agent termic cu conducte preizolate.

Sursa a fost pusă în funcțiune în anul 2020.

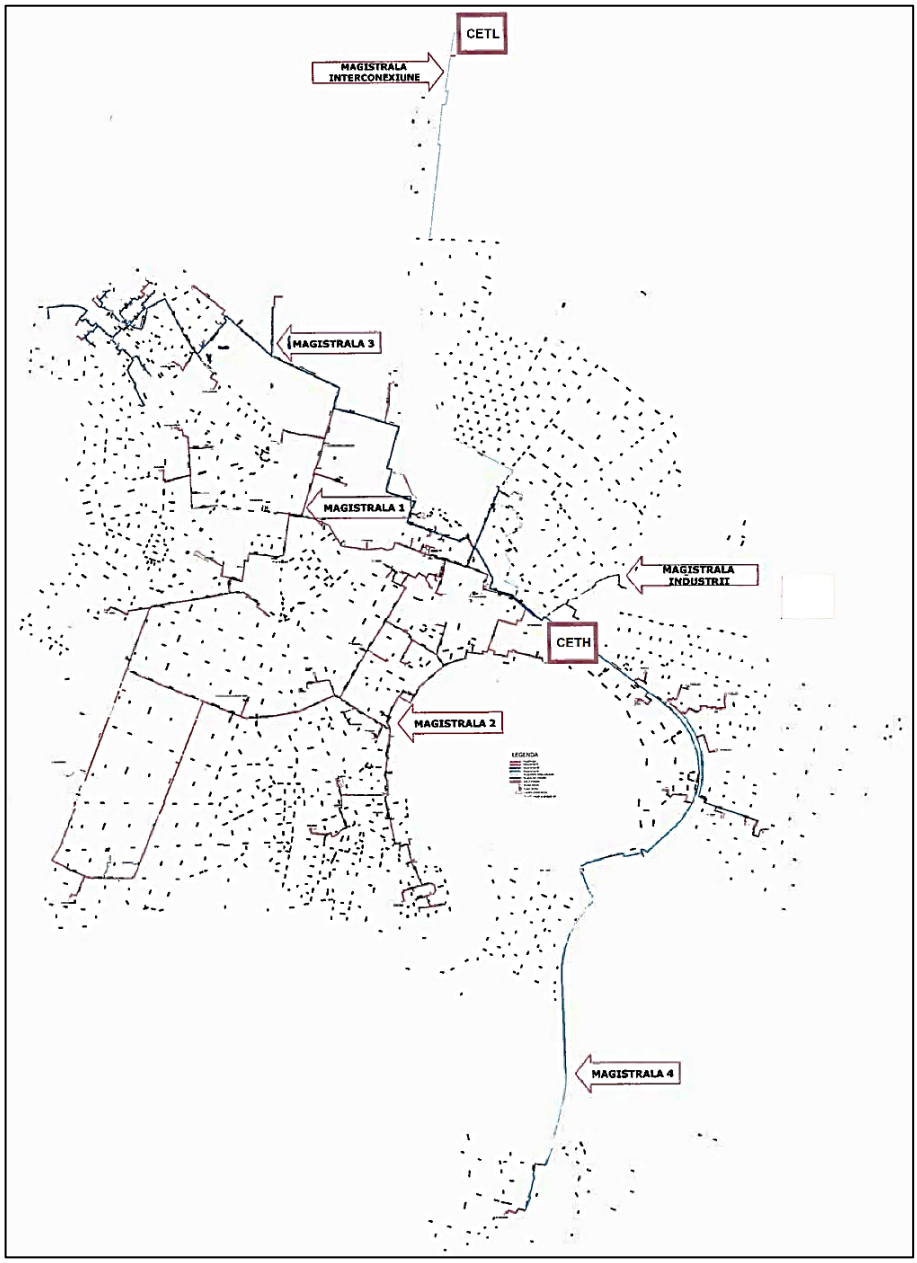
2.1.3.3 Sistemul de transport și distribuție pentru SACET

Sistemul de termoficare SACET este important să fie prezentat și considerat în ansamblul său, având în vedere că de performanțele globale ale sistemului depinde dimensionarea optimă a noii surse vizate de această investiție.

CET Hidrocarburi SA a preluat activitatea serviciului public de alimentare centralizată cu energie termică (SPAET) începând cu anul 2018, de la Primăria Municipiului Arad.

Societatea funcționează în baza Licenței nr. 2109/21.11.2018 acordată de către ANRE pentru prestarea serviciului public de alimentare centralizată cu energie termică. Sursele de producere CET Hidrocarburi și CT Aradul Nou, RTP, PT/MT, RTS se află sub operarea CET Hidrocarburi SA.

Figura 1. Harta cu sursele și rețeaua termică primară SACET Arad



Caracteristicile capacităților energetice de transport și distribuție a energiei termice exploatate în baza licenței, sunt prezentate în cele ce urmează.

2.1.3.3.1 Rețeaua termică primară de transport (RTP sau RT)

Rețeaua termică primară de transport are o lungime de cca. 56,37 km de traseu, din care cca. 11% se află într-o stare foarte bună. RTP este formată din:

- patru magistrale de termoficare
  - **M1**: 2 x DN500, Lcond = 15,5 km;
  - **M2**: 2 x DN700, Lcond = 43,5 km;
  - **M3**: 2 x DN500, Lcond = 25,7 km;
  - **M4**: 1 x DN600 + 2x400, Lcond = 20,6 km
- o magistrală de interconectare 2 x DN900 între sursa CETL și sursa CETH, Lcond = 12,21 km;

- o magistrală Sere, 2 x DN400 + 2 x DN600, L = 2 km, care în prezent nu operează;

RTP are o lungime de conductă de cca. **131 km** (72 km suprateran, 59 km subteran). Sistemul de rețele termice de transport este preponderent bi-tubular închis (tur/retur), cu aceleași diametre pe tur și respectiv pe retur.

În incinta CETH, cele patru magistrale ale orașului și magistrala de interconexiune CETL-CETH se unesc într-un nod de termoficare în conformitate cu topologia surselor interne de producere a energiei termice, actuale sau existente anterior. Modul de interconectare a conductelor respective la sistemul de conducte al centralei actuale este indicat în desenul cu schema termomecanică CETH, inclus în secțiunea B. Piese desenate.

2.1.3.3.2 Punctele termice (PT)

Cele 39 PT existente sunt modernizate cu schimbătoare de căldură în plăci, fiind complet automatizate. PT sunt integrate într-un sistem SCADA de monitorizare a parametrilor de la distanță, prin rețea GPRS. În cadrul SACET sunt prezente de asemenea 90 MT compacte, complet automatizate, amplasate la nivelul imobilelor sau grupurilor de imobile, instalate în perioada 2005-2017.

2.1.3.3.3 Rețeaua termică secundară de distribuție (RTS sau RD)

Rețeaua secundară are o lungime de traseu de cca. 98 km, din care cca. 17% se află într-o stare foarte bună. Sistemul de conducte este de regulă radial, cu unele porțiuni de bretea pentru interconectarea magistralelor, normal închise în regim de operare normală.

Rețeaua de distribuție a fost pusă în funcțiune treptat, între anii 1961 - 1994, completată cu rețeaua aferentă PT Ursului în anul 2001.

Luând în considerare informațiile cunoscute, cele mai noi rețele termice au o vechime de cca. 15 ani reprezentând mai puțin de 1% din total. Astfel, pierderile din sistemul de transport și distribuție a energiei termice în municipiul Arad sunt ridicate, în prezent.

Pierderile din sistemul de transport și de distribuție sunt ridicate. Sistemul de distribuție a fost pus în funcțiune treptat, din anul 1961 până în anul 1994, cu excepția rețelei de distribuție a PT Ursului, care a fost pusă în funcțiune, în anul 2001. Sistemul este aprox. 40% suprateran și aprox. 60% subteran.

2.1.3.3.4 Punctele de racord la consumatori

Punctele de racord la consumatori sunt dotate cu contoare de energie termică; rata de contorizare a consumatorilor SACET este de peste 98%.

Numărul total de contracte de furnizare a energiei termice în derulare pentru anul 2021 este de 2.921 contracte, din care:

- 2.302 sunt încheiate cu asociațiile de proprietari și persoanele fizice;
- 141 sunt încheiate cu instituțiile publice;
- 478 sunt încheiate cu agenții economici.

Din punctul de vedere al tipurilor de consumatori, avem în total 24.405 puncte de consum, din care:

- 23.647 apartamente de bloc și case, dintr-un total de aprox. 44.893 apartamente ale orașului;

- 179 branșamente de instituții publice;

- 579 branșamente de operatori economici.

Rata de branșare a consumatorilor ET la SACET Arad în anul 2021 se prezintă astfel:

Populație	52,67 %
Instituții publice	87,58 %

Operatori economici	4,82 %

Având în vedere deficiențele identificate în cap. 2.3 și faptul că există o relație directă între capacitatea noii surse de producere a energiei pentru SACET și pierderile înregistrate în rețelele termice care compun SACET, având în vedere totodată obligațiile pe care le are beneficiarul în asigurarea serviciului public de alimentare cu energie termică a populației și consumatorilor racordați la SACET, la parametri de calitate și eficiență, fără întrerupere, este necesară și oportună, pe lângă implementarea unei surse noi de înaltă eficiență și prietenoasă cu mediul, este necesară susținerea unui program de reabilitare / modernizare a rețelelor termice, cu obiectivul clar de a reduce majoritar pierderile în cadrul acestora și de a crește astfel ponderea energiei termice livrată dintr-o sursă de cogenerare de înaltă eficiență. Acest program de modernizare este în curs de planificare și realizare, așa cum se indică în cap. 2.2.2.

2.1.4 Abordarea studiului de fezabilitate și conturarea soluțiilor posibile

În acest studiu vom identifica și analiza scenarii tehnic fezabile pentru o sursă nouă de producere a energiei termice, axată preponderent pe cogenerarea de înaltă eficiență cu utilizarea gazului natural, cu posibilitatea viitoare de a introduce în amestec hidrogen produs din resurse regenerabile (hidrogen verde). Se dorește identificarea soluției investiționale optime, care să permită prestarea optimă a serviciului public de alimentare cu energie termică și menținerea unei situații financiare stabile pe termen lung.

În urma analizei, vom indica și recomanda scenariul optim supus aprobării beneficiarului, care asigură necesarul de căldură justificat pentru situația prognozată a consumului în cadrul SACET pentru anii de operare următori, începând cu anul 2026.

În acest sens, luând în considerare cerințele de finanțare stabilite în Ghidul Specific pentru programul de finanțare PNRR C6 I3 CHP, s-au identificat două scenarii (configurații) factuale tehnic fezabile, S1 și S2, prezentate în cele ce urmează și propuse spre analiză. Acest scenariu va fi comparat cu un scenariu de referință SR în vederea stabilirii indicatorilor tehnici, financiari și economici care justifică implementarea proiectului.

Scenariul/configurația S1

Este scenariul în care se construiește o nouă instalație de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență, realizată cu turbine cu gaz pentru regimul de bază și cazane de apă caldă cu gaz pentru regimul de vârf. Pentru degazare, se utilizează un cazan de abur cu gaz, operabil în regimul de bază.

Scenariul/configurația S2

Este scenariul în care se construiește o nouă instalație de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență, realizată cu motoare termice cu gaz pentru regimul de bază și cazane de apă caldă cu gaz pentru regimul de vârf. Pentru degazare, se utilizează un cazan de abur cu gaz, operabil în regimul de bază.

Scenariul/configurația SR

Este un scenariu de referință credibil, real, pentru situația ipotetică în care nu s-ar implementa proiectul cu instalația de cogenerare de înaltă eficiență. Acest scenariu reprezintă scenariul contrafactual solicitat în cadrul Ghidului Specific pentru programul de finanțare PNRR C6 I3 CHP, fiind admisibilă o soluție de producere doar a energiei termice, bazată pe cazane de apă caldă/fierbinte

cu utilizarea gazului natural combustibil. Pentru degazare, se utilizează un cazan de abur cu gaz, operabil în regimul de bază.

Soluțiile potențiale

Configurațiile sursei de producere a energiei, termică și electrică, vor avea ca elemente principale ale soluției următoarele:

- o instalație de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență cu funcționare pe gaz (denumită în cele ce urmează instalație CHP sau HE CHP), de ultimă generație, care asigură o eficiență globală ridicată, cu operare în regim de bază, având în vedere tehnologiile de cogenerare potrivite (motoare, turbine);
- o instalație complementară de producere a energiei termice cu cazane de apă caldă cu funcționare pe gaz (CA) care urmează să asigure / să completeze necesarul de căldură la vârful curbei de sarcină;
- o instalație de producere a energiei termice cu cazan de abur cu funcționare pe gaz (CAS) care urmează să asigure apa de adaos (de completare) pentru compensarea pierderilor masice, cu operare în regimul de bază.

Noua sursă va fi dotată de asemenea cu următoarele instalații auxiliare necesare operării cu eficiență maximă:

- Acumulator de căldură (AC) pentru optimizarea funcționării instalației HE CHP – obiect nou;
- Stație de pompare a agentului termic (SP) pentru realizarea circulației prin configurația sursei HE CHP + CA și prin circuitul termic primar SACET – obiect nou;
- Sistem de alimentare cu apă tratată din stația de tratare chimică a apei (ST) – obiect existent;
- Stație de degazare termică a apei de adaos inclusiv sistemul de pompare aferent pentru injecția apei de adaos în rețeaua de termoficare (DT) – obiect existent retehnologizat;
- Stație electrică aferentă noii surse HE CHP împreună cu sistemul de conducere aferent (SE) – obiect nou;

La dimensionarea noii sursei s-a ținut cont de cerințele de eficiență energetică a sistemelor eficiente de încălzire centrală (SACET). Astfel, cantitatea de energie termică livrată anual către SACET va fi asigurată de o combinație de mai multe surse, din care să facă parte în principal instalația de cogenerare de înaltă eficiență (HE CHP) – obiectul acestui studiu de fezabilitate, precum și una sau mai multe instalații de valorificare a unor resurse energetice regenerabile (RES), astfel încât să se asigure, după finalizarea programelor de investiție, minim 50% din necesarul de energie termică solicitat la nivelul SACET Arad dintr-o combinație de surse HE CHP + RES. Una din măsurile prevăzute pentru asigurarea acestei ținte de eficiență energetică o va constitui introducerea hidrogenului verde în amestec cu gazul natural, având în vedere obligațiile care decurg din asumarea condițiilor de finanțare PNRR C6 I3 HE CHP.

Având în vedere prevederile art. 12 și 100 din Schema de ajutor de stat pentru instalațiile de cogenerare de înaltă eficiență care se implementează în cadrul sistemelor de termoficare urbană dar și faptul că actualmente țintele de eficiență pentru sistemele de termoficare centralizată sunt în curs de revizuire și adoptare în cadrul structurilor Uniunii Europene, planul investițional al beneficiarului vizează dezvoltarea unei surse adiacente de energie termică din resurse regenerabile (RES) care să asigure în primă instanță procentul minim ce va fi impus prin Directiva 27/2012/EU revizuită (EED Recast), în termenele permise de actualele reglementări naționale și europene. Acest plan va fi

declanșat de adoptarea acestei directive, care are în vedere ținte ambițioase de adoptare a energiilor regenerabile, conform draft-urilor studiate:

- până la **31.12.2025**: minim **50%** ET livrată dintr-o combinație de surse CHP GN + RES, fără existența unui prag minim pentru ET provenită din RES;
- de la **01.01.2026**: minim **50%** ET livrată dintr-o combinație de surse CHP GN + RES, din care minim **5%** ET provenită din RES;
- de la **01.01.2035**: minim **80%** ET livrată dintr-o combinație de surse CHP GN + RES, din care minim **20...35%** ET provenită din RES;
- de la **01.01.2045**: minim **95%** ET livrată dintr-o combinație de surse CHP GN + RES, din care minim **50%** ET provenită din RES;
- de la **01.01.2050**: **100%** ET provenită din RES.

Așadar, beneficiarul are în vedere continuarea investițiilor cu scopul conformării adecvate la viitoarele ținte de eficiență energetică stabilite în EED Recast.

În cadrul acestui studiu de fezabilitate se analizează soluția de producere a energiei termice cu o instalație de cogenerare de înaltă eficiență HE CHP, completată cu o instalație de producere ET la vârful curbei de sarcină (fără cogenerare) și cu o instalație de producere ET pentru degazare, absolut necesare pentru asigurarea necesarului de energie termică în cadrul SACET.

2.2 Prezentarea contextului

2.2.1 Politicile, strategiile, legislația, acordurile relevante, structuri instituționale și financiare

Actualul proiect de investiție va fi dezvoltat în conformitate cu cerințele legislației naționale respectiv cu cerințele legislației comunității europene în domeniul energiei, mediului și schimbărilor climatice.

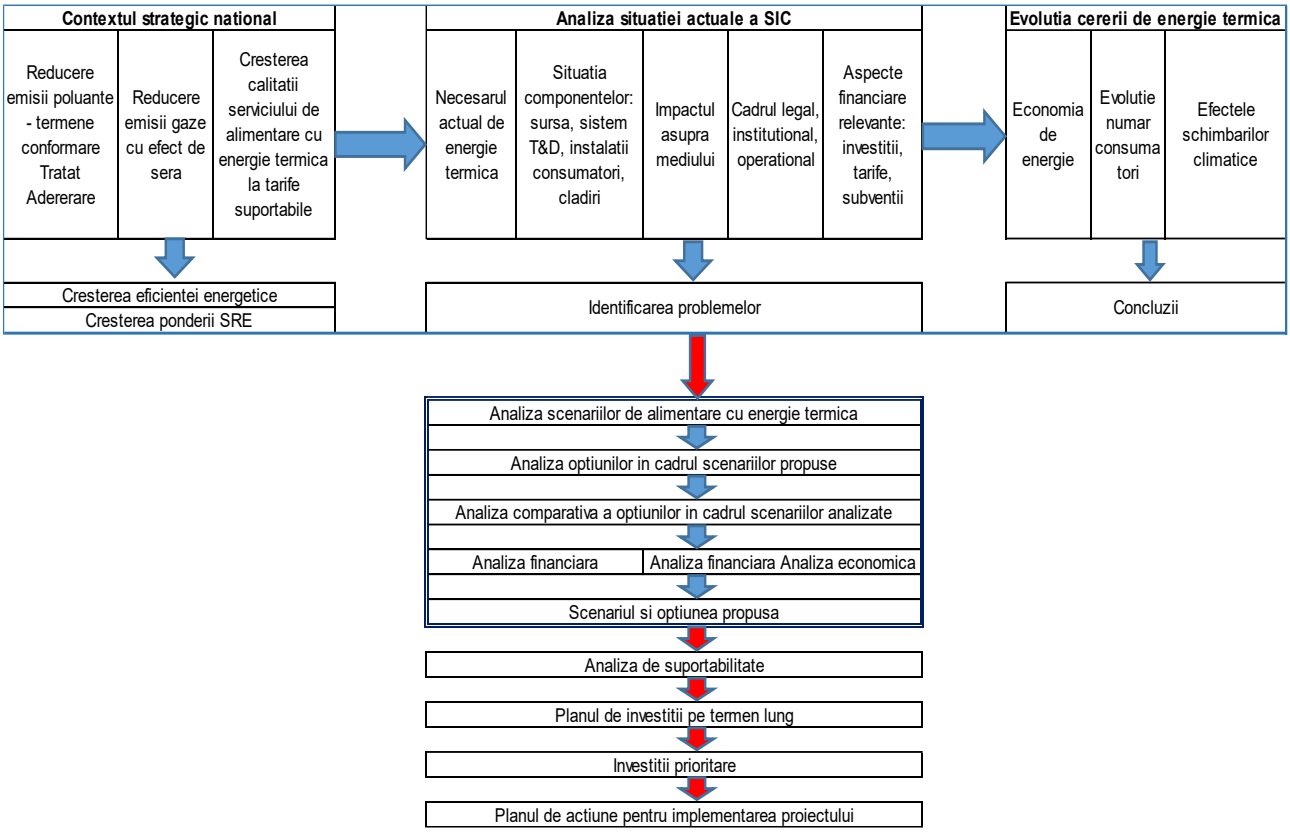
Prezentul studiu de fezabilitate a fost elaborat ținând cont în principal de următoarele date, documente ale beneficiarului și reglementări de bază, lista nefiind exhaustivă:

- **Datele de intrare cu privire la SACET Arad** primite din partea beneficiarului UAT Municipiul Arad și din partea operatorului CET Hidrocarburi SA Arad;
- **Strategia integrată de dezvoltare urbană (SIDU)** a Municipiului Arad pentru perioada 2014-2030, adoptată prin HCLM nr. 258/2017;
- **HG nr. 907/2016** privind Etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu actualizările ulterioare;
- **Legea nr. 123/2012** privind Energia electrică și gazele naturale, cu actualizările ulterioare;
- **Legea nr. 325/2006** privind Serviciul public de alimentare cu energie termică, cu actualizările ulterioare;
- **Ghidul Specific PNRR C6 I3 HE CHP** aprobat și publicat de Ministerul Energiei în 30.06.2022, privind „*Dezvoltarea de Capacități de producție pe gaze, flexibile și de înaltă eficiență, pentru Cogenerarea de energie electrică și termică (CHP) în sectorul încălzirii centralizate, în vederea atingerii unei decarbonizări profunde*” prin Planul Național de Redresare și Reziliență, Pilonul I – Tranziția Verde, Componenta 6 – Energie, Măsura de Investiții nr. 3;
- **Ghidul ACB CE** (“*Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu în proiectele de investiții. Instrument de evaluare economică pentru politica de coeziune 2014-2020*”, ISBN 978-92-79-34796-2, Comisia Europeană) publicat în 2014.12 la adresa: https://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf

- **Directiva nr. 27/2012/EU** privind Eficiența Energetică (EED), cu actualizările ulterioare;
- **Regulamentul nr. 2402/2015/EU** privind Revizuirea valorilor de referință armonizate ale randamentului pentru producția separată de energie electrică și termică, în aplicarea Directivei 27/2012/UE, cu actualizările ulterioare;
- **Regulamentul nr. 2066/2018/EU** privind Monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră în temeiul Directivei 2003/87/CE, cu actualizările ulterioare;
- **Directiva nr. 87/2003/CE** privind Stabilirea unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității Europene, cu actualizările ulterioare;

În viziunea elaboratorului acestui studiu, obiectivele energetice strategice privind îmbunătățirea serviciului public de alimentare cu energie termică pentru încălzirea populației și furnizarea apei calde de consum trebuie să se bazeze în primul rând pe *principiul eficienței energetice înainte de toate* și pe *producerea / utilizarea unor energii cât mai curate din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră*.

Scenariile elaborate propuse către beneficiar au ținut cont de posibilitățile tehnice cele mai eficiente, atât prin utilizarea principiului cogenerării de înaltă eficiență bazată pe folosirea gaz natural ca bază a energiei termice necesare în cadrul SACET cât și prin valorificarea resurselor energetice regenerabile.



Componenta de investiție privitoare la valorificarea potențialului de conversie a biomasei forestiere sustenabile energetic a fost propusă într-o primă fază cu scopul de a îndeplini cerința de eficiență energetică solicitată sistemelor de termoficare centralizată prin Directiva EED 27/2012/EU, prin care energia termică livrată către SACET trebuie să fie cel puțin de 50% dintr-o combinație realizată cu instalații de cogenerare de înaltă eficiență și instalații de producere bazate pe resurse energetice regenerabile.

Având în vedere scopul principal vizat de acest studiu, de condițiile de finanțare solicitate prin Ghidul Solicitantului PNRR C6 I3, de prevederile Schemei de ajutor de stat SA 101723, dar și datorită faptului că, la momentul depunerii acestui document, Directiva EED, care prevede cerințe specifice mai ambițioase de adoptare a energiei termice din resurse energetice regenerabile (RES), se află încă într-un proces de revizuire care urmează să se finalizeze cu adoptarea în Parlamentul European la o dată încă incertă, în baza comunicării beneficiarului și a angajamentului acestuia, componenta investițională de adoptare a unei soluții RES va face obiectul actualizării Strategiei SACET pentru soluțiile RES potrivite, în acord cu Directiva EED adoptată oficial (EED II Recast).

Astfel, prezentul studiu se va concentra doar pe componenta investițională absolut necesară pentru realizarea noii surse SACET Arad care să utilizeze o instalație de cogenerare de înaltă eficiență pe gaz natural, flexibilă, care să permită adoptarea utilizării în viitorul apropiat a hidrogenului produs din resurse energetice regenerabile (hidrogen verde) și care să asigure pe întreaga durată de viață o emisie specifică a gazelor cu efect de seră (CO2eq) raportată la energia utilă (electrică și termică) sub pragul de 250 gCO2/kWh.

În documentul de față străduința elaboratorului este aceea de a propune soluții investiționale fezabile tehnic și economic care să răspundă solicitării beneficiarului, în acord cu politica energetică națională și europeană pentru orizontul de timp 2020 – 2035, în vederea realizării următoarelor obiective strategice de bază:

1. Producerea energiei termice cu respectarea principiului de eficiență energetică înainte de toate;
2. Promovarea producției de energie electrică realizată în sisteme de cogenerare de înaltă eficiență, asociată energiei termice livrate pentru acoperirea unui consum economic justificat;
3. Creșterea nivelului de protecție a mediului și adaptarea la schimbările climatice, în concordanță cu reglementările actuale;
4. Perspectiva diversificării bazei de resurse energetice primare, prin promovarea utilizării surselor regenerabile de energie (SRE, sau RES) în conformitate cu reglementările naționale și europene;

Documentele europene solicită transformarea sectorului energetic către un alt model de sistem, bazat pe tehnologii curate și inovatoare care să facă față concurenței pe o piață integrată. În acest context, decarbonarea, cererea de energie și securitatea energetică sunt interdependente, iar această interdependență trebuie corelată cu progresul tehnologic specific existent actual.

România este semnatara protocolului de la Kyoto, privind reducerea emisiei de gaze, cu efect de seră în atmosferă, implicit a dioxidului de carbon, prin urmare utilizarea energiilor neconvenționale paralel cu reducerea emisiilor actuale ar însemna un pas important în cazul acțiunilor susținute privind eliminarea factorilor generatori ai modificărilor climatice.

Necesitatea de asigurare a unei dezvoltări energetice durabile, concomitent cu realizarea unei protecții eficiente a mediului înconjurător a condus în ultimii ani la intensificarea preocupărilor privind promovarea resurselor regenerabile de energie și a tehnologiilor industriale suport. Politica UE în acest domeniu, exprimată prin Carta Albă și Directiva Europeană 2001/77/CE privind producerea de energie din surse regenerabile, prevede că până în anul 2010, Uniunea Europeană lărgită să își asigure necesarul de energie în proporție de circa 12% prin valorificarea surselor regenerabile. În acest context, în multe țări europene dezvoltate (Franța, Italia, Germania, Austria), posesoare de resurse geotermale similare cu cele ale României, preocupările s-au concretizat prin valorificarea pe plan local/regional, prin conceperea și realizarea unor tehnologii eficiente și durabile, care au condus la o exploatare

profitabilă, atât în partea de exploatare a resurselor (tehnologii de foraj, de extracție din sondele geotermale), cât și în instalațiile utilizatoare de la suprafață.

În acest sens, pentru realizarea obiectivelor și îndeplinirea condițiilor de eligibilitate în cazul solicitării de finanțare, pentru alimentarea cu energie termică a Municipiului Arad, elaboratorul a identificat soluțiile optime pentru realizarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență, în concordanță cu politicile, strategiile, acordurile și legislația actuală. Soluția propusă are ca scop dezvoltarea unui SACET viabil și eficient, competitiv în raport cu soluțiile individuale de încălzire existente în prezent la nivelul Municipiului Arad.

2.2.2 Alte programe de investiții în curs de implementare în cadrul SACET Arad

În prezent, pe lângă alte proiecte de dezvoltare urbană derulate de Municipiul Arad care promovează utilizarea energiilor verzi și eficientizarea consumului (stații de reîncărcare autobuze și vehicule electrice, creșterea eficienței energetice a imobilelor, alte proiecte de infrastructură energetică), în cadrul SACET Arad se află în derulare următoarele proiecte de retehnologizare rețele și puncte termice, finanțate prin Programul Termoficare și din bugetul local:

- Lucrări de execuție pentru Modernizarea rețelelor termice aferente PT 4 Macul Roșu;
- Lucrări de execuție pentru Modernizarea rețelelor termice aferente PT 6V;
- Lucrări de execuție pentru Modernizarea rețelelor termice aferente PT 4 Pasaj;
- Lucrări de execuție pentru Modernizarea rețelelor termice aferente PT 2 Lac;
- Lucrări de execuție pentru Modernizarea rețelelor termice aferente PT 5 Grădiște;
- Lucrări de execuție pentru Modernizarea rețelelor termice aferente PT O. Terezia;

Totodată, conform planului de investiții al beneficiarului, sunt prevăzute măsuri investiționale pentru continuarea acțiunii de reabilitare a rețelelor termice primare și secundare, astfel încât, până la nivelul anului 2028-2029 pierderile existente în cadrul rețelelor SACET Arad să se reducă semnificativ la un nivel sub 12 % față de ET livrată la gardul centralei la momentul respectiv.

2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Sursele actuale pentru asigurarea energiei termice în cadrul SACET Arad sunt CET Lignitul (CETL) deținut de CET Arad SA și CET Hidrocarburi (CETH) deținut de CET Hidrocarburi SA, operatorul infrastructurii SACET Arad.

Această infrastructură este compusă din **sursa CETH** de producere ET, **rețelele RTP** care asigură transportul ET spre PT+MT, **substațiile PT+MT** care asigură prepararea agentului termic secundar pentru încălzire respectiv prepararea apei calde de consum (acc), **rețelele RTS** de distribuție ET spre consumatori și **punctele de racord** la consumatori (populație, instituții publice, agenți economici), contorizate.

Obiectul investiției îl constituie **implementarea proiectului la sursa CETH**. Situația existentă și caracteristicile tehnice nominale ale principalelor echipamente prezente în cadrul sursei CETH sunt prezentate în cadrul cap. 2.1.3.

Cazanele de abur au fost instalate în anii '60 iar cazanele de apă fierbinte au fost instalate în anii '70. Sistemele de ardere au fost modernizate cu arzătoare Low-NOx care respectă VLE reglementate la nivelul anului 2015. Blocul energetic cu turbina de abur a fost retras din exploatare în anul 2010. Cazanele de abur sunt încă operaționale dar neutilizate din anul 2018. Cazanele de apă fierbinte au număr de ore de operare limitat prin autorizația de mediu, fiind așteptată epuizarea acestora în anul 2023. Actualmente, toate echipamentele termoenergetice de producere ET existente în CETH au

durate de viață depășite, se apropie de sfârșitul numărului de ore limită de funcționare, sunt uzate tehnologic, prezentând randamente scăzute de funcționare, fiind neconforme în raport cu reglementările europene și naționale în vigoare la acest moment. Operarea în continuare ar fi costisitoare, neeconomică și contrară actualei politici energetice la nivel național și comunitar. De asemenea, vechimea și starea fizică a cazanelor energetice și turbinei de abur nu justifică o eventuală investiție de modernizare sau de înlocuire.

Din acest motiv, ET necesară în cadrul SACET este asigurată în proporție de cca. 20% de către CETH, restul cantității ET de cca. 80% fiind achiziționată din sursa CETL deținută de CET Arad SA. Pe de altă parte, sursa CETL se află într-o situație tehnică similară (durată de viață depășită, uzură tehnologică, randamente scăzute), fapt de natură să determine incertitudinea furnizării SPAET.

În ceea ce privește poluarea aerului, poluanții vizați sunt dioxizii de sulf (SO2), oxizii de azot (NOx) și pulberile (PM). Emiterea acestor poluanți în atmosferă este reglementată prin Directiva LCPD (sau IED) 75/2012/CE privind limitarea emisiilor industriale provenite de la instalațiile mari de ardere. Legea nr. 278/2013 care transpune această directivă LCPD privind emisiile industriale prevede la secțiunea 3-a valorile limită ale concentrațiilor emisiilor provenite din instalații mari de ardere.

Pentru cazanele cu instalație de ardere a gazului natural combustibil, având o capacitate termică de ardere de peste 50 MWf, următoarele valori limită ale emisiilor poluante (VLE) sunt aplicabile, conform L278/2013 Părțile 1 și 2:

VLE SO2 = 35 mg/Nm3 @ 3% O2
VLE NOx = 100 mg/Nm3 @ 3% O2
VLE CO = 100 mg/Nm3 @ 3% O2
VLE PM = 5 mg/Nm3 @ 3% O2

Situația conformării la cerințele legislației de mediu a instalațiilor mari de ardere (IMA) din CET Hidrocarburi este următoarea, pentru utilizarea gazului natural combustibil, în condițiile de referință specificate în L278/2013:

- **IMA 8 = CAF 4 (116 MWt)** și **IMA 9 = CAF 5 (116 MWt) :**
  - SO2 ≤ 35 mg/Nm3 conform cu VLE SO2 din L278/2013
  - PM ≤ 5 mg/Nm3 conform cu VLE PM din L278/2013
  - NOx ≤ 300 mg/Nm3 neconform cu VLE NOx din L278/2013
  - CO ≤ ??? mg/Nm3 presupus neconform cu VLE CO din L278/2013
- **IMA 3 = CAE 6 (57 MWt)** și **IMA 4 = CAE 7 (73 MWt) :**
  - SO2 ≤ 35 mg/Nm3 conform cu VLE SO2 din L278/2013
  - PM ≤ 5 mg/Nm3 conform cu VLE PM din L278/2013
  - NOx ≤ 300 mg/Nm3 neconform cu VLE NOx din L278/2013
  - CO ≤ ??? mg/Nm3 presupus neconform cu VLE CO din L278/2013

Aceste IMA fac obiectul art. 33 privind derogarea pentru durata de viață limitată din L278/2013, care prevede faptul că în perioada 01.01.2016-31.12.2023 instalațiile de ardere sunt exceptate de la respectarea VLE prevăzute în L278/2013 (fiind aplicabile VLE pentru SO2, NOx și PM în vigoare la 31.12.2015 precizate în AIM), cu condiția ca instalația în cauză să nu funcționeze mai mult de 17.500 de ore în perioada respectivă și să nu fi obținut anterior o derogare de 20.000 ore de funcționare în perioada 01.01.2008-31.12.2015 în baza art. 22 privind derogarea prin PNT (Planul Național de Tranziție).

Situația cu numărul de ore de funcționare anuală în perioada 2016-2022 și numărul de ore rămase pentru funcționare în anul 2023 se prezintă astfel:

IMA	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CAF4 (IMA8)	2.928	874	2.159	4.969	1.549	827	2.902	1.292
CAF5 (IMA9)	56	2.330	3.371	4.103	2.649	1.729	2.123	1.139
CAE6 (IMA3)	38	39	0	0	0	0	0	17.423
CAE7 (IMA4)	0	0	0	0	216	0	1.502	15.782

Sursele de producere a energiei termice care mai pot funcționa în prezent sunt CAF 4 și 5, eventual CAE6 și CAE7 cu unele adaptări, iar începând cu sezonul 2023/2024 este incertă asigurarea necesarului de energie termică către consumatorii Municipiului Arad în condițiile în care actualele CAF nu respectă normele de mediu și nu va fi posibilă o derogare din partea Autorităților Române / Comisiei Europene până la realizarea unei surse noi.

Așadar, este o prioritate pentru Municipiul Arad construirea unei surse noi pentru deservirea necesarului ET în cadrul SACET Arad, amplasată în incinta CETH. Din considerente de continuitate a serviciului public de încălzire și furnizare apă caldă, proiectul noii surse va fi implementat astfel încât să păstreze în funcțiune capacitățile existente de producere a energiei termice până la punerea în funcțiune a noilor capacități, moment la care vor putea fi retrase parțial sau definitiv capacitățile vechi.

Argumentele realizării unei noi surse în incinta amplasamentului actual al CET Hidrocarburi sunt așadar:

- terminarea duratei de viață a cazanelor la sfârșitul anului 2023, având în vedere expirarea perioadei de tranziție acordate în privința respectării valorilor limită ale emisiilor
- necesitatea înlocuirii sursei actuale cu scopul de a asigura continuitatea SPAET
- adoptarea unei soluții de cogenerare de înaltă eficiență în acord cu reglementările naționale și europene, care să reducă consumul de energie primară și să crească eficiența globală, comparativ cu producerea separată a energiei termice și electrice
- necesitatea reducerii emisiei de gaze cu efect de seră (în esență CO2), comparativ cu producerea separată a energiei termice și electrice.

<u>Utilități funcționale existente care se păstrează</u>

- CET Hidrocarburi are în componență o **stație electrică de 6 kV servicii generale** (SE 6 kV SG CETH) care face conexiunea cu Sistemul Energetic Național prin intermediul SE 110/20/6 kV Mureșel deținută de E-Distribuție Banat SA, din care pleacă mai multe linii electrice cu care se alimentează obiective din Municipiul Arad. Modul de integrare a stațiilor și racordurilor electrice este indicat în cadrul Schemei electrice din secțiunea B – piese desenate, atât pentru situația existentă cât și pentru situația propusă.
  <u>Notă</u>: Din perspectiva noii surse, această stație SE 6kV SG va fi păstrată în cadrul configurației cu scopul de a alimenta consumatorii existenți. De asemenea, SE 6 kV SG va păstra unul din cele două racorduri de alimentare cu energie electrică în vederea alimentării consumatorilor de pe

platforma CETH în situații de urgență; cel de-al doilea record de alimentare existent va fi anulat în scopul conectării directe a noii stații electrice HE CHP la celula de 110kV din cadrul SE Mureșel.

- CET Hidrocarburi include în incintă o **stație de reglare-măsurare gaze naturale** (SRM3) deținută de Delgaz Grid SA, la care sunt racordați consumatorii IMA existenți din cadrul CETH (CAF4, CAF5, CAE6, CAE7). Stația SRM3 este racordată la rețeaua de medie presiune din cadrul SDGN.

  Notă: Din perspectiva noii surse, racordul de alimentare cu gaz natural se va realiza la conducta existentă ce formează instalația de utilizare racordată la SRM3, stabilit în proximitatea amplasamentului ales pentru noua sursă.
- CET Hidrocarburi include în configurația sa o **stație de tratare chimică a apei** (STCA), operațională, care prepară apa tratată necesară pentru alimentarea proceselor (apă dedurizată, respectiv apă demineralizată).

  În prezent sursa de alimentare cu apă tehnologică necesară centralei este asigurată atât dintr-un grup de foraje de apă cât și din rețeaua de apă potabilă aparținând companiei locale CAA Arad. Consumul tehnologic de apă de adaos depășea în regim normal de funcționare în sezonul rece o valoare de 45-50 mc/h la nivelul anului 2022. Se preconizează că valoarea debitului apei de adaos va scădea anual odată cu realizarea măsurilor de reabilitare a conductelor de termoficare, program preconizat a se finaliza în perioada 2028-2029.

  Notă: Din perspectiva noii surse, acest obiect va fi considerat parte a acesteia. Noua sursă va prevedea racordurile necesare pentru alimentarea cu apă dedurizată și apă demineralizată la amplasamentul ales pentru noua sursă.
- CET Hidrocarburi deține toate utilitățile necesare pentru operarea noii surse:
  - apa potabilă este prezentă în incintă, preluată din rețeaua municipală a companiei de apă;
  - rețeaua de evacuare apă uzată este prezentă în incintă fiind racordată la rețeaua municipală de canalizare a companiei de apă;
  - apele pluviale și apele uzate convențional curate pot fi evacuate în Canalul Mureșel;
  - apa de incendiu este asigurată dintr-o stație PSI de pompare, alimentată din rețeaua de apă municipală a companiei de apă;

  Notă: Noua sursă va utiliza disponibilitatea acestor utilități în apropierea amplasamentului ales pentru noua sursă.

Rețeaua termică primară de transport (RTP)

Rețeaua termică de transport actuală este un sistem de conducte bitubular, tur - retur ce asigură transportul apei fierbinți de la sursa CET Hidrocarburi la punctele termice / modulele termice din cadrul SACET. Asupra acestora nu se fac intervenții și cheltuieli de investiție în cadrul proiectului propus.

Notă: Noua sursă va fi interconectată la conductele existente tur/retur din incinta CETH, astfel încât să se asigure livrarea agentului termic prin magistralele actualmente operaționale.

Puncte și module termice (PT, MT)

Sistemul de distribuție ET se compune dintr-un număr de puncte și module termice care se află în exploatarea CET Hidrocarburi SA. Asupra acestora nu se fac intervenții și cheltuieli de investiție în cadrul proiectului propus.

Rețelele termice secundare, de distribuție (RTS)

Rețelele termice de la punctele termice la consumatori, pentru alimentarea cu căldură și apă caldă de consum, sunt compuse din 3 sau 4 conducte (2 de încălzire și 1 de apă caldă de consum – în general lipsește conducta de recirculare apă caldă de consum), cu diametre de la DN 25 până la DN 200. Asupra acestora nu se fac intervenții și cheltuieli de investiție în cadrul proiectului propus.

Consumatorii deserviți de SACET

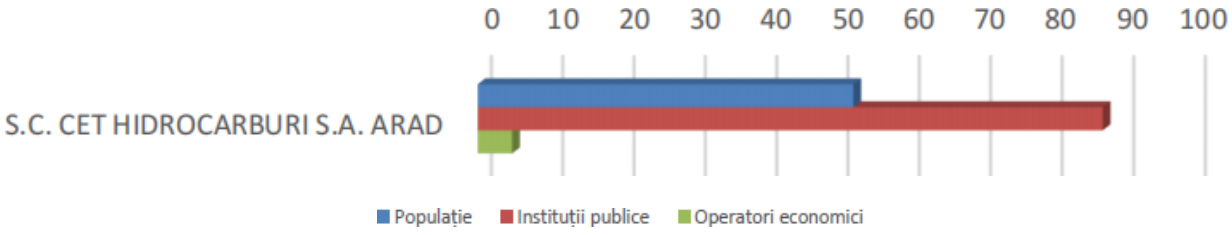
Tipurile de consumatori deserviți de SACET includ apartamentele din blocuri și case individuale, agenții/operatorii economici și instituțiile publice. În punctele de racord la consumatori nu se fac intervenții și cheltuieli de investiție în cadrul proiectului propus.

Sistemul SACET Arad prezintă următoarele pierderi de energie termică, evaluate pentru perioada 2020-2022.

Tabel 1. Evoluția pierderilor lunare de ET în anul 2022 (model)

	Volum apă adaos	Pierdere ET masică	Pierdere ET prin radiație	Pierdere ET totală
Luna	**m3**	**MWh**	**MWh**	**MWh**
Ianuarie	33.480	3.646	22.691	26.337
Februarie	30.240	3.293	16.768	20.061
Martie	33.480	3.646	13.739	17.385
Aprilie	32.400	3.528	5.687	9.216
Mai	10.044	976	2.545	3.521
Iunie	9.720	945	2.007	2.952
Iulie	10.044	976	1.950	2.927
August	10.044	976	1.836	2.812
Septembrie	8.100	787	2.222	3.009
Octombrie	10.044	976	7.507	8.484
Noiembrie	32.400	3.528	12.577	16.105
Decembrie	33.480	3.646	16.056	19.702
Total	**253.476**	**26.925**	**105.586**	**132.511**

Figura 2. Număr de debranșări în anul 2021 (raportare ANRE)



Rezumând, **deficiențele** cu care se confruntă SACET Arad sunt semnificative atât în domeniul producției de energie cât și în partea de transport și distribuție a agentului termic în cadrul rețelelor de termoficare:

- Producția de energie se bazează actualmente pe arderea gazului natural în cazane, fără a fi folosită tehnologia de cogenerare.
- CET Hidrocarburi SA cumpără cea mai mare parte a energiei termice necesare în SACET de la sursa actuală CET Hidrocarburi la un preț mult mai ridicat decât cel obtenabil dintr-o sursă proprie.
- Pierderile în rețeaua de termoficare au crescut raportat la producția înregistrată, de la cca. 34% în 2017 la cca. 42% în 2021-2022.
- Debranșările consumatorilor continuă dinamica negativă permanentă, cauzată de ineficiența SACET.

Toate considerentele menționate mai sus conduc la necesitatea analizării cu maximă urgență a unor soluții viabile pentru reconstrucția sursei SACET prin implementarea unei instalații noi de cogenerare de înalta eficiență cu echipamente la nivelul tehnologic modern actual.

2.4 Analiza cererii

Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții

2.4.1 Analiza cererii (general)

Sistemul centralizat de termoficare SACET al Municipiului Arad, este format din:

- Surse de producere a energiei termice
- Rețeaua de transport a agentului termic
- Puncte termice și module termice
- Rețeaua de distribuție a agentului termic

Aproximativ 53 % dintr-un total de 44.893 apartamente de locuit din Municipiul Arad beneficiază de termoficare. Consumatorii racordați la sistemul centralizat de alimentare cu căldură pot fi structurați după cum urmează:

- consumatori casnici: asociații de locatari, apartamente și case individuale;
- consumatori de tip instituții socio-culturale și agenți economici;
- spitale, grădinițe, creșe, școli;
- hoteluri, sedii de bănci, magazine, alte instituții.

2.4.2 Necesarul de energie termică

Pentru calculul necesarului de căldură la nivelul SACET Arad au fost luate în considerare:

- evoluția necesarului de energie termică la nivelul municipiului pe anii precedenți;
- variația temperaturii medii pe perioada sezonului de iarnă;
- necesarul de energie pentru consumatori corelat cu evoluția temperaturii medii anuale.

Calculul necesarului de energie termică pentru încălzire și pentru prepararea apei calde menajere pe perioada de analiză din cadrul documentației are la bază datele furnizate beneficiar, datele din arhiva elaboratorului, respectiv datele istorice înregistrate.

2.4.2.1 Determinarea necesarului ET în scopul determinării capacității noii surse

Producția necesară de energie termică „la gardul“ sursei SACET se va reduce datorită efectelor de retehnologizare la nivelul rețelelor și punctelor termice, cu un impact pozitiv asupra pierderilor termice și masice, care vor scădea de la cca. 42 % în prezent la cel mult 12 % preconizat în anul 2028. Acest aspect al retehnologizării într-o bună măsură a rețelelor termice SACET constituie un element principal în dimensionarea noii surse și eficientizarea SPAET.

Reducerea necesarului de încălzire este determinată totodată de investițiile de reabilitare termică a blocurilor de locuințe și clădirilor, prin inițiative particulare sau prin finanțarea acordată de autoritățile publice locale.

Reducerea necesarului de ET este de asemenea determinată de mărirea ecartului de temperatură în vederea reducerii consumului de energie electrică necesar pentru pompare, respectiv echilibrării hidraulice a rețelei de distribuție prin folosirea de regulatoare de presiune diferențială cu efect pozitiv în păstrarea parametrilor de funcționare optimi și reducerea pierderilor de căldură prin radiație.

Pe de altă parte, se preconizează că va avea loc o creștere a necesarului de căldură pentru populație începând cu anul 2025, determinată de începerea operării cu noua sursă, de stimularea rebranșărilor prin strategia de marketing a operatorului de termoficare, și nu în ultimul rând prin racordarea de noi consumatori conform strategiei Municipiului Arad. Totodată, creșterea poate fi determinată și ca urmare a luării unei decizii strategice de interzicere a centralelor de apartament în următorii 3-4 ani, sau alternativ, de introducere a unei taxe pentru emisia de CO2 produsă de centralele de apartament.

Prognoza de producere ET este prezentată în tabelul nr. 9 de mai jos.

Anul de referință luat în considerare ca bază pentru dimensionarea instalațiilor nou propuse și pentru prognoza ET este selectat anul 2020, pentru care există o bază de date orară la nivelul sursei CET Hidrocarburi și care constituie, în opinia beneficiarului, un an reprezentativ de consum.

Anii 2021 și 2022 au fost echivalați cu anul reprezentativ 2020 motivat de faptul că producția de ET nu a fost una determinată exclusiv bazată pe necesarul de ET solicitat de consumatorii SACET, fiind afectată și de fluctuațiile de preț la combustibil, de asemenea anii 2020-2021 au prezentat temperaturi medii mai ridicate.

Tabel 2. Necesarul ET pentru anul de referință 2020

Indicator 2020	U.M.	Total	Sezon rece	Sezon cald
Total ET vândută la consumatori	MWh(t)	193.643,54	-	-
Total ET pierdută în rețele	MWh(t)	123.695,78	-	-
Cotă ET pierdută în rețele	%	39,0	-	-
Total ET livrată la gard	MWh(t)	317.339,33	260.736,12	56.603,21
Ore de consum	h	8.784	4.368	4.416

Sezonul rece (iarna) a fost considerat în cadrul modelului de la 01.11 la 31.04 (6 luni = 4.368 h) iar sezonul cald (vara) a fost considerat de la 01.05 la 31.10 (6 luni = 4.416 h).

Tabel 3. Estimarea necesarului ET medie lunară pentru anul de referință 2020

Luna	Ore/lună	ET (MWh)	Qt max (MWt)	Qt med (MWt)
Ianuarie	744	63.111	101,18	84,83
Februarie	696	48.074	89,55	69,07
Martie	744	41.661	82,57	56,00
Aprilie	720	22.084	73,27	30,67
Mai	744	8.438	19,77	11,34
Iunie	720	7.073	20,93	9,82
Iulie	744	7.013	17,45	9,43
August	744	6.740	25,59	9,06
Septembrie	720	7.011	23,26	9,74
Octombrie	744	20.329	60,48	27,32
Noiembrie	720	38.594	81,44	53,60
Decembrie	744	47.212	82,57	63,46
Total	**8.784**	**317.340**		

Tabel 4. Date statistice temperatură aer, umiditate relativă aer și presiune atmosferică

An	ta min (°C)	ta med (°C)	ta max (°C)	pa (mbar)	RH (%)
2016	-10,89	12,91	37,27	1006,90	72,00
2017	-14,89	13,22	40,71	1002,80	68,00
2018	-13,13	14,12	34,90	1001,40	70,00
2019	-10,92	14,29	37,92	1000,90	68,00
2020	-7,90	13,42	35,03	1002,20	69,00
2021	-9,00	13,17	38,77	1001,10	68,00
2022	-11,57	13,71	39,84	1002,00	67,00

Tabel 5. Vârful de sarcină ET orară (istoric + prognoză)

An	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2047
Qt max (MWt)	137,7	130,3	111,7	109,3	101,2	101,2	130,0

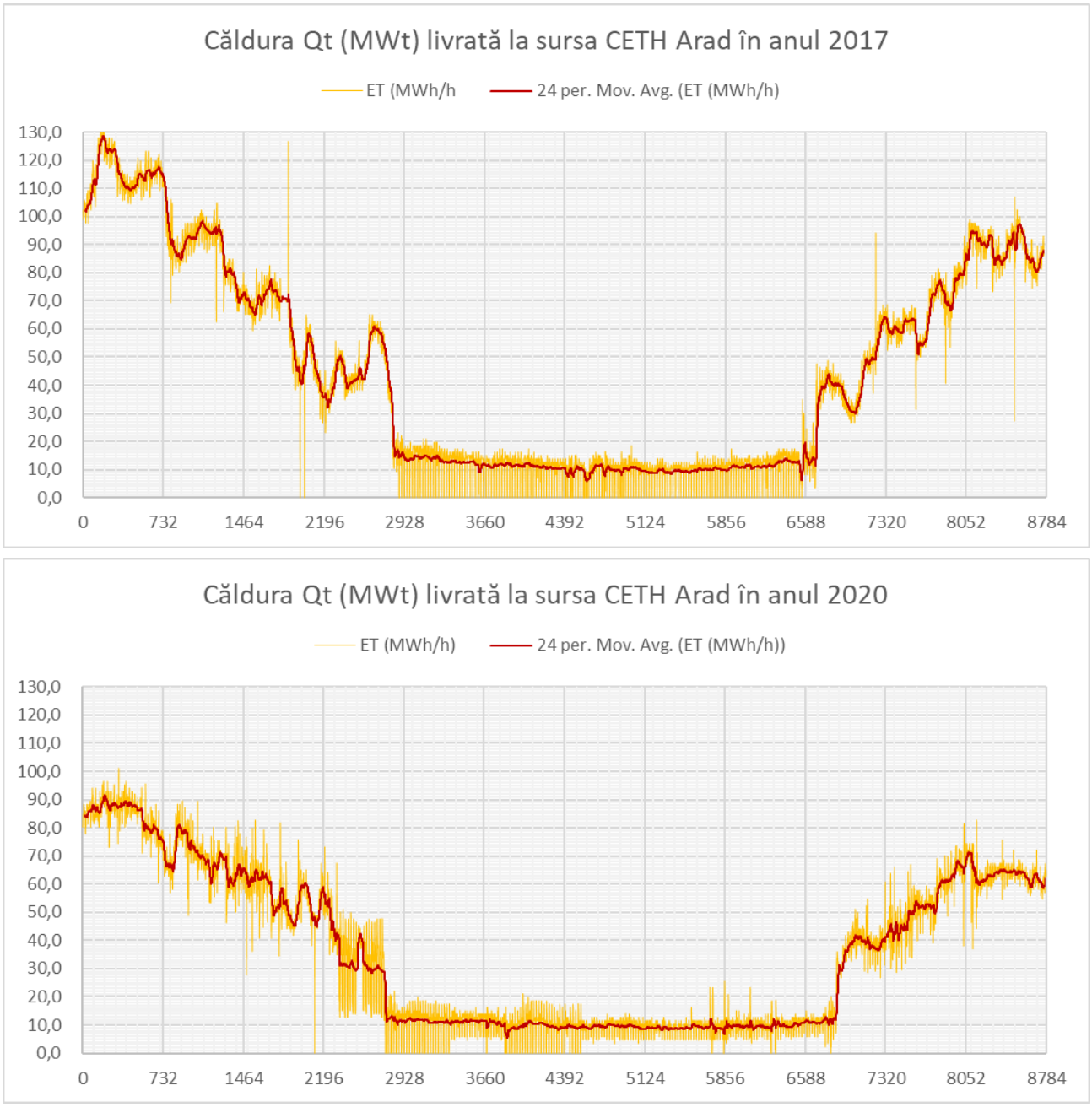
Cantitatea de energie termică necesară în anul 2020 la gardul centralei se situează la cca. 317.340 MWh(t).

Pentru anii prognozați 2023-2047 și pentru dimensionarea noii surse, s-a considerat sarcina Qt maximă de **130 MWt** care a fost determinată luând în calcul datele istorice din ultimii 5 ani din baza de date CETH Arad.

Sarcina Qt medie înregistrată în sezonul cald în anii anteriori se situează de regulă în plaja 9-13 MWt, iar sarcina Qt maximă în sezonul cald se situează la cca. 25 MWt.

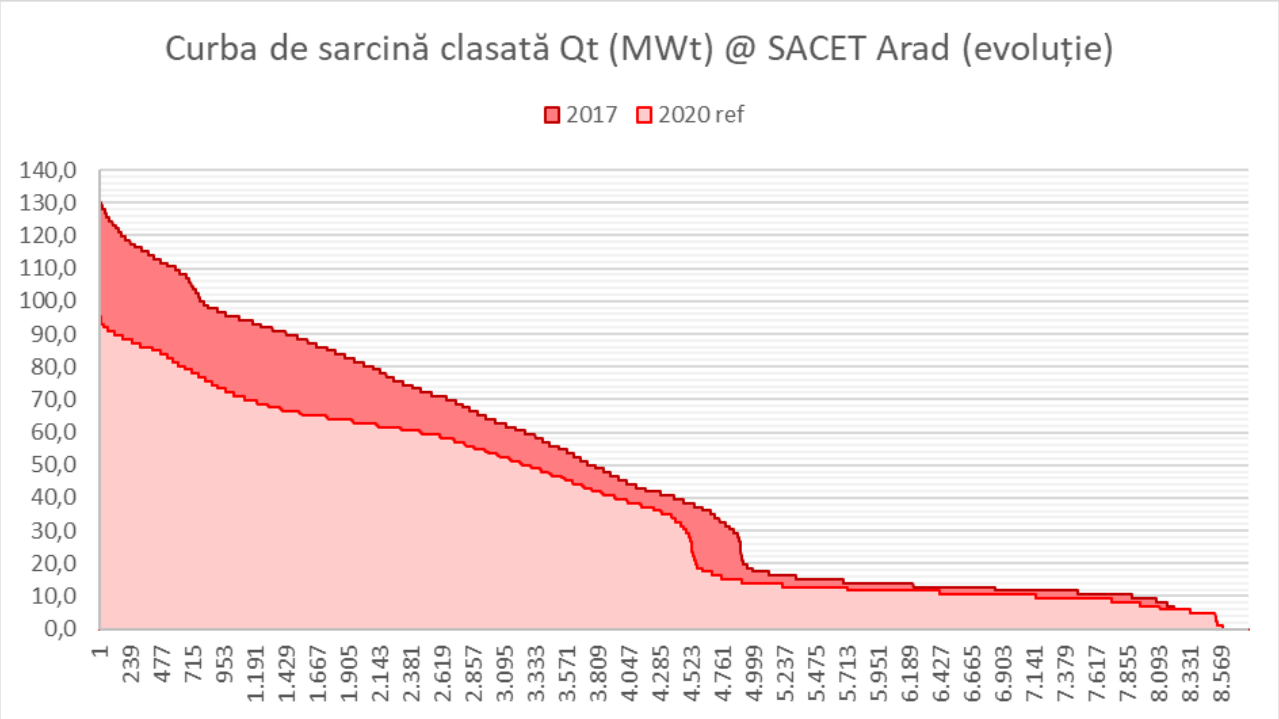
Curba de sarcină orară pentru consumul de ET în cadrul SACET Arad în anii reprezentativi 2017 și 2020 este reprezentată în baza valorilor orare din baza de date CETH 2016-2021.

Figura 3. Diagramele de evoluție ET orară livrată către SACET Arad în 2017 și 2020



Curba clasată pentru consumul de ET în cadrul SACET Arad în anii reprezentativi 2017 și 2020 este reprezentată în baza valorilor orare din baza de date CETH 2016-2021.

Figura 4. Curba clasată ET pentru anii 2017 și 2020 (reprezentativi)



Plecând de la curba de consum pentru anul de referință putem identifica necesarul de energie termică pentru acoperirea consumului, corelat cu pachetele investiționale viitoare.

Tabel 6. Necesarul ET lunar „la gard” prognozat în 2024 (an de producție cu cazane)

Luna 2024	**ET (MWh)**	**Qt med (MWt)**
Ianuarie	66.397	89,2
Februarie	50.576	72,7
Martie	43.830	58,9
Aprilie	23.234	32,3
Mai	8.438	11,3
Iunie	7.073	9,8
Iulie	7.013	9,4
August	6.740	9,1
Septembrie	7.011	9,7
Octombrie	20.329	27,3
Noiembrie	40.603	56,4
Decembrie	49.670	66,8
Total	**330.914**	

Tabel 7. Necesarul ET lunar „la gard” prognozat în 2025 (doar cu cazane)

Luna 2025	ET (MWh)	Qt med (MWt)
Ianuarie	62.706	84,3
Februarie	47.765	71,1
Martie	41.394	55,6
Aprilie	21.943	30,5
Mai	8.606	11,6
Iunie	7.215	10,0
Iulie	7.153	9,6
August	6.874	9,2
Septembrie	7.151	9,9
Octombrie	20.736	27,9
Noiembrie	38.346	53,3
Decembrie	46.909	63,1
Total	**316.799**	

Tabel 8. Necesarul ET lunar „la gard” prognozat în 2026 (primul an cu motoare)

Luna 2026	ET (MWh)	Qt med (MWt)
Ianuarie	53.793	72,3
Februarie	40.976	61,0
Martie	35.510	47,7
Aprilie	18.824	26,1
Mai	8.778	11,8
Iunie	7.359	10,2
Iulie	7.296	9,8
August	7.012	9,4
Septembrie	7.294	10,1
Octombrie	21.151	28,4
Noiembrie	32.896	45,7
Decembrie	40.241	54,1
Total	**281.130**	

Tabel 9. Evoluția necesarului de ET în cadrul SACET Arad (istoric + prognoză)

An	Necesar ET (MWh)	ET vândută (MWh)	ET pierdută (MWh)	Cotă ET pierdută (%)	Observații
2016	413.215	268.472	144.743	35,0%	
2017	405.132	267.670	137.462	33,9%	
2018	342.868	217.554	125.314	36,5%	
2019	315.679	193.135	122.544	38,8%	
2020	**317.340**	**193.644**	**123.696**	**39,0%**	**An de referință bază**
2021	317.340	184.912	132.428	41,7%	Ipoteză 2021 = 2020
2022	317.340	184.912	132.428	41,7%	Ipoteză 2022 = 2020
2023	323.961	184.912	139.049	42,9%	Prognoză
2024	330.914	184.912	146.002	44,1%	Prognoză
2025	316.799	194.158	122.642	38,7%	Prognoză
2026	281.130	203.865	77.264	27,5%	Prognoză (sursă nouă)
2027	262.735	214.059	48.676	18,5%	Prognoză (sursă nouă)
2028	255.428	224.762	30.666	12,0%	Prognoză (sursă nouă)
2029 – 2047	255.428	224.762	30.666	12,0%	Prognoză (sursă nouă)

Plecând de la cantitatea actuală de energie termică furnizată consumatorilor racordați la SACET a fost evaluat necesarul de energie termică ca urmare a ansamblului de măsuri de creștere a eficienței energetice la consumatori și în rețelele termice. Anul de referință țintă reprezintă primul an în care instalațiile / unitățile de producție sunt operaționale și generează efecte asupra sistemului de termoficare. Instalațiile de producție vor fi descrise în cap. 3 și 5.

În cadrul analizei, energia luată în calcul pentru calculul veniturilor din vânzarea de energie termică, este cea produsă și livrată la gardul centralei.

2.4.3. Prognoza pe termen scurt, mediu și lung

Prognoza evoluției consumului de energie termică pentru SACET Arad este prezentat sintetic mai jos:

Tabel 10. Prognoza evoluției consumului de energie termică 2023-2047

An	Necesar ET livrată la gard	ET pierdută în rețele termice	ET vândută la consumatori	Cotă ET vândută
	MWh	MWh	MWh	%
2020	**317.340**	**123.696**	**193.644**	**61,0%**
2023	323.961	139.049	184.912	57,1%
2024	330.914	146.002	184.912	55,9%
2025	316.799	122.642	194.158	61,3%
2026	281.130	77.264	203.865	72,5%
2027	262.735	48.676	214.059	81,5%
2028	255.428	30.666	224.762	88,0%
2029 – 2047	255.428	30.666	224.762	88,0%

Se poate observa că prognoza stabilită în privința eficientizării sistemului de termoficare consideră o țintă de maxim **12%** pierderi de ET în rețele, respectiv o creștere graduală a vânzării ET prin planurile beneficiarului de reabilitare a rețelelor termice și de extindere / rebranșare a bazei de consumatori.

Profilul de producție lunară de ET considerat pornește de la datele înregistrate în anul 2020, considerate relevante pentru dimensionarea instalațiilor noii surse SACET. S-au considerat următoarele ipoteze de utilizare a datelor și de formare a prognozei privind energia termică produsă / livrată / pierdută:

- s-a considerat istoricul de producție ET orară la gardul CETH către SACET Arad din anii 2016-2020;
- s-a considerat istoricul de pierderi ET și de vânzări ET în cadrul SACET Arad din anii 2016-2021;
- profilul de producție lunară ET în anii 2021 și 2022 se bazează pe datele anului reprezentativ 2020, pentru a reflecta o situație de proiectare mai adecvată pentru noua sursă; astfel, producția ET de referință livrată în anul 2022 va fi considerată de cca. **317.339 MWh**.
- capacitatea noii surse va fi determinată atât de necesarul ET anual cât și de vârful de căldură istoric, stabilit ca valoarea maximă a ET orare înregistrate în ultimii 5 ani (cca. **130 MWt**).
- **prognoza vânzării de ET**: vânzarea ET este estimată că stagnează în anii 2022-2024 la nivelul anului reprezentativ 2020 (cca. **185.000 MWh**), după care, în urma reabilitării sursei începe să crească anual cu cca. 5%, ajungând la cca. **225.000 MWh** în anul 2028; începând cu anul 2029, vânzarea anuală de ET se consideră constantă la nivelul anului 2028.
- **prognoza pierderii de ET în rețele termice:** pierderea ET va crește gradual de la cca. **124.000 MWh** în anul reprezentativ 2020 la cca. **146.000 MWh** în anul 2024 (cca. 5% pe an), după care, în urma începerii programului de reabilitare a rețelelor termice de transport și distribuție din cadrul SACET Arad, această pierdere ET anuală va începe să scadă începând cu anul 2025 (-16%), să mențină un trend de scădere de -37% pe an, ajungând astfel în anul 2028 la o valoare estimată de cca. **30.600 MWh** reprezentând cca. **12%** din ET produsă la gardul centralei în acel an; începând cu anul 2029, pierderea anuală de ET s-a considerat constantă la nivelul anului 2028.

- **prognoza producției de ET la gardul centralei**: este formată prin sumarea ET vândută și ET pierdută în SACET Arad, pentru fiecare an în perioada 2023-2047; astfel, efectul îl constituie o ușoară creștere a producției ET livrată către SACET în anii 2023-2024, după care va fi predominant efectul pronunțat al reducerii pierderilor ET în rețelelor termice care va conduce la o scădere a producției ET livrate către SACET în anii 2025-2028, ajungându-se la cca. **255.500 MWh** în anul 2028. În primul an de producție în care întreaga configurație a noii surse este operațională, estimat pentru anul **2026**, ET produsă la gardul centralei este estimată la cca. **281.000 MWh**, fiind determinată de o vânzare ET de cca. 204.000 MWh și de o pierdere ET de cca. 77.000 MWh.

Detalii privind prognoza ET utilizată sunt incluse în cadrul Anexei C3 cu specificații tehnice.

2.5 Obiectivele preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

2.5.1 Obiectivele generale

Economice

- Reducerea semnificativă a consumului specific de combustibil
- Reducerea cheltuielilor de operare
- Reducerea costurilor specifice de producție pentru energia utilă

Sociale

- Creșterea accesibilității populației la SACET și sporirea confortului termic

Mediu

- Conformarea la reglementările privind protecția mediului prin limitarea emisiilor poluante în atmosferă;
- Conformarea la reglementările privind schimbările climatice și reducerea emisiei specifice de gaze cu efect de seră (CO2) în atmosferă, raportată la energia utilă;
- Creșterea eficienței energetice prin reducerea consumului specific de energie primară pe MWh de energie utilă.

2.5.2 Obiectivele specifice

Realizarea investiției cu o instalație de cogenerare de înaltă eficiență, modernă, care să acopere necesarul de energie termică de perspectivă din cadrul sistemului de termoficare al Municipiului Arad, având în vedere:

- dinamica consumului de energie termică dată de reabilitarea termică a clădirilor, racordarea de noi consumatori, creșterea calității serviciului, etc.
- reducerea pierderilor de energie termică din sistemul de transport și distribuție.
- creșterea eficienței energetice prin producerea în cogenerare a unei părți cât mai mari din energia termică;
- reducerea poluării mediului prin utilizarea unor tehnologii moderne și eficiente de producere a energiei.
- asigurarea unor venituri din vânzarea de energie electrică concomitent cu compensarea consumurilor tehnologice interne de energie electrică pentru servicii proprii indiferent de sezon;

- creșterea ponderii producției de energie regenerabilă, prin adoptarea în viitor a alimentării cu hidrogen verde, utilizat în amestec cu gazul natural.

Având în vedere intenția de accesare a fondurilor destinate investițiilor bazate pe instalații de cogenerare eficiente, se vor urmări următorii indicatori:

Tabel 11. Indicatorii de proiect aferenți instalației de cogenerare de înaltă eficiență

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Simbol	Unitate de măsură
I.1	Reducerea anuală a cantității de gaze cu efect de seră (CO2)	ΔMC	tCO_{2eq}
I.2	Capacitatea instalată de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă	Pu	MW
I.3	Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat	ΔEF	MWh/an

Având în vedere că noua sursă trebuie să includă atât instalația de cogenerare de înaltă eficiență care să respecte cerințele Directivei EED, cât și instalația de completare a producției de energie termică la vârful curbei de consum, se vor prezenta în cele ce urmează atât indicatorii specifici pentru producerea în cogenerare de înaltă eficiență (I.1, I.2, I.3), cât și indicatorii specifici pentru configurația completă a noii surse (I.1 și I.3).

Notă: În cadrul cerinței privind indicatorii de proiect din cadrul GS PNRR C6 I3, nu se specifică în mod explicit la care instalație se face referire – doar la instalația propriu-zisă de cogenerare sau la configurația de producere a noii surse (care include și instalația de vârf). În cadrul Anexei C3 cu specificații tehnice sunt specificate performanțele aferente atât surselor componente, cât și în ansamblu.

3 PREZENTAREA SCENARIILOR TEHNICO-ECONOMICE PROPUSE

3.0 Scenariile și configurațiile tehnice fezabile prezentate

Ținând cont de prevederile HG nr. 907/2016 și de cerințele programului de finanțare PNRR C6 I3 CHP, se au în vedere următoarele scenarii care intervin decizia de fezabilitate:

- **Scenariul nr. 1** = realizarea unei configurații de sursă nouă bazată pe o tehnologie de cogenerare de înaltă eficiență cu turbine pe gaz (**scenariul factual S1**);
- **Scenariul nr. 2** = realizarea unei configurații de sursă nouă bazată pe o tehnologie de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz (**scenariul factual S2**);
- **Scenariul de referință** = realizarea unei instalații convenționale echivalente de producere a energiei termice, cu cazane pe gaz natural (**scenariul contrafactual SR**);

Având în vedere situația existentă a sursei SACET Arad, în cadrul acestui studiu de fezabilitate s-au identificat scenariile factuale înlocuitoare, care să asigure producerea energiei termice și electrice în cogenerare, alternative sursei convenționale din cadrul CET Hidrocarburi, care să îndeplinească următoarele cerințe minime energetice și de mediu:

- Capacitatea utilă a noii surse SACET: determinată de necesarul ET stabilit la gardul centralei (ETG), de condițiile obiective de amplasament și de vârful de sarcină termică minim solicitat de beneficiar;
- Capacitatea utilă a instalației HE CHP: determinată de necesarul ET stabilit la gardul centralei (ETG), de condițiile obiective de amplasament, cu scopul maximizării cotei ET produse în cogenerare;
- Sarcina termică maximă proiectată (Qt.max) ≈ 130 MWt
- Combustibil flexibil: Gaz natural 100%
  Gaz natural în amestec cu H2 verde ≤ 20%vol (*)
  Gaz natural în amestec cu H2 verde ≤ 100%vol (**)
- Emisia specifică GES anuală, raportată la energia utilă: ≤ 250 gCO2/kWh CHP
- Durata de implementare a proiectului: ≤ 3 ani de la *demararea lucrărilor*, fără depășirea datei limită de 30.06.2026
- Randamentul global anual (ηg): > 80 ... 90 % HE CHP
- Economia anuală de energie primară (EEP): > 10 ... 20 % HE CHP
- Reducerea anuală a emisiei CO2 (ΔMC): > 0 tCO2 HE CHP
- Condiția de eficiență energetică vizată de sursa SACET: ≥ 50 % ET livrată combinat, din sursă de cogenerare CHP GN și sursă RES (***).

Note:

* Trecerea la utilizarea hidrogenului verde cu un conținut de până la 20%vol. presupune realizarea unui proiect tehnic de upgrade și completări minime de scop, dacă hidrogenul este livrat în amestec la nivelul stației SRM existente;

** Trecerea la utilizarea hidrogenului verde cu un conținut semnificativ mai mare, peste 20%vol, presupune proiect tehnic de upgrade și investiții suplimentare de upgrade al echipamentului și în instalații auxiliare. Funcție de disponibilitatea hidrogenului în perioada de timp considerată, pot fi

necesare instalații suplimentare de producere a energiei electrice regenerabile (fotovoltaic, eolian, off-shore);

*** Instalația HE CHP propusă va fi utilizată în viitor împreună cu alte surse de producere a energiei termice din resurse regenerabile (RES), astfel încât să se asigure îndeplinirea condiției (a) de mai sus. Dimensionarea instalației HE CHP pentru acoperirea unei ponderi de peste 75% din ET livrată în SACET nu a fost posibilă întrucât s-au considerat limitările de capacitate electrică existente la nivelul SE 110kV Mureșel. Astfel, beneficiarul are în vedere atingerea obiectivului de eficiență energetică prin adoptarea de soluții de producere ET din resurse regenerabile (biomasă, biogaz, solar, eolian, etc.), în concordanță cu revizia directivei EED preconizată să aibă loc în cursul anului 2023 (EED II Recast).

În conformitate cu:

- condițiile de bază de mai sus,
- tema de proiectare,
- existența unei situații critice în cadrul SACET Arad,
- legislația actuală

au fost identificate diferite soluții care țin cont de:

- cerințele de ordin tehnic,
- situația legislației privitoare la viitorul sectorului de producție și distribuție a energiei utile bazată pe cogenerarea de înaltă eficiență în România,
- posibilitățile de finanțare a investiției,

plecând de la:

- dimensionarea corespunzătoare necesară pentru acoperirea curbei de sarcină ET,
- tehnologiile moderne actuale de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență (CHP) existente pe piață,
- necesitatea respectării tuturor cerințelor legislației UE în domeniul eficienței energetice, protecției mediului și schimbărilor climatice,
- oportunitățile actuale privind ajutoarele de stat.

Din scenariile identificate pentru realizarea obiectivului de investiții, pentru componenta de instalație de cogenerare de înaltă eficiență (denumită în cele ce urmează și instalație CHP sau HE CHP) au fost stabilite două scenarii factuale S1 și S2 care îndeplinesc condițiile tehnice de fezabilitate, fiecare din ele având posibilitatea să fie realizate în mai multe feluri. Configurațiile propuse pentru cele două scenarii tehnic fezabile sunt reprezentative, alese optim astfel încât să se asigure un randament global maximal în regimul de bază ales, să ocupe un spațiu optim în cadrul terenului alocat, respectiv să asigure un preț optim de vânzare a energiei termice către consumatorii racordați la SACET.

De asemenea, pentru completarea energiei termice în regimul de vârf, ca instalație auxiliară asociată cu instalația CHP, s-a analizat și propus utilizarea unor cazane de apă caldă (CA) pe gaz, flexibile.

Totodată, în scopul umplerii rețelelor termice SACET și al preparării apei de adaos necesară pentru compensarea pierderilor masice din rețelele termice SACET, s-a inclus ca instalație auxiliară asociată cu instalația CHP o instalație de producere a energiei termice sub formă de abur (necesar degazării apei de umplere/adaos) două cazane de abur (CAS) pe gaz, flexibile.

Este important de precizat faptul că s-au ales cazane care să opereze cu același gaz combustibil cu care se alimentează motoarele termice, prin urmare considerăm importantă condiția ca și acestea să

se alinieze la cerința de flexibilitate în privința adoptării hidrogenului verde ca soluție de reducere a emisiilor de CO2 în perspectivă (cu atât mai mult cu cât soluția de utilizare a hidrogenului va presupune injecția acestuia în cadrul rețelei naționale de transport și distribuție a gazului natural).

Instalația CHP va asigură cererea de energie termică la baza și media curbei de sarcină, în timp ce acoperirea necesarului ET la vârful curbei de sarcină va fi asigurată cu cazane de apă caldă CA. Pentru degazarea apei de adaos s-a luat în considerare un cazan de abur care generează cca. 12 t/h abur saturat la 103...105 °C.

Instalația HE CHP propusă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență îndeplinește toate cerințele identificate mai sus, oferind o eficiență ridicată și îndeplinind cerințele de decarbonizare impuse de reglementări și de flexibilitate a utilizării unor combustibili gazoși cu impact redus în privința emisiilor de gaze cu efect de seră, inclusiv gazul natural în amestec cu hidrogenul verde. De asemenea, atât instalația HE CHP cât și instalația de vârf cu cazane propusă vor fi capabile să utilizeze hidrogen verde în amestec cu gazul natural, fiind astfel posibilă atingerea țintelor următoare privind eficiența energetică ce vor fi prevăzute în directiva de eficiență energetică EED II Recast, care impun creșterea etapizată a ponderii ET produsă din resurse regenerabile (RES).

Prezentarea specificațiilor tehnice a ținut cont în totalitate de cerințele obligatorii pentru finanțarea cu ajutor de stat pentru oportunitățile actuale, în special cele din PNRR C6 I3 CHP.

Pe lângă soluțiile factuale care se vor lua în considerare se va stabili de asemenea un **scenariu de referință SR** (contrafactual), care va fi analizat pentru aceeași perioadă de referință de 25 ani, pentru situația ipotetică în care niciunul din scenariile factuale nu s-ar aplica, caz în care beneficiarul ar fi nevoit să investească într-o sursă convențională echivalentă de producere a energiei termice, care să asigure același necesar de energie termică livrat spre rețeaua SACET. Acest scenariu contrafactual este solicitat prin GS PNRR C6 I3 CHP.

Utilizarea cazanelor de apă fierbinte și/sau abur existente ca sursă de producere a energiei termice în cadrul unui scenariu contrafactual credibil nu este posibilă având în vedere că aceste echipamente au epuizat durata de viață normală, instalația de ardere a gazului natural nu este conformă cu actualele reglementări de mediu privind emisiile poluante (NOx și CO), iar uzura fizică și morală a echipamentelor face imposibilă continuarea operării pentru următorii 25 ani. În plus, cazanele existente au durata de funcționare limitată prin autorizația integrată de mediu, fiind în aplicare derogarea prevăzută la art. 33 din Legea nr. 278/2013, care specifică posibilitatea utilizării acestora până la data de 31.12.2023 în limita orelor de operare rămase disponibile. Având în vedere această stare de fapt, singura situație credibilă o constituie realizarea unei instalații convenționale de producere separată a energiei termice cu cazane echivalente de apă și abur, care să producă necesarul ET la gardul centralei și totodată să asigure sarcina termică maximă proiectată la vârf (130 MWt). Cazanele echivalente din acest scenariu vor fi considerate cu un randament termic de referință de 92%, conform R 2402/2015/EU.

Precizăm faptul că, din aceleași motive prezentate mai sus, **nu este posibilă stabilirea ca scenariu fezabil modernizarea echipamentelor termo-energetice din cadrul sursei existente CET Hidrocarburi de producere a energiei electrice și termice**, cu scopul de a o transforma într-o instalație complet renovată care să opereze pentru încă cel puțin 20-25 ani și care să asigure condițiile de eficiență energetică, de protecție a mediului și de schimbări climatice preconizate pentru această perioadă: durata de viață a echipamentelor de producere a energiei termice și electrice în cogenerare s-a epuizat, parte din echipamente au fost retrase din operare, iar uzura fizică și morală face imposibilă

o abordare de tipul modernizării, în care se păstrează o parte din instalația de producere existentă care să asigure concomitent o eficiență crescută și respectarea cerințelor privind emisiile poluante în atmosferă. Din aceste motive, singura soluție posibilă este **construirea unei instalații noi de producere a energiei**, fie că este vorba de o sursă în cogenerare de înaltă eficiență (factual), fie că este vorba de o sursă convențională (contrafactual).

Așadar, soluțiile potențiale identificate pentru sursele propriu-zise de producere a energiei, descrise sumar mai sus, sunt prezentate succint în tabelul de mai jos:

Tabel 12. Soluțiile potențiale identificate

Soluția	Tip sistem	Echipamente
Soluția A	CHP TG	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu turbine cu gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **27 MWt** (2x13,5 MWt) și **17,0 MWe** (2x8,5 MWe)
	CA	Instalație de completare la vârf a energiei termice cu cazane pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **100 MWt** (4 x 25 MWt), la care se adaugă un sistem de degazare și preparare a apei de adaos în rețea bazat pe un cazan de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibil, cu sarcina termică nominală de **7,4 MWt**. Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. **107,4 MWt**. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. **134,4 MWt**.
Soluția B	CHP MT	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **27 MWt** (3x9 MWt) și **31,2 MWe** (3x10,4 MWe)
	CA	Instalație de completare la vârf a energiei termice cu cazane pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **100 MWt** (4 x 25 MWt), la care se adaugă un sistem de degazare și preparare a apei de adaos în rețea bazat pe un cazan de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibil, cu sarcina termică nominală de **7,4 MWt**. Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. **107,4 MWt**. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. **134,4 MWt**.
Soluția C	CA GN	Instalație convențională echivalentă de producere a energiei termice cu cazane echivalente pe gaz natural, având o capacitate termică totală de cca. **132,4 MWt**.

Notă 1: Capacitățile indicate mai sus vor fi justificate în descrierile următoare.

Notă 2: În cadrul SF inițial depus la beneficiar este prezentată de asemenea, ca opțiune tehnică fezabilă (alternativă sau de back-up) la utilizarea sursei cu cazane de abur pe gaz, o soluție de producere a aburului necesar degazării bazată pe o instalație de valorificare a resurselor energetice regenerabile cu utilizarea biomasei energetice sustenabile (biomasă forestieră). Această soluție s-a justificat prin faptul că, pentru dezvoltarea sursei SACET, vor trebui să fie îndeplinite în ultimă instanță cerințele actuale și viitoare cu privire la sistemele de termoficare urbană eficiente energetic specificate în cadrul Directivei de eficiență energetică (EED) 27/2012/EU. Având în vedere următoarele circumstanțe:

- faptul că Ghidul Specific PNRR C6 I3 CHP stabilește ca cerințe privind eligibilitatea finanțării doar a instalațiilor producătoare de energie în cogenerare de înaltă eficiență, împreună cu toate auxiliarele necesare operării acesteia în cadrul SACET;
- faptul că obligația de a îndeplini cerințele de eficiență energetică a sistemelor de termoficare urbană conform EED se poate realiza prin asumarea de către Beneficiar a măsurilor investiționale

care vor duce la implementarea de instalații producătoare de energie termică prin valorificarea de resurse energetice regenerabile în concordanță cu reglementările aplicabile;
- faptul că Directiva EED a fost planificată să fie revizuită, fiind adoptat un draft în iulie 2021, însă actualmente aceasta nu este încă adoptată, la momentul elaborării / depunerii SF; EED Recast urmează în acest moment procedurile de adoptare și votare ale Parlamentului European, nefiind clar nici momentul când va fi aprobată / publicată și nici care vor fi condițiile finale pentru obiectivele de eficiență energetică
- faptul că soluția finală de adoptare a unor măsuri investiționale de creștere a ponderii energiei termice din resurse energetice regenerabile depinde de EED Recast.

această opțiune tehnic fezabilă a fost eliminată din acest SF, revizuit la cererea Beneficiarului în scopul alinierii la condițiile tehnice și de finanțare ale programului PNRR C6 I3 CHP.

Planul Beneficiarului este acela de a asuma îndeplinirea condiției de eficiență energetică printr-un mix de surse de energie în cogenerare de înaltă eficiență și surse de energie regenerabilă (bazate pe hidrogen verde, termic solar, fotovoltaic, eolian, biomasă) respectiv de a actualiza soluția aplicabilă pentru adoptarea RES prin actualizarea Strategiei de termoficare.

3.0.1 Soluția A : CHP TG + CA

Această soluție / configurație de surse implică:

- o instalație de cogenerare cu 2 turbine cu gaze având fiecare o capacitate electrică nominală de cca. 8,5 MWe și un recuperator de căldură gaze/apă cu o capacitate termică de cca. 13,5 MWt, în condiții de referință (aer cu 15 °C și 60 %RH, la altitudinea de 108 m, generatoare de 10,5kV cu cos(ϕ) = 0,9).
- o instalație de completare a producției de energie termică cu 4 cazane de apă caldă / fierbinte cu o capacitate totală de 100 MWt și 1 cazan de abur saturat cu o capacitate de cca. 7,4 MWt.

Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu turbine cu gaze

Instalația CHP utilizează la intrare combustibil de bază gaz natural. Instalația se compune din:

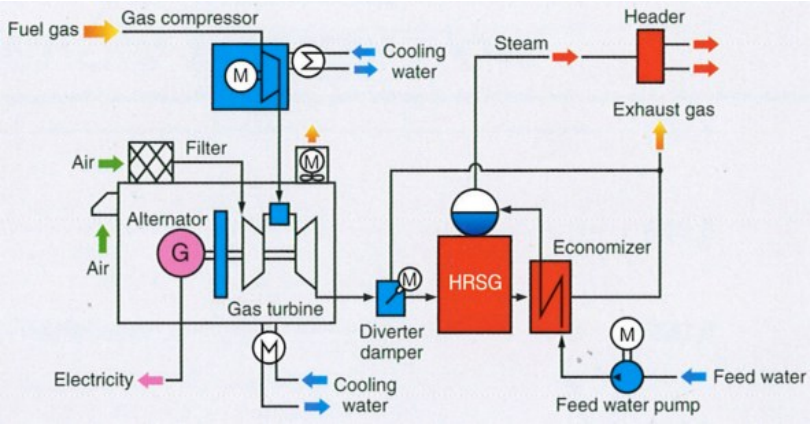
- Turbina de gaz, care va utiliza drept combustibil principal gaz natural comprimat
- Recuperatorul de căldură generator de apă caldă pentru termoficare
- Instalațiile auxiliare pentru alimentare cu energie electrică, aer instrumental, apă, etc.

Configurația prezintă avantajul flexibilității cheltuielilor de operare, mai reduse, însă din perspectiva numărului de unități generatoare (1 genset) există riscuri mai mari pentru indisponibilitate și în consecință producția de ET în cogenerare s-ar putea diminua.

Configurația tehnică propusă asigură, prin cogenerare de înaltă eficiență:

- o producție de apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos
- o producție de energie electrică pentru piața liberă

Figura 5. Schema de proces a instalației CHP cu TG (generic)



Performanțele pentru turbina cu gaze aleasă se prezintă în tabelul următor.

Tabel 13. Performanțele instalației CHP cu TG 8,5 MWe

Parametru	**U.M**	**Valoare**	**Valoare**
Număr de unități CHP	buc	1	2
Căldură	MWt	13,5	27,0
Putere electrică	MWe	8,47	16,94
Putere combustibil	MWf	24,91	49.82
Randament termic	%	54,2	54,2
Randament electric	%	34,0	34,0
Randament global	%	88,2	88,2

Instalație de completare ET cu cazane de vârf și de bază

Vezi descrierea prezentată pentru Soluția A și detaliile din cap. 5.3.2.

3.0.2 Soluția B : CHP MT + CA

Această soluție / configurație de surse implică:

- o instalație de cogenerare cu 3 motoare termice cu gaze având o capacitate termică de cca. 27 MWt și o capacitate electrică de cca. 31,2 MWe
- o instalație de completare a producției de energie termică cu 4 cazane de apă caldă / fierbinte cu o capacitate totală de 100 MWt și 1 cazan de abur saturat cu o capacitate de cca. 7,4 MWt

Pentru asigurarea flexibilității obligatoriu necesare în operare și extinderea domeniului de operare la sarcini mici, se vor alege configurații care să includă un număr optim de motoare prin care să se maximizeze totodată eficiența electrică și eficiența globală oferită.

Astfel, prin utilizarea unui număr de **4 motoare** de cca. 7,8 MWe, instalația ar oferi un randament electric de peste 42% în timp ce, prin utilizarea unui număr de **3 motoare** de cca. 10,4 MWe instalația ar oferi un randament electric așteptat de peste 48%. Din acest motiv, în cazul soluției propuse, s-a optat pentru utilizare un număr de 3 motoare cu o capacitate de cca. 10,4 MWe.

Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare cu gaze

Această configurație include o instalație CHP cu 3 (trei) motoare de ultimă generație, cu două trepte de turbo-compresoare, proiectate pentru utilizarea optimă în cadrul sistemelor de termoficare

centralizată, flexibile, pe gaz, cu capacitatea nominală totală de 31,2 MWe + 27 MWt și capacitatea nominală individuală de cca. 10,4 MWe + 9 MWt, în condiții de referință ISO (aer cu 25 °C și 30 %RH, la altitudinea de 108 m, generator de 10,5kV cu cos(ϕ) = 0,9).

Tabel 14. Performanțele garantate pentru motoarele termice propuse

Performanțele orare specifice unui GenSet cu capacitatea 10,4 MWe, la sarcina nominală, în condițiile de referință						
Număr de unități	Puterea termică a combustibilului consumat	Randamentul global al instalației de cogenerare	Puterea electrică generată la bornele generatorului	Randamentul electric brut al instalației de cogenerare	Căldura totală utilă recuperată din răcirea motorului	Randamentul termic al instalației de cogenerare
N (buc)	Pf [kW_f]	ηg [%]	Pe [kW_e]	ηe [%]	Qt [kW_t]	ηt [%]
1	**22.000**	**88,2**	**10.400**	**47,3**	**9.000**	**40,9**
3	**66.000**	**88,2**	**31.200**	**47,3**	**27.000**	**40,9**

Cele mai recente tipuri de motoare pe gaz sunt echipate cu turbocompresoare cu două trepte, cu un nou proces de combustie (reglarea timpurie și tardivă a supapei de admisie a gazului). Datorită încărcării mai mari obținute astfel, puterea specifică a motorului poate fi mărită la o presiune medie efectivă de mai bine de 20 bar.

Cele mai performanțe motoare din punct de vedere al eficienței electrice și al randamentului global sunt cele la care se folosește Ciclul Miller.

În combinație cu un proces complex de combustie și de sincronizare a supapelor rezultă o creștere a eficienței electrice a motoarelor de până la cca. 49...50 %, în funcție și de utilizarea temperaturii gazelor arse și de condițiile ambientale specifice amplasamentului.

Temperatura de proces mai scăzută reduce tendința de abatere de la parametrii de funcționare declarați, respectiv menține constant nivelul emisiilor de NOx (oxizii de azot). Deoarece motoarele cu turbocompresoare în două trepte permit temperaturi mai ridicate ale apei de răcire pentru prima etapă de răcire a aerului de încărcare, poate fi utilizată întreaga căldură de răcire a aerului de încărcare. Astfel eficiența generală a motorului pe gaz modern a crescut cu trei până la patru puncte procentuale datorită îmbunătățirii procesului de ardere internă a motorului precum și a posibilității de recuperare a unui procent mai mare din căldura totală de răcire a motorului.

Motoarele operează stabil pe un domeniu larg al sarcinii electrice, de regulă între 30% și 100%. Motorul pornește în decurs de cca. 10 minute, din stand-by la sarcina 0% până la sarcina nominală 100%.

Instalația de cogenerare utilizează la intrare combustibil de bază gaz natural. Configurația aleasă acceptă la acest moment un conținut de hidrogen verde de până la 25%vol în compoziția gazului natural. Procentul de hidrogen trebuie să fie stabil, sau altfel este necesară completarea instalației cu un sistem automat de reglare a arderii în funcție de conținutul de hidrogen prezent în amestecul de gaz natural (upgrade asigurat de producătorul motoarelor). De asemenea, configurația permite actualizarea ulterioară după implementare (upgrade) cu o instalație de ardere care să permită trecerea la un conținut de hidrogen verde într-o mai mare proporție, atunci când alimentarea cu amestec gaz natural + hidrogen va putea fi asigurată în mod fezabil și facil.

Fiecare instalație de cogenerare va fi compusă din următoarele elemente principale:

GenSet

- motor cu ardere internă, cu pistoane și cilindri în V, cu aprindere prin scântei
- turbocompresor cu două trepte
- filtru aer de combustie
- răcitoare de aer
- răcitoare de apă
- răcitoare de ulei
- generator electric
- cuplaj motor-generator
- cadru metalic suport
- cabinete electrice de alimentare și control

Auxiliare GenSet necesare operării corespunzătoare în cadrul sursei SACET

- schimbătoare de căldură recuperatoare de căldură
- pompe de apă
- radiatoare de evacuare a căldurii
- sistem de pornire cu aer comprimat
- sistem de alimentare cu ulei
- sistem de alimentare cu apă de răcire
- sistem de reducere emisii poluante
- alte sisteme suport necesare

Pentru detalii, vă rugăm consultați cap. 5.3.1.

Instalație de completare ET cu cazane de vârf și de bază

Vezi descrierea prezentată pentru Soluția A și detaliile din cap. 5.3.2.

3.0.3 Soluția C : CA GN

Instalație convențională de producere ET cu cazane pe gaz natural

Această instalație cu cazane de apă caldă / fierbinte care utilizează gaz natural combustibil se constituie ca o sursă independentă de producere a energiei termice, fiind absolut necesară din punct de vedere investițional pentru situația în care nu s-ar aplica niciuna din soluțiile anterioare (A sau B), pentru asigurarea necesarului de energie termică.

Capacitatea acestei instalații convenționale s-a dimensionat ținând cont de anul de referință 2020, respectiv de faptul că va intra în operare până cel mai târziu la începutul anului 2025, luând în considerare un vârf de căldură Qt max de 130 MWt. Pentru modelarea acestei configurații se pot considera următoarele posibilități:

- Instalație existentă renovată
- Instalație nouă cu cazane echivalente cu operare pe gaz natural

Întrucât cazanele existente nu pot fi renovate eficient pentru a continua operarea pentru următorii 25 ani, această configurație se poate baza de exemplu pe un număr de 5 cazane noi de 25 MWt.

S-a considerat un randament termic al cazanelor echivalente la valoarea de referință stabilită de Regulamentul R 2402/2015/EU de aplicare a Directivei de eficiență energetică 27/2012/EU pentru instalații construite după 2016 pe gaz natural (G10), respectiv 92%.

În cadrul scenariului contrafactual, pe lângă cazanele de apă și abur, sunt incluse și toate echipamentele, lucrările și serviciile necesare pentru realizarea unei surse convenționale funcționale:

degazoare termice, pompe de circulație pentru apa de termoficare, pompe de circulație pentru apa de adaos, tablouri electrice de alimentare și automatizare, racorduri la utilități, proiectare, obținere avize, organizare de șantier, amenajări de teren și toate cheltuielile investiționale necesare. Pentru a forma un scenariu credibil, soluția adoptată pentru configurația sursei convenționale se bazează pe aceleași condiții de amplasare stabilite pentru obiectele care alcătuiesc configurația din scenariul factual cu proiect, asigurându-se astfel o instalație funcțională în condiții echivalente. Față de configurația din scenariul cu proiect HE CHP, în cadrul configurației de referință:

- clădirea cu cazane de apă și abur a fost extinsă pentru a include suplimentar 1 cazan de apă, în vederea asigurării capacității de minim 130 MWt;

- stația de pompare pentru scenariul de referință a exclus pompele și auxiliarele aferente acumulatorului de căldură (ne-necesar pentru instalația cu cazane) și a utilizat o altă amprentă a clădirii aferente;

- degazorul termic s-a păstrat în aceeași configurație / soluție de modernizare;

- serviciile generale referitoare la racorduri, rețele și dezafectări au fost stabilite ținând cont de particularitățile poziționării în același amplasament, excluzând lucrările de racord electric pentru evacuarea puterii electrice spre stația electrică 110kV Mureșel, dar adăugând lucrările de racord electric pentru alimentarea cu electricitate din stațiile electrice 6kV existente în apropierea obiectelor tehnologice propuse;

- serviciile generale de proiectare și cheltuieli investiționale au fost adaptate corespunzător efortului necesar pentru realizarea instalației convenționale.

Notă: Din perspectiva reducerii emisiilor GES (CO2), comparația cu această instalație convențională de producere doar a energiei termice implică luarea în considerare și a unei instalații convenționale de producere a energiei electrice, echivalentă cu cea produsă în cogenerare de înaltă eficiență prin una din soluțiile A sau B. În cadrul calculului pentru reducerea anuală a emisiilor de CO2 aferentă celor două scenarii factuale alese s-a ținut cont de acest aspect. De asemenea, detalii suplimentare privind emisiile de CO2 echivalent se regăsesc în cadrul analizei economice din cadrul ACB, Anexa C7.8.

3.0.4 Stabilirea scenariilor factuale. Justificare

În vederea adoptării unei surse de energie termică bazată pe tehnologia de cogenerare de înaltă eficiență HE CHP, s-au stabilit ca **soluții optime** soluția A (CHP cu turbine și cazane de completare) și soluția B (CHP cu motoare și cazane de completare), având în vedere progresul tehnologic înregistrat de aceste tehnologii în ultimii ani și eficiența globală ridicată asigurată.

Ambele soluții / configurații vor fi selectate pentru a asigura aproximativ **aceeași capacitate termică** și **același randament global**, cu capabilitatea de a utiliza hidrogenul în amestec cu gazul natural.

Instalația de cogenerare de înaltă eficiență HE CHP va include toate sistemele auxiliare necesare operării corespunzătoare a acesteia, respectiv:

- Cazane de abur pentru degazare și prepararea apei de adaos în rețeaua de termoficare
- Degazoare termice pentru apa de adaos în rețeaua de termoficare inclusiv auxiliare (pompe, schimbătoare, instrumente, vane, etc)
- Acumulator de căldură, necesar pentru optimizarea operării instalației de cogenerare, inclusiv auxiliare (pompe, instrumente, vane, etc)
- Stație de pompare a agentului termic produs în cadrul noii surse
- Foraje de apă pentru producerea apei de adaos
- Sisteme electrice și sisteme de automatizare, control distribuit și supraveghere

Pentru instalația de completare a energiei termice la vârful curbei de sarcină, fiecare din cele două soluții de cogenerare A și B vor utiliza ca soluție comună un grup de cazane de apă caldă, cu randament ridicat și flexibilitate în privința combustibilului.

Pentru completarea energiei termice pierdute masic în rețelele de termoficare, fiecare din cele două soluții de cogenerare A și B vor utiliza ca soluție comună un grup de cazane de abur saturat, cu randament ridicat și flexibilitate în privința combustibilului.

Așadar, din analiza de flexibilitate în operare și de dezvoltare adecvată a sursei SACET bazată în principal pe cogenerarea de înaltă eficiență și în viitor pe aportul ET din resurse energetice regenerabile, în baza soluțiilor descrise s-au format următoarele **scenarii / opțiuni factuale**, tehnic fezabile, după cum urmează:

Scenariu nr. 1 (S1) = Soluția A = Configurație formată din:

Instalație CHP cu turbine pe gaz: **2 x TG** (2 x 8,5 MWe = **17,0 MWe**, 2 x 13,5 MWt = **27 MWt**)

Instalație CA de vârf cu cazane pe gaz: **4 x CA** (4 x 25 MWt = **100 MWt**) + **1 x CAS** (**7,4 MWt**)

Scenariu nr. 2 (S2) = Soluția B = Configurație formată din:

Instalație CHP cu motoare pe gaz: **3 x MT** (3 x 10,4 MWe = **31,2 MWe**, 3 x 9 MWt = **27 MWt**)

Instalație CA vârf cu cazane pe gaz: **4 x CA** (4 x 25 MWt = **100 MWt**) + **1 x CAS** (**7,4 MWt**)

3.1 Particularitățile amplasamentului

Pentru toate configurațiile scenariilor factuale prezentate este prevăzut același teren / amplasament.

Pentru găsirea unui amplasament optim s-a ținut cont de criterii de selectare specifice pentru obiectul proiectat:

- terenurile pe care se va construi noua sursă aparțin domeniului public al UAT Arad;
- amplasamentul trebuie să permită implementarea fiecărei configurații / opțiuni identificate;
- amplasamentul trebuie să permită realizarea investiției în timpul prevăzut în graficul de realizare;
- amplasamentul asigură costuri de investiție optime;
- amplasamentul asigură conexiunea la utilități și facilitează integrarea cu infrastructura existentă;
- amplasamentul asigură spațiu de dezvoltare ulterioară pentru instalații productive și auxiliare acestora pentru adoptarea de surse regenerabile de energie (RES);
- amplasamentul considerat nu interferă cu sursa propriu-zisă existentă și funcțională la nivelul CET Hidrocarburi.

La dimensionarea amplasamentului s-a ținut cont de dimensiunile tipice pentru componentele principale ale instalației de cogenerare CHP cu unitatea de recuperare căldură, stația electrică, stația de comprimare gaz, etc. De asemenea s-a ținut cont în special de rețelele existente pentru apă, canalizare, energie electrică, gaz, etc. Suprafața necesară în plan pentru instalația CHP este stabilită inclusiv în baza analizei modelelor de unități CHP componente (motoare, turbine) existente pe piață în acest moment. Planul de amplasament pentru situația propusă se regăsește în capitolul B. Piese desenate.

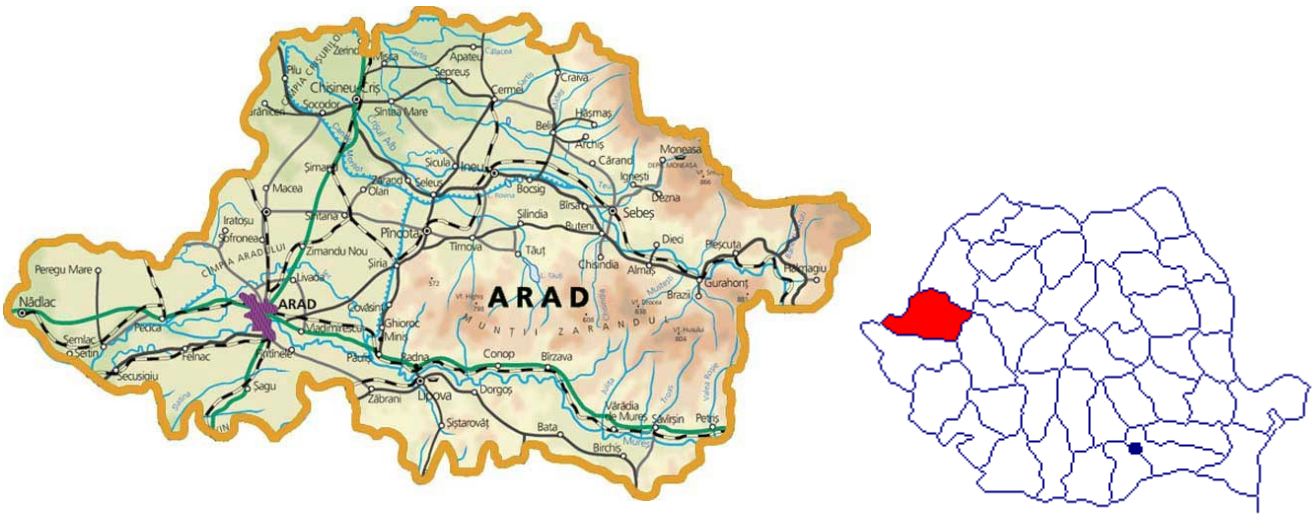
3.1.1 (a) Descrierea amplasamentului

3.1.1.1 Localizarea terenului

Terenul alocat proiectului este situat în România, județul Arad, Municipiul Arad, în incinta CET Hidrocarburi (CETH) aparținând CET Hidrocarburi SA, obiectiv situat la adresa Bd. Iuliu Maniu nr. 65-71.

Municipiul Arad este reședința județului Arad, județ localizat în partea de vest a României, care se întinde de la Munții Apuseni până la câmpia largă formată de râurile Mureș și Crișul Alb. Se învecinează la nord și nord-est cu județul Bihor, la est cu județul Alba, la sud-est cu județul Hunedoara, la sud cu județul Timiș și la vest cu Ungaria.

Figura 6. Județul Arad, România



Incinta CETH este situată de o parte și de alta a Canalului Mureșel și a Canalului Sânleani, învecinată cu linia de cale ferată Arad-Timișoara, situată la cca. 1 km de gara Arad.

Locul propus pentru amplasarea noii configurații de producere a energiei termice și electrice este în incinta actuală a CETH Arad, pe un teren cu acces din strada Ion Neculce / Voievod Moga (poarta 2), din bulevardul Nicolae Titulescu (poarta 3), sau din bulevardul Iuliu Maniu (poarta 1), identificat prin numerele cadastrale de carte funciară nr. **307811**, **307809** și **359603** (vezi Anexele C6.2).

Harta amplasamentului CET Hidrocarburi este evidențiată în figura de mai jos, precum și în planurile anexate în cadrul secțiunii B. Piese desenate. Planul de încadrare în zonă este prezentat în secțiunea B. Piese desenate. De asemenea, planurile de situație a terenului existent și a terenului alocat se regăsesc în cadrul secțiunii B.

Figura 7. Harta satelitară cu incinta CETH

Sursă: Hartă Google Earth

Terenurile alocate proiectului de investiție au o suprafață totală de aproximativ **20.700 m2**, după cum se poate observa în cadrul planului de alocare propus.

Terenul este împrejmuit parțial la exterior cu gard de beton, pe partea învecinată cu linia de cale ferată publică. Actualmente, terenul este utilizat în prezent de diverse obiecte ale centralei existente în incinta CETH (clădiri și instalații aferente, echipamente și instalații tehnologice, rețele tehnologice și de utilități). O parte din aceste obiecte sunt necesare să fie păstrate în amplasament (stațiile electrice SE 6kV SI1, SI2 și TP3, împreună cu cablurile aferente, magistrale de termoficare tur/retur și auxiliare aferente, conducta de gaz din cadrul instalației de utilizare, etc.), în timp ce o altă parte a obiectelor vor trebui desființate în vederea dezvoltării proiectului (cazanele CAF4 și CAF5, turn de răcire, magazia de substanțe chimice, rezervor stocare HCl) sau relocate acolo unde este cazul (rețele de apă).

Soluția propusă a ținut cont de accesul facil la noua centrală. Astfel, accesul rutier din exterior la amplasamentul propus, pentru execuția lucrărilor, pentru exploatare, pentru accesul mașinilor de intervenție a pompierilor, se poate realiza fie din strada Ion Neculce sau din strada Voievod Moga din zona de Nord-Vest, fie din bulevardul Nicolae Titulescu sau din bulevardul Iuliu Maniu din zona de Sud-Est. Străzile și bulevardele menționate fac legătura în apropiere cu drumurile europene E671 și E68.

De asemenea, în imediata vecinătate a terenului alocat se află o linie de cale ferată publică, operată și deținută de CN CFR SA, care face legătura între gara CF Arad și gara CF Timișoara, pentru transport public de persoane și transport de marfă. Soluția propusă a ținut cont de gardul existent separator între terenul propus pentru alocare și terenul utilizat de calea ferată aflat în zona cadastrală. În vederea realizării construcțiilor aferente noii centrale, se va ține cont în faza de proiectare PT+DE de toate condițiile tehnice obligatorii pentru execuția lucrărilor de dezafectare respectiv de construire, ce vor fi stabilite în cadrul Avizului eliberat de MT – CN CFR SA – Sucursala Regională CF Timișoara.

3.1.1.2 Suprafața și dimensiunile terenului

Suprafața totală a incintei CETH este de **36.210 m2**; modul de utilizare actuală a terenului este astfel:

- suprafață construită – platforme betonate, clădiri, rețele: Sc = 18.354 m2
- suprafață construită – căi de transport auto: St = 6.456 m2
- suprafață aferentă rețelelor: Sr = 808 m2
- suprafață teren liber: Sl = 10.592 m2

Procentul de ocupare a terenului CETH este Sc/S = 18.354 / 36.210 = 50,69 %.

Suprafața totală maximă alocată dezvoltărilor de proiect pentru noua sursă SACET Arad este de **20.692 m2**, astfel:

- teren S1.1 identificat prin numărul cadastral 307811, cu suprafața de 9.470 m2
- teren S1.2 identificat prin numărul cadastral 307809, cu suprafața de 9.470 m2
- teren S2 identificat prin numărul cadastral 359603, cu suprafața de 1.700 m2

Planurile de situație a terenului existent și a terenului alocat proiectului, extrasele de carte funciară, precum și planul pentru ocuparea terenului cu construcțiile noi, se regăsesc în cadrul secțiunii B. Piese desenate.

3.1.1.3 Regimul juridic și economic al terenului

[Natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică]

Terenul propus pentru dezvoltarea proiectului se află actualmente în proprietatea publică a Municipiului Arad, în baza actului de întabulare și convenției încheiate cu CET Hidrocarburi SA, conform Certificatului de Urbanism (Anexa C6.1) și Extraselor de carte funciare pentru numerele cadastrale 307811, 307809 și 359603 (Anexele C6.2).

Terenul alocat proiectului este **intravilan**, situat într-o arie de utilitate publică amplasată într-o zonă mixtă industrial – comercială, având ca destinație generală construcțiile industriale și edilitare din cadrul unităților industriale nepoluante.

3.1.1.4 Obligațiile sau constrângerile extrase din documentația de urbanism

Din punct de vedere juridic, nu există interdicții de construire, conform Certificatului de Urbanism.

Terenul poate fi utilizat pentru construcții industriale și edilitare, conform Certificatului de Urbanism (CU), destinația acestuia fiind clasificată în subzona Ip5a pentru unități industriale nepoluante.

Activitățile actuale ale instalațiilor termoenergetice existente nu mai pot continua fără conformarea la reglementările de mediu. Extinderea sau conversia activităților actuale va face obiectul autorizării construirii inclusiv sub aspectul protecției mediului, pentru care va fi necesară evaluarea impactului asupra mediului (EIM) și obținerea acordului de mediu (AM).

Notă: Activitatea EIM va fi asigurată prin grija beneficiarului, distinct de investiția de bază, în conformitate cu Decizia etapei de evaluare inițială emisă de APM Arad, în vederea satisfacerii cerințelor cu privire la emiterea Acordului de Mediu care va fi solicitat în cadrul fazei de proiectare PT+DE.

Coeficientul maxim de utilizare a terenului alocat va fi conform PUZ/PUG al Municipiului Arad. Înălțimea maximă a clădirilor, cu excepția coșurilor de fum, nu va depăși în general 20,0 m.

Amplasamentul va fi racordat la utilități: apă, canalizare, energie electrică, gaz natural, telecomunicații de voce și date. Obiectivul de investiție nu va afecta vecinătățile, fiind necesară luarea de măsuri de protecție a proprietăților învecinate. De asemenea, lucrările la noul obiectiv nu vor afecta rezistența și stabilitatea construcțiilor existente.

Autorizația de construire poate fi comună cu autorizația de desființare, având în vedere prevederile art. 8, alin. 4 din Legea nr. 50/1991 cu modificările și completările ulterioare. Din considerente de etapizare a lucrărilor, autorizația de desființare va fi solicitată distinct, în avans față de autorizația de construire. Autorizația pentru organizarea execuției tuturor lucrărilor în șantier va fi solicitată simultan cu autorizația de desființare.

Prin CU și prin natura lucrărilor specifice pentru dezvoltarea noii surse, în faza de proiectare PT+DE vor fi obținute, în baza documentațiilor tehnice stabilite de antreprenorul angajat în urma derulării procedurii de achiziție publică, următoarele documente avizatoare:

- reînnoirea CU, dacă este cazul (a);
- dovada proprietății terenurilor și/sau construcțiilor (b);
- extrasul de plan cadastral actualizat la zi (b);
- extrasele de carte funciară actualizate la zi (b);
- autorizația de organizare a execuției lucrărilor, în baza DTOE (c);
- autorizația de desființare, în baza DTAD (c);
- autorizația de construire, în baza DTAC (c);
- avizele și acordurile (d1) privind utilitățile urbane și de infrastructură următoare:
    - pentru alimentarea cu gaz natural în scop tehnologic (Delgaz Grid);
    - pentru alimentarea cu energie electrică în scop tehnologic (E-Distribuție Banat);
    - pentru livrarea energiei electrice în SEN în scopul vânzării (E-Distribuție Banat);
    - pentru livrarea energiei termice în SACET Arad în scopul vânzării (CETH Arad);
    - pentru alimentarea cu apă potabilă din rețeaua municipală (CAA Arad);
    - pentru alimentarea cu apă subterană din foraje proprii în scop tehnologic (ANAR ABA Mureș SGA Arad);
    - pentru evacuarea apelor uzate menajere în rețeaua municipală de canalizare (CAA Arad);
    - pentru evacuarea apelor uzate tehnologic, convențional curate, în rețeaua municipală de canalizare (CAA Arad) și/sau în canalul Mureșel (ANIF Arad);
    - pentru evacuarea apelor pluviale convențional curate în canalul Mureșel (ANIF Arad);
    - pentru evacuarea deșeurilor produse către servicii de salubritate / neutralizare;
- avizele și acordurile (d2) privind securitatea și situațiile de urgență:
    - pentru securitatea la incendiu (ISU Arad);
    - pentru sănătatea populației (DSP Arad);
- avizele și acordurile (d3) emise de autoritățile publice centrale/locale:

  - acordurile proprietarilor învecinați, în măsura în care obiectivul de investiție se situează la o distanță mai mică de 0,6 m față de limita de proprietate;
  - avizul de amplasare a obiectivelor în zona infrastructurii de transport feroviar de interes național (Ministerul Transporturilor + CN CFR SA SR CF Timiș & Secția CF Arad);
- studiul geotehnic cu verificarea cerinței "Af";
- rapoartele de expertiză tehnică necesare (pentru desființare construcții existente, pentru utilizare construcții existente);
- plan de situație topografică vizat de OCPI;
- actul administrativ (declarația etapei de încadrare / acordul de mediu) emis de APM Arad, după parcurgerea etapei inițiale EIM;
- dovada achitării taxelor legale pentru avize, acorduri și autorizații.

Documentele avizatoare obținute la faza de proiectare SF sunt prezentate în cadrul Anexelor C6, în conformitate cu prevederile Certificatului de urbanism.

3.1.2 (b) Relațiile cu zone învecinate, accesuri existente, căi de acces posibile

Terenul incintei CET Hidrocarburi este parțial împrejmuit.

Vecinătăți:

- la Nord – linia de cale ferată Arad-Timișoara / zonă industrială;
- la Est – zonă industrială/comercială;
- la Sud – sediul Electrica / bulevardele Iuliu Maniu și Nicolae Titulescu / zonă comercială-publică;
- la Vest – zonă industrială/comercială.

Căi de acces existente: amplasamentul poate fi accesat din trei direcții:

- poarta 1 (Sud) – acces auto din bd. Iuliu Maniu (intrarea principală administrativă);
- poarta 2 (Vest) – acces auto din str. Ion Neculce;
- poarta 3 (Est) – acces auto din bd. Nicolae Titulescu.

Căile de acces pe calea ferată uzinală, existente în incinta CETH și în afara acesteia, nu mai sunt utilizabile (racordul la infrastructura CF nu mai este disponibil), motiv pentru care acestea pot fi înglobate în lucrările de construcții sau demontate și valorificate.

Alte căi de acces, în general: Aradul este un nod a important al rețelelor de transport rutiere și feroviare, naționale și transeuropene, în vestul României, fiind inclus în Coridorul Paneuropean IV care face legătura cu Europa centrală, vestică și de sud-est. De asemenea, Arad poate fi accesat pe calea aerului, prin intermediul aeroportului internațional situat la cca. 3 km de centrul orașului.

3.1.3 (c) Orientările propuse față de punctele cardinale și alte puncte de interes

Orientările construcțiilor și a echipamentelor propuse s-au adoptat luând în considerare condițiile Certificatului de urbanism, caracteristicile dimensionale ale amplasamentului și condiționalitățile existente pe terenul alocat.

Un plan de amplasament pentru situația propusă se regăsește în secțiunea B. Piese desenate.

3.1.4 (d) Sursele de poluare existente în zonă

În arealul Municipiului Arad principalele surse de poluare sunt industria și transporturile. Valorile medii ale poluanților atmosferici nu depășesc limitele admisibile la nici una dintre substanțele poluante. Radioactivitatea atmosferei se încadrează în limite normale. Prin implementarea proiectului, cantitatea de emisii poluante (în special NOx și CO) rezultată din activitatea de producție a energiei

termice și electrice de pe platforma CET Hidrocarburi se va reduce în comparație cu situația producerii separate a energiei cu ajutorul tehnologiilor convenționale.

În zona proiectului nu există alte instalații mari sau medii de ardere. Emisiile poluante în zonă sunt generate în principal de traficul auto de pe Bulevardul Iuliu Maniu și străzile adiacente.

3.1.5 (e) Datele climatice și particularitățile de relief

Municipiul Arad este reședința județului Arad, situat în vestul României, în Transilvania; la vest de județ se află Ungaria, la sud se află județul Timiș, la est județul Hunedoara, iar la nord județul Bihor. Este localizat în Câmpia înaltă a Aradului, la 30 de km de Munții Zarand, parte a Carpaților Occidentali, cuprinsă între râurile Mureș și Crișul Alb, construită la ieșirea din defileul Șoimoș-Lipova. Aradul este traversat de la est la vest de râul Mureș. Spre zona muntoasă orașul prezintă elevații de până la 120 m, spre vest aceasta scade la cca. 100 m.

Clima orașului este continental-moderată, cu slabe influențe mediteraneene, caracterizat în general prin ierni blânde și veri relativ călduroase, cu o temperatură medie anuală situată de regulă în intervalul 10...14°C, o temperatură maximă absolută anuală situată în intervalul 32...38 °C și o temperatură minimă absolută anuală situată în intervalul -5 ... -20 °C. În zona de câmpie, temperatura medie a lunii ianuarie este de cca. -1°C iar temperatura medie a lunii iulie este de cca. +21°C. Extreme istorice înregistrate în județul Arad au fost -30°C (2003, Chișineu Criș) respectiv +39,4°C (2000, Chișineu Criș). Valoarea medie anuală a umidității relative este de cca. 75%. Precipitațiile lichide se situează în zona Aradului în medie la 600 l/m2. Viteza vântului se situează în medie la 10-15 km/h, de regulă dinspre nord și sud.

Terenul alocat proiectului este încadrat în zona climatică II.

3.1.5.1 Relief

- Zonă: de câmpie
- Tip: teren plan, utilizare industrială
- Altitudine: 108 m deasupra mării (m d.m.)

3.1.5.2 Temperatură aer

- Minimă de proiectare: -20 °C
- Medie anuală, referință zonală: +12 °C
- Maximă de proiectare: +40 °C
- Zona climatică: II, cf. C 107/3
- Temperatură de calcul: -15 °C, cf. SR 1907-1/2014

3.1.5.3 Umiditate relativă aer

- Minimă: 20 %
- Medie anuală, referință ISO: 60 %
- Maximă: 100 %

3.1.5.4 Precipitații

- Precipitații lichide (ploaie): 30-60 mm
- Precipitații solide (zăpadă): 18-30 zile/an
- Precipitații anuale totale: 400-800 l/m2
- Încărcare dată de zăpadă la sol, cf. CR-1-1-3/2012: sk = 1,5 kN/m2
- Adâncimea de îngheț/dezgheț cf. STAS 6054-77: 0,7 – 0,8 m

3.1.5.5 Vânt

- Viteză maximă: uzual 5...30 km/h, maxim < 65 km/h
- Încărcare dată de vânt / presiune dinamică, cf. CR-1-1-4/2012: qb = 0,5 kPa

3.1.5.6 Seismicitate

- Valoarea de vârf a accelerației orizontale a terenului: ag = 0,20 g, pentru un interval mediu de recurență de 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani, cf. P 100-1/2013;
- Perioada de colț a spectrului de răspuns: Tc = 0,7 s, cf. P 100-1/2013

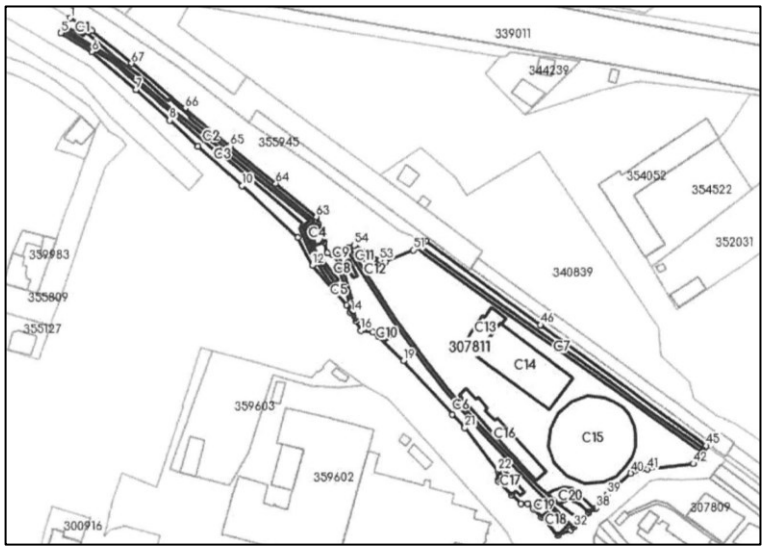
3.1.6 (f) Existența unor condiționalități în zona alocată proiectului

3.1.6.1 Construcții în amplasament

Construcțiile existente în amplasament sunt identificate în cadrul desenelor incluse în extrasele de carte funciară (Anexele C6.2), prezentate în cele ce urmează pentru cele 3 terenuri alocate proiectului (Sp1.1, Sp1.2, Sp2), cu detalierea părților constructive care se păstrează respectiv care se dezafectează.

Sp1.1 = CF 307811

Figura 8. Terenul Sp1.1 = CF 307811



Următoarele obiecte rămân neschimbate (nu sunt prevăzute lucrări de intervenție în cadrul acestui proiect)

C1 – Rezervor spălare, 16 m2

C4 – Atelier dulgherie (degradat), 32 m2

C8 – Decantor, 12 m2

C9 – Bazin, 4 m2

C10 – Bazin, 13 m2

C11 – Cabină poartă, 5 m2

C12 – Grup sanitar, 3 m2

C16 – Stație electrică 6/0,4kV SI2 și depozit substanțe chimice, 258 m2

Următoarele obiecte presupun lucrări de intervenție în interiorul terenului alocat:

C2 – Estacadă conducte, 279 m2 (relocare)

C3 – Conducte de termoficare tur + retur, 263 m2 (relocare)
C5 – Linie cale ferată uzinală, 42 m2 (neutilizabilă) (refacere drum în zona porții de acces)
C6 – Linie cale ferată uzinală, 256 m2 (neutilizabilă) (refacere drum în incintă)
C7 – Linie cale ferată uzinală, 221 m2 (neutilizabilă) (înglobare în construcții / dezafectare)
C13 – Clădire TP3 CAF, 143 m2 (expertiză, renovare)
C19 – Drum, 33 m2 (refacere drum în incintă)
C20 – Drum, 85 m2 (refacere drum în incintă)

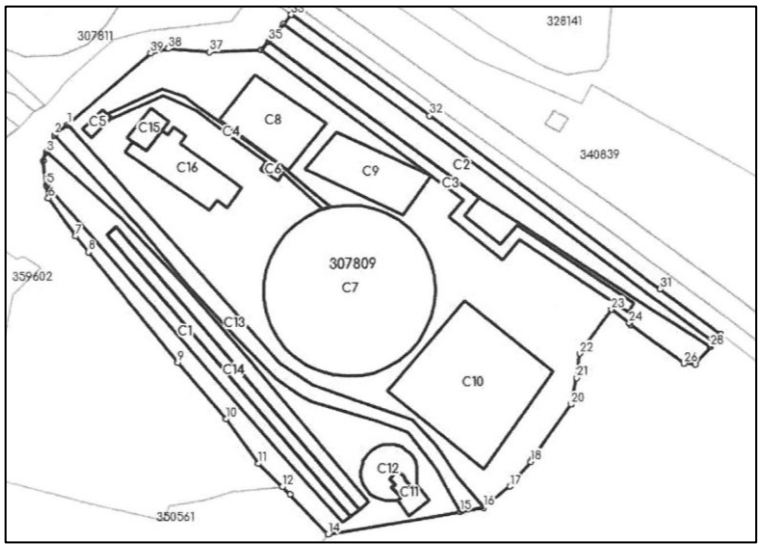
Următoarele obiecte presupun lucrări de dezafectare în interiorul terenului alocat:

C14 – Clădire CAF4 + CAF5, 661 m2 (dezmembrare, demontare, demolare)
C15 – Turn de răcire, 1.072 m2 (dezmembrare, demontare, demolare)
C17 – Platformă de descărcare HCl, 55 m2 (demontare, demolare)
C18 – Magazie de sare, 60 m2 (demolare)

Construcțiile sunt cu un singur nivel de înălțime (P).

Sp1.2 = CF 307809

Figura 9. Terenul Sp1.2 = CF 307809



Acest teren este vizat pentru extinderea viitoare a sursei.

Următoarele obiecte rămân de principiu neschimbate (nu sunt incluse lucrări de intervenție în cadrul acestui proiect):

C1 – Linie de cale ferată uzinală, 604 m2
C2 – Linie de cale ferată uzinală, 536 m2
C3 – Conductă de termoficare tur supraterană, 283 m2
C4 – Conductă de termoficare retur supraterană, 76 m2
C5 – Separator păcură, 17 m2
C6 – Rezervor condens păcură, 10 m2
C7 – Rezervor păcură 3.150 m3, fabricație 1979, 1172 m2
C8 – Rezervor păcură subteran, fabricație 1993, 261 m2

C9 – Rezervor păcură subteran, fabricație 1993, 255 m2

C10 – Rezervor păcură subteran, fabricație 1993, 720 m2

C11 – Clădire stație pompe apă incendiu, construcție 1979, 41 m2

C12 – Rezervor apă incendiu, subteran, fabricație 1979, 111 m2 (modernizat)

C13 – Drum acces N-E, 453 m2

C14 – Rampă descărcare, 221 m2

C15 – Casă pompe gospodărie păcură, construcție 1957, 43 m2

C16 – Clădire stație pompe păcură, construcție 1979, 202 m2

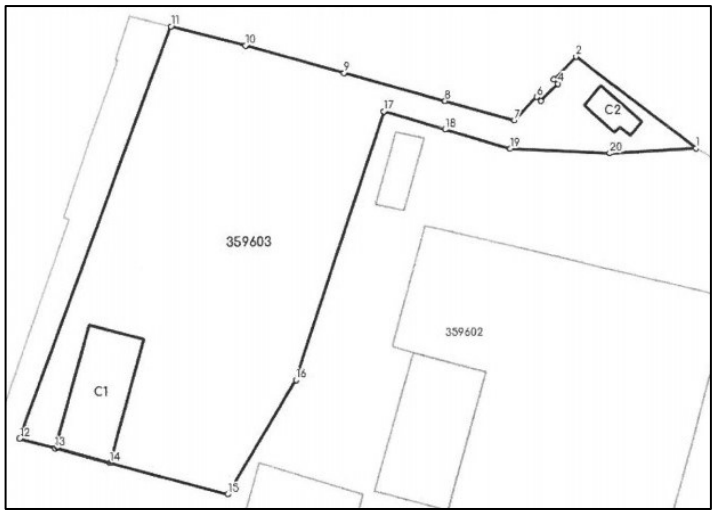
Construcțiile sunt cu un singur nivel de înălțime (P).

Dacă soluția constructivă presupune utilizarea acestui teren pentru construirea sursei noi, vor trebui avute în vedere următoarele categorii de lucrări în interiorul acestui teren:

- lucrări de dezafectare (dezmembrări, demontări, demolări, ecologizări după caz), pentru separator (C5), stația de pompe păcură (C15+C16), conductele de păcură și rezervorul de condens (C4+C6), rezervoarele de păcură subterane (C8+C9+C10), rezervorul de păcură suprateran (C7);
- lucrări de construcții și drumuri în incintă, cu înglobarea sau demontarea liniilor CF (C1+C2) după cum este cazul;
- instalația PSI formată din rezervorul de apă de incendiu (C12), stația de pompare aferentă (C11) și conductele rețelei de apă se păstrează fără modificări, cu excepția cazului în care sunt necesare lucrări de relocare a conductei de apă de incendiu în amplasamentele obiectelor nou construite.

Sp2 = CF 359603

Figura 10. Terenul Sp2 = CF 359603



În vederea construirii noii surse, următoarele obiecte presupun lucrări de dezafectare în interiorul terenului alocat:

C1 – Depozit, construcție 1982, 102 m2 (demolare)

– Echipamente electrice și construcții aferente cazanului CAF6 dezafectat (demolare, demontare)

Următoarele obiecte rămân neschimbate (nu sunt incluse lucrări de intervenție în cadrul acestui proiect de investiție):

C2 – Clădire atelier forjă, construcție 1938, 20 m2

3.1.6.2 Rețele edilitare în amplasament

Zona de dezvoltare a proiectului în incinta CET Hidrocarburi este preponderent o zonă tehnic-utilitară în care există rețele de utilități. Instalațiile actuale din cadrul CETH sunt racordate la următoarele rețele/infrastructuri edilitare (de utilități):

- rețeaua municipală de alimentare cu apă potabilă;
- rețeaua municipală de canalizare ape uzate;
- stația electrică 110/20/6 kV Mureșel pentru alimentarea cu energie electrică din SEN, prin intermediul a două linii electrice subterane;
- stația de reglare măsurare SRM3 pentru alimentarea cu gaz natural din SDGN;

Mai multe detalii se pot observa în Planul de situație existent B1.1, în care sunt figurate și rețelele disponibile în incintă. De asemenea, în cadrul Anexelor C6 se prezintă principalele avize de amplasamente cu privire la rețelele existente în zonă (gaz, electricitate, apă, canalizare) de care se va ține cont în proiectarea noii surse la faza PT+DE.

Instalațiile tehnologice proprii pentru asigurarea utilităților în CET Hidrocarburi sunt:

- instalație de captare și alimentare cu apă subterană din 4 foraje;
- instalație de captare și alimentare cu apă de suprafață din canalul Mureșel;
- instalație de stocare și alimentare cu apă de stingere incendiu;
- instalație de utilizare pentru distribuția gazului natural către consumatori;
- stație electrică de recepție și instalații electrice pentru alimentarea serviciilor generale 6 kV;
- stații electrice de distribuție și instalații electrice pentru alimentarea serviciilor interne 6/0,4 kV;

Noua sursă va utiliza infrastructura existentă la nivelul CETH, utilizându-se puncte de interfață la aceasta în corespondență cu amplasamentele noilor obiecte. Eventualele măsuri de adaptare (sau de relocare și/sau protejare, dacă va fi cazul) vor fi identificate, evaluate, soluționate și dezvoltate în faza de proiectare PT+DE.

3.1.6.3 Posibile interferențe cu alte construcții învecinate

Pe amplasamentul propus sau în imediata apropiere nu se situează monumente istorice sau de arhitectură, situri arheologice, sau arii naturale protejate, care să interfereze cu noile construcții.

În faza de construire a noilor obiecte se vor avea în vedere măsuri de protecție a construcțiilor și instalațiilor existente situate în incinta CETH și în afara acesteia.

3.1.6.4 Existența condiționalităților în zone protejate sau zone de protecție

Pentru realizarea obiectelor noii surse se va avea în vedere faptul că sunt necesare atât lucrări de dezmembrare / demontare / demolare cât și lucrări de construire într-un amplasament care interferă cu zona de siguranță (protecție) a infrastructurii de cale ferată publică.

Pe latura nordică a terenului alocat, pe lângă gardul CETH este situată linia electrificată de cale ferată Arad – Timișoara CF 218 ce unește gara Arad cu gara Aradul Nou. CETH este amplasat la cca. 1 km de gara Arad. Linia CF 218 din zona amplasamentului de proiect este o linie publică, simplă, interoperabilă, electrificată, în rambleu, în aliniament, cu suprastructură tip 60, traverse din beton, prindere elastică, fără joante. În vecinătatea amplasamentului de proiect există o trecere rutieră la nivelul CF, care face legătura între strada Ion Neculce și strada Voievod Moga.

Conform OUG nr. 12/1998 privind transportul pe căile ferate române și reorganizarea Societății Naționale a Căilor Ferate Române (ultima actualizare în 2022.07), art. 25, alin. 2 definește zona de siguranță a infrastructurii feroviare publice care *"cuprinde fâșiile de teren, în limită de 20 m fiecare,*

situate de o parte și de alta a axei căii ferate, necesare pentru amplasarea instalațiilor de semnalizare și de siguranța circulației și a celorlalte instalații de conducere operativă a circulației trenurilor, precum și a instalațiilor și lucrărilor de protecție a mediului", iar alin. 4 definește zona de protecție a infrastructurii feroviare publice care *"cuprinde terenurile limitrofe, situate de o parte și de alta a axei căii ferate, indiferent de proprietar, în limita a maximum 100 m de la axa căii ferate, precum și terenurile destinate sau care servesc, sub orice formă, la asigurarea funcționării acesteia"*.

Această condiționalitate se soluționează prin proiectarea adecvată a lucrărilor în faza de proiectare PT+DE și obținerea prealabilă a avizului Ministerului Transporturilor și CN CFR SA Sucursala Regională CF Timișoara în baza constatărilor efectuate de CN CFR SA Secția L8 Arad, luând în considerare prevederile HG nr. 525/1996 (*Regulamentul General de Urbanism*), OUG nr. 12/1998 (*Transportul pe căile ferate române*) și Ordinul MTIC nr. 2031/2020 (*Procedura de emitere a Avizului MTIC pentru documentațiile tehnice, documentațiile tehnico-economice și documentațiile de urbanism ale terților, pentru obiectivele situate în zona infrastructurii de transport rutiere de interes național, feroviare și de metrou*). Obiectul avizului îl va constitui atât lucrările de demolare a cazanelor + coșurilor de fum aferente CAF4+CAF5 și turnului de răcire împreună cu auxiliarele adiacente, cât și lucrările de construire a obiectelor noii surse (clădiri și coșuri de fum aferente instalației HE CHP și cazanelor, acumulator de căldură).

În faza de proiectare se va considera amplasarea obiectelor și instalațiilor sursei noi astfel încât să nu se încalce zona cadastrală stabilită pentru infrastructura existentă CFR. Această condiție se respectă implicit prin faptul că există un gard de delimitare a proprietății terenului pe care urmează să se construiască, fără a se depăși această limită.

Lucrările se vor efectua numai după obținerea avizului MTIC+CFR în faza de proiectare PT+DE. În faza de execuție a lucrărilor de dezafectare se vor respecta programul orar și măsurile de protecție stabilite în avizul MTIC+CFR. Materialele dezmembrate se vor depozita la sol în mod organizat, fără aruncare de la înălțime. Lucrările se vor efectua fără afectarea infrastructurii CF și a gabaritului de liberă trecere CFR.

3.1.6.5 Terenuri cu regim special

Nu este cazul. Pe amplasamentul propus nu se află instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională. Terenul alocat permite accesul independent la drumurile publice.

3.1.7 (g) Caracteristicile geofizice ale terenului din amplasament

Vor fi aplicate reglementările tehnice în vigoare la data realizării proiectării PT+DE. S-au considerat pentru tema de proiectare SF următoarele:

- P 100-1/2013
- NP 074/2007
- STAS 3300/1-85 și 3300/2-85
- SR EN ISO 14688-1/2004 și 14688-2/2005;
- SR EN ISO 22476-2/2006

3.1.7.1 (i) Datele privind zonarea seismică

Caracteristicile geofizice ale terenului de amplasament, conform normativului P 100-1/2013, sunt:

- valoarea de vârf a accelerației terenului pentru proiectare la cutremure, cu un interval mediu de recurență IMR = 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani: **ag = 0,2g**;

- perioada de control (colț) a spectrului de răspuns, pentru componentele orizontale ale mișcării seismice: **Tc = 0,7s**;
- gradul de intensitate a cutremurelor: **VII** pe scara MSK.

3.1.7.2 (ii) Datele preliminare asupra naturii terenului de fundare inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice

Se prezintă mai jos datele preliminare din cadrul ultimului studiu geotehnic disponibil la CET Hidrocarburi. La faza de proiectare PT+DE se va realiza un studiu geotehnic pentru terenul alocat proiectului.

3.1.7.3 (iii) Datele geologice generale

Pânza de apă freatică

Din punct de vedere al gospodăririi apelor se menționează ca realizarea investiției de față nu influențează regimul apelor subterane sau de suprafață.

Adâncimea de îngheț

Adâncimea de îngheț în zona cercetată este de 60 cm ... 70 cm, conform STAS 6054-77.

Caracteristicile fizico-mecanice ale terenului

Traseul conductelor de alimentare cu energie termică este amplasat în zone stabile, neafectate de alunecări de teren.

Din punct de vedere al rezistenței la săpare, (Indicator de norma de Deviz TS/1981) pământurile se pot încadra astfel :

- Săpătură manuală – teren categoria ușor, mijlociu;
- Săpătură mecanică – teren categoria II;

Stratificațiile solului în amplasament este format din nisip argilos gălbui, plastic vârtos, nisip prăfos gălbui, cu intercalații roșiatice, cu îndesare mediu, nisip mijlociu și mare cu pietriș, îndesat.

Presiunea convențională de bază : pconv = 230 kPa

Apa subterană, la data efectuării forajului 18.02.2020, a fost interceptată la adâncimea de -6,20 m, fiind cu caracter ușor ascensional. Se apreciază că nivelul maxim poate ajunge până la cota de -3,50 m față de cota terenului natural. Din buletinul de analiză chimică pe sol nr. 14.496 /2020 rezultă faptul că solul nu prezintă agresivitate chimică față de betoane.

Din punct de vedere geomorfologic, amplasamentul cercetat se găsește într-o zona de câmpie joasă de tip aluvială de subsidență recentă, formată în perioada cuaternară din depozite fluvio-lacustre (argile, nisipuri, pietrișuri), având suprafața relativ plană, cu altitudini cuprinse 80 m ... 90 m.

Amplasamentul nu este afectat de fenomene fizico-mecanice care să-i pericliteze stabilitatea prin fenomene de alunecare.

Din punct de vedere geologic zona aparține Bazinului Panonic, coloana litologică a acestui areal cuprinzând un etaj inferior afectat tectonic și o cuvertură post-tectonică.

Depozitele cuaternare cele care constituie terenurile de fundare, sunt reprezentate în general prin trei tipuri genetice de formațiuni:

- Aluvionare - aluviuni vechi și noi ale râurilor regiunea și intră în constituția teraselor și luncilor acestora;

- Gravitaționale - reprezentate prin alunecări de teren și deluvii de pantă, ce se dezvoltă în zona de „ramă” a depresiunii.

Cu geneză mixtă (eoliană, deluvial-proluvială) – reprezentate prin argile cu concrețiuni feromanganoase și depozite de piemont.

3.1.7.4 (iv) Datele geotehnice obținute din planuri, fișe, rapoarte, hărți

Pentru noua investiție se va utiliza studiul geotehnic efectuat pe amplasament în faza de proiectare PT+DE. Studiul existent pus la dispoziție de beneficiar prezintă date relevante asupra stratificației solului și a condițiilor de fundare.

Factorii de care depinde riscul geotehnic, exprimat prin categoria geotehnică, sunt menționați mai jos și adaptați obiectivului în studiu, rezultând un punctaj conform tabelului de mai jos, astfel :

FACTOR		**PUNCTAJ**
Condiții teren	Teren mediu	3
Apă subterană	Fără epuismente	1
Clasificare construcție	Normală	3
Vecinătăți	Fără riscuri	1
Seismicitate	ag = 0,20 g	2
Risc geotehnic		10

Conform normativului NP074/2014, pentru un total de 10 puncte riscul geotehnic este moderat, adică categoria geotehnică 2.

Categoria geotehnică 2, include tipuri uzuale de încercări asupra terenului și lucrări și fundații fără riscuri anormale sau condiții de teren și de solicitare neobișnuite.

Categoria geotehnică 2 obligă la obținerea de date cantitative și calcule geotehnice, dar cu folosirea încercărilor de rutină pentru laborator și de teren, pentru proiectarea și execuția construcției.

Stratificația interceptată în foraj este :

-0,00 ÷ - 1,60 m – umplutură heterogenă, necompactată, cu grosime variabilă în limitele amplasamentului.

-1,60 ÷ - 2,00 m – argilă, cafenie, plastic consistentă, Ic = 0,61.

-2,00 ÷ - 2,60 m – argilă, cafenie, plastic consistentă spre vârtoasă, Ic = 0,75.

-2,60 ÷ - 8,00 m – argilă, cafenie, plastic consistentă spre vârtoasă, saturată în bază, strat neepuizat, Ic = 0,80.

Pachetul de pământuri coezive este în stare plastic consistentă spre vârtoasă (Ic = 0,73 ... 0,83) fiind cu compresibilitate mare (M = 7924 ... 8498 kPa) conform aprecierii pe baza sondajului de penetrare și analizei de laborator

Concluzii și recomandări

Pe baza elementelor prezentate în studiul geotehnic se pot sintetiza următoarele concluzii și recomandări.

- Stabilitatea terenului este asigurată iar lucrările de prospectare geotehnică au scos în evidență o omogenitate relativ bună în ceea ce privește stratificația terenului de pe amplasament.
- La suprafața terenului până la adâncimea de 1,60 m este un strat de umplutură heterogenă, necompactată, cu resturi de materiale de construcții.

- De la adâncimea de 1,60 m este un strat de pământ coeziv, cafeniu, plastic consistent spre vârtos și cu compresibilitate mare, neepuizat până la -8,00 m.
- Apa subterană, la data efectuării forajului 18.02.2020, a fost interceptată la adâncimea de - 6,20 m, fiind cu caracter ușor ascensional. Se apreciază că nivelul maxim poate ajunge până la cota de -3,50 m față de cota terenului natural. Din buletinul de analiză chimică pe sol nr. 14.496 /2020 rezultă faptul că solul nu prezintă agresivitate chimică față de betoane.
- Pentru construcțiile ce urmează să se execute, se recomandă fundarea directă la adâncimea minimă Dfmin = 2,00 m față de nivelul terenului natural, adâncime ce urmează să fie definitivată de proiectant conf. Normativ NP 112 – 2013.

Deoarece grosimea stratului de umplutură este variabilă în limitele amplasamentului, nu este exclus ca la deschiderea săpăturii să se modifice cota finală de fundare.

- Față de cele menționate la punctul anterior stratul de teren de la nivelul tălpii fundației este un strat de argilă, cafenie, plastic consistentă spre vârtoasă, interceptată până la adâncimea de 8,00 m.
- În faza de pre-dimensionare a noilor fundații, drept capacitate portantă a terenului se va admite pconv stabilit în funcție de presiunea convențională de bază pconv (pt. B = 1,00 m și Df = 2,00 m) corectată pentru lățimea și adâncimea de fundare corespunzătoare fundației dimensionate și pentru gruparea de încărcări, conf. STAS 3300/2-85.
- Pentru stratul menționat, care poate veni în contact cu talpa fundației, în funcție de adâncimea de fundare adoptată, presiunea convențională de bază : pconv = 230 kPa
- În conformitate cu STAS 3300/2-85, pentru construcții obișnuite, nesensibile la tasări diferențiate și terenuri bune de fundare, se pot folosi presiunile convenționale și în faza de dimensionare a fundațiilor, situație în care se încadrează și cazul analizat.
- La proiectarea infrastructurii se va ține seama de prescripțiile ‘Normativului pentru proiectarea structurilor de fundare directă’ indicativ NP 112 – 2013.
- Clasele de expunere pentru betoanele din infrastructură: La stabilirea clasei minime de beton și a tipului de ciment folosit pentru betoanele infrastructurii, se va ține seama și de clasa de expunere în raport cu nivelul și agresivitatea apei subterane, conform SR EN 206-1 și Codului CP 012/1:2007 și anume:

Clasa de expunere XC2 (umed, rareori uscat), pentru fundațiile situate sub nivelul de îngheț, la care corespunde o clasă de rezistență a betonului C16/20, cu dozaj minim de ciment 260Kg/m3., conform Tabelului F1.1 din codul de practica CP 012/1/2007 intitulat “Cod de practică pentru producerea betonului”.

Combinația de clasa de expunere XC4+XF1, pentru elementele exterioare expuse la îngheț și în contact cu apa de ploaie (fundații deasupra nivelului de îngheț), la care corespunde o clasă de rezistență a betonului C25/30, cu un dozaj minim de ciment 300Kg/m3., conform Tabelului F1.1 din codul de practica CP 012/1/2007 intitulat “Cod de practică pentru producerea betonului”.

- Se recomandă executarea unei centuri suplimentare la talpa fundației pentru o mai bună rigidizare a construcției.
- Din punct de vedere al rezistenței la săpare terenurile interceptate se încadrează la terenuri mijlocii.
- Lucrările de terasamente, inclusiv cele aferente (săpături, sprijiniri, umpluturi etc.) se vor executa cu respectarea întocmai a tuturor normativelor în vigoare cu privire la aceste lucrări (C 169-83,

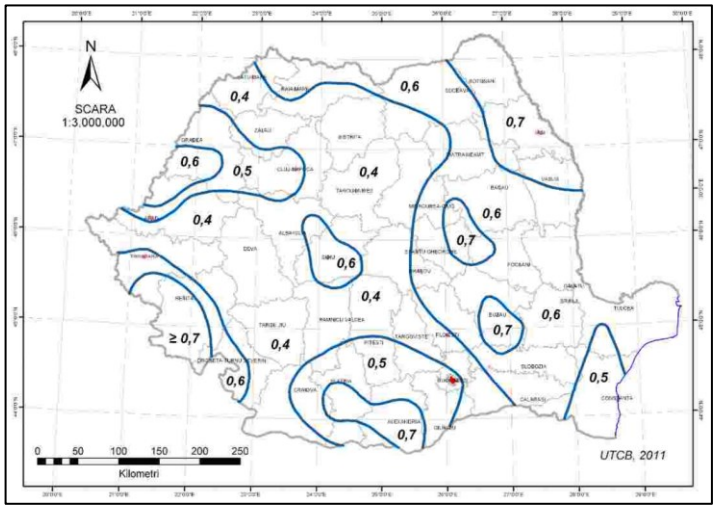
Ts inclusiv normele de protecția muncii, etc.) prevederi de care trebuie să se țină seama la toate lucrările de construcții până la cota ± 0,00 m a construcției.

După realizarea săpăturilor pentru fundații, constructorul împreună cu beneficiarului vor solicita prezența proiectantului de rezistență și a geotehnicianului pentru aprecierea calității terenului de fundare identificat punctual, geotehnicianul urmând să analizeze și să completeze (prin investigații de penetrare sau alte încercări specifice) elementele necesare executării fundațiilor proiectate.

Din punct de vedere al încărcărilor din vânt, amplasamentul se încadrează în zona C, vântul având viteza caracteristică pe minut v1m = 35 m/s, cu 2% probabilitate anuală de depășire, pentru IMR = 50 ani.

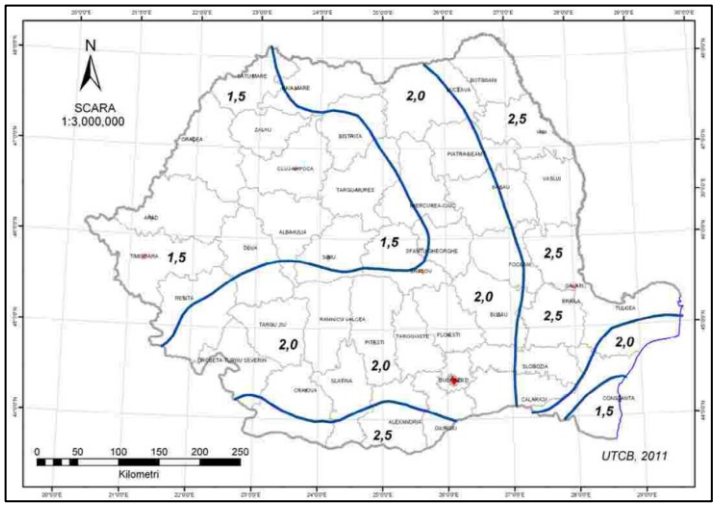
Conform CR 1-1-4/2012, amplasamentul studiat se încadrează într-o zonă unde presiunea dinamică de bază stabilizată, la înălțimea de 10,00 m deasupra terenului, este qb = 0,5 kPa, la o viteză mediată pe 10 minute v2m = 28,9 m/s, cu 2% probabilitate anuală de depășire, pentru IMR = 50 ani.

Figura 11. Zonarea teritoriului cf. CR 1-1-4/2012 privind încărcările date de vânt



Conform CR 1-1-3-2005 Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor, amplasamentul studiat se încadrează într-o zona unde valoarea caracteristica a încărcării pe sol este sk = 1,5 kN/m^2.

Figura 12. Zonarea teritoriului cf. CR1-1-3-2005 privind încărcările date de zăpadă



3.1.7.5 (v) Încadrarea în zone de risc

Conform STAS 6054/77, adâncimea de îngheț în cuprinsul Municipiului Arad este de 0,80 m.

Conform CR1-1-3-2005, amplasamentul se află în zona B din punct de vedere al încărcărilor din zăpadă, având greutatea de referință la sol, sk = 1,5 kN/m2 pentru o perioadă de revenire de 50 ani.

Conform CR 1-1-4/2012, din punctul de vedere al încărcărilor date de vânt, amplasamentul se încadrează într-o zonă unde vântul exercită o presiune dinamică de bază de qb = 0,5 kPa pentru o perioadă de recurență de 50 ani.

În urma cercetărilor efectuate pe teren și în laborator rezultă că terenul din zonă prin caracteristicile geotehnice pe care le posedă are asigurată stabilitatea locală și generală.

Amplasamentul nu se încadrează în zone de risc la inundație.

3.1.7.6 (vi) Caracteristicile din punct de vedere hidrologic

A se vedea detalii în cap. 3.1.7.4. La faza de proiectare PT+DE, dacă este cazul, se va realiza un studiu hidrogeologic pentru terenul alocat proiectului.

3.2 Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic

3.2.0 Scenariile și configurațiile tehnice identificate și prezentate

Pentru a găsi o soluție de dezvoltare eficientă a noii surse de producere a energiei termice pentru SACET Arad elaboratorul SF a analizat și identificat mai multe posibilități de definire a scenariilor factuale. În cadrul cap. 3.0 sunt evidențiate elementele principale ale acestei analize, corespunzător cererii de energie termică și curbei de sarcină.

Conform cerințelor din tema de proiectare elaborată pentru proiectul *Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA*, au fost identificate în conformitate cu conținutul cadru din Anexa nr. 2 la HG nr. 907/ 2016 scenariile tehnic fezabile pentru configurațiile de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență de ultima generație, cu turbine cu gaz sau cu motoare termice cu gaz, completate de cazane.

Conform detaliilor din capitolul 3.0, s-au ales pentru analiză 2 scenarii factuale tehnic fezabileși 1 scenariu contrafactual, astfel:

Tabel 15. Scenariile identificate

Scenariu	Soluție	Tip sistem	Echipamente / instalații termo-energetice componente
Scenariul factual S1	Soluția A	CHP TG	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu turbine cu gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **27 MWt** (2x13,5 MWt) și **17 MWe** (2x8,5 MWe)
		CA	Instalație de completare la vârf a energiei termice cu cazane pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **100 M**Wt (4 x 25 MWt), la care se adaugă un sistem de degazare și preparare a apei de adaos în rețea bazat pe un cazan de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibil, cu sarcina termică nominală de **7,4 MWt**. Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. **107,4 MWt**. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. **134,4 MWt**.
Scenariul factual S2	Soluția B	CHP MT	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **27 MWt** (3x9 MWt) și **31,2 MWe** (3x10,4 MWe)
		CA	Instalație de completare la vârf a energiei termice cu cazane pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **100 MWt** (4 x 25 MWt), la care se adaugă un sistem de degazare și preparare a apei de adaos în rețea bazat pe un cazan de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibil, cu sarcina termică nominală de **7,4 MWt**. Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. **107,4 MWt**. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. **130 MWt**.
Scenariul contrafactual SR	Soluția C	CA GN	Instalație convențională echivalentă de producere a energiei termice cu cazane echivalente pe gaz natural, având o capacitate termică totală de cca. **130 MWt**.

3.2.1 Descrierea soluțiilor tehnice fezabile pentru scenariile identificate

Caracteristicile principale ale sistemului de producere agent termic necesar vor fi prezentate în cele două scenarii, cu detalierea sistemului constructiv și funcțional.

Mai jos s-au comparat două soluții de cogenerare dintre cele identificate în capitolul 3.2.0:

- **Scenariul S1**: Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu turbine cu gaz (CHP TG) și instalație auxiliară pentru completarea energiei termice cu cazane cu gaz (CA)

  # 2 unități cu turbină cu gaz TG 8,5 MWe + 13,5 MWt (CHP TG)

  # 4 unități cu cazane de apă CA 25 MWt + 1 unitate cu cazan de abur CAS 7,4 MWt 12 t/h 6 bar

  # 1 grup de instalații auxiliare aferente CHP TG

    - 1 acumulator de căldură cu sistemele de pompare aferente (AC)
    - 1 sistem de degazare termică (DT), cu rezervor existent, modernizat
    - 1 sistem de pompe de circulație apă de adaos (EPA)
    - 1 sistem de pompe de circulație apă de termoficare (SP)
    - 1 sistem de tratare apă pentru demineralizare și dedurizare (STCA) – existent
    - 1 stație electrică aferentă sursei, cu sistem de conducere distribuită (SE)
    - rețele și racorduri în incintă (SG)

- **Scenariul S2**: Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare cu gaz (CHP MT) și instalație auxiliară pentru completarea energiei termice cu cazane cu gaz (CA)

  # 3 unități cu motor cu gaz MT 10,4 MWe + 9 MWt (CHP MT)

  # 4 unități cu cazane de apă CA 25 MWt + 1 unitate cu cazan de abur CAS 7,4 MWt 12 t/h 6 bar

  # 1 grup de instalații auxiliare aferente CHP MT

    - 1 acumulator de căldură cu sistemele de pompare aferente (AC)
    - 1 sistem de degazare termică (DT), cu rezervor existent, modernizat
    - 1 sistem de pompe de circulație apă de adaos (EPA)
    - 1 sistem de pompe de circulație apă de termoficare (SP)
    - 1 sistem de tratare apă pentru demineralizare și dedurizare (STCA) – existent
    - 1 stație electrică aferentă sursei, cu sistem de conducere distribuită (SE)
    - rețele și racorduri în incintă (SG)

Pentru ambele scenarii S1 și S2 se prezintă datele tehnice principale caracteristice.

Tabel 16. Principalele specificații tehnice ale instalațiilor CHP din configurațiile S1, S2

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
Scenariu / soluție tehnică	-	-	S1	S2
Tip de instalație de cogenerare	-	-	TG 8,5 MWe	MG 10,4 MWe
Condiții de referință				
- gaz combustibil actual **	-	-	GN 100%	GN 100%
- temperatură aer ambiant pentru combustie	ta	°C	15	25

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
- temperatură aer ambiant, referință	ta,ref	°C	15	15
- temperatură aer ambiant, medie anuală	tma	°C	12	12
- umiditate aer ambiant pentru combustie	RH	%RH	60%	30%
- altitudine amplasament	Ha	m d.m.	108	108
- tensiune la bornele generatoarelor	Ug	kV	10,5	10,5
- factor de putere	cos(ϕ)	-	0,9	0,9
- an de referință (primul an de producție completă)	Y	-	2026	2026
Număr de unități în cadrul instalației CHP	N	buc	2	3
Număr de ore medii de operare la sarcina nominală, pentru obținerea energiei termice anuale de referință	Ho; Ho = ET,ref/Qt	h/an	6.241	6.241
Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	13,5	9,0
Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	27,0	27,0
Energie termică totală produsă *(ET anuală de referință din scenariul S2)*	**ET = Qt*Ho = ET,ref**	**MWh(t)/an**	**168.502**	**168.502**
Energie termică totală consumată (ipoteză)	ETC	MWh(t)/an	0	0
Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	168.502	168.502
Putere electrică unitară	Pe1	MWe	8,47	10,40
Putere electrică totală	Pe = N*Pe1	MWe	16,94	31,20
Energie electrică totală produsă	EE = Pe*Ho	MWh(e)/an	105.719	194.713
Putere termică de combustie unitară	Pf1	MWf	24,92	22,00
Putere termică de combustie totală	Pf = N*Pf1	MWf	49,83	66,00
Energie combustibil total consumat	EF = Pf*Ho	MWh(f)/an	310.994	411.994
Randament electric specific instalației de cogenerare	**ηe,chp = ηe = EE/EF**	**%**	**34,0%**	**47,3%**
Randament termic specific instalației de cogenerare	**ηt,chp = ηt = ET/EF**	**%**	**54,2%**	**40,9%**

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
Randament global specific instalației de cogenerare	ηg,chp = ηg = ηe + ηt	%	88,2%	88,2%
Randament global specific instalației de cogenerare, valoare minimă cf. EED 27/2012/EU	*ηg,chp,lim*	*%*	*> 75%*	*> 75%*
Randament global specific instalației de cogenerare, valoare minimă cf. PNRR C6 I3 CHP	*ηg,chp,lim*	*%*	*> 80%*	*> 80%*
Raport energie electrică produsă / energie termică produsă	C = EE / ET	-	0,63	1,16
Energie electrică consumată de serviciile proprii sursei (estimare)	EEC	MWh(e)/an	11.500	14.000
Pondere energie electrică consumată	wi = EEC / EE	%	10,9%	7,2%
Putere electrică medie consumată de serviciile proprii	Pec = EEC/Ho	MWe	1,84	2,24
Energie electrică livrată în SEN	EEN = EE - EEC	MWh(e)/an	94.219	180.713
Capacitate utilă unitară de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență	Pu1 = Qt1 + Pe1	MW	22,0	19,4
[I.2] Capacitate utilă totală de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență ***(Capacitatea instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă)***	**Pu = Qt + Pe**	**MW**	**43,9**	**58,2**
Energie utilă produsă	EU = EE + ET	MWh/an	274.221	363.215
Energie utilă livrată	EUN = EEN + ETN	MWh/an	262.721	349.215
Randamentul electric de referință pentru producerea separată a energiei electrice, cf. R 2402/2015/EU, pentru instalații realizate după anul 2016*, pentru combustibil gaz natural (G10), corectat cu condițiile climatice specifice amplasamentului și cu pierderile specifice rețelor electrice internă și externă pentru Ug = 10,5 kV	ηe,ref = [53% + 0,1% * (ta,ref - tma)] * fcp; fcp = Σ w(ij) * fcp(ij) = 0,891*wi + 0,918*(1-wi)	%	48,77%	48,83%

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
Randamentul termic de referință pentru producerea separată a energiei termice sub formă de apă caldă / fierbinte, cf. R 2402/2015/EU, pentru instalații realizate după anul 2016*, pentru combustibil gaz natural (G10)	ηt,ref = 92%	%	92,00%	92,00%
Economie anuală de energie primară combustibil consumat în cogenerare de înaltă eficiență, valoare procentuală	**EEP = 1 - 1 / ((ηt,chp/ηt,ref) + (ηe,chp/ηe,ref)**	**%**	**22,24%**	**29,22%**
Economie de energie primară în cogenerare de înaltă eficiență, valoare minimă cf. EED 27/2012/EU	*EEPL*	*%*	*> 10%*	*> 10%*
Energie primară combustibil consumat pentru producerea separată a energiei termice respectiv electrice de către instalațiile convenționale echivalente	EF,ref = EF / (1 – EEP)	MWh(f)/an	399.951	581.945
[I.3] Economie anuală de energie primară combustibil consumat în cogenerare de înaltă eficiență, valoare absolută	**ΔEF=EF,ref-EF; 1MWh=11,63tep**	**MWh(f)/an** tep/an	**88.957** 7.649	**170.051** 14.622
Factor de emisie specifică CO2 pentru arderea GN, cf. R 2402/2015/EU	FE = 56,1 tCO2 / TJ x 0,0036 = 0,20196 tCO2 / MWh(f)	tCO2/MWh (f)	0,20196	0,20196
Debit de emisie CO2 unitar generat prin arderea GN	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	5,032	4,443
Debit de emisie CO2 total generat prin arderea GN	qc = qc1*N	tCO2/h	10,064	13,329
Cantitate de emisie CO2 generată în total prin arderea GN de instalația de cogenerare	MC = qc*Ho	tCO2/an	62.808	83.186
Cantitate de emisie CO2 generată în total prin arderea GN de instalațiile convenționale de	MC,ref = qc,ref*Ho = EF,ref*FE*Ho	tCO2/an	80.774	117.530

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
producere separată a energiei termice respectiv energiei electrice				
[I.1] Reducere cantitate de emisie GES (CO2) obținută de instalația de cogenerare față de instalațiile convenționale de producere separată a energiei, termică respectiv electrică	**ΔMC = MC,ref - MC**	**tCO2/an**	**17.966**	**34.344**
Reducere emisie de CO2 obținută de instalația de cogenerare față de instalațiile convenționale de producere separată a energiei, termică respectiv electrică, valoare minimă cf. EED și PNRR C6 I3	*ΔMC,lim*	*tCO2/an*	*> 0*	*> 0*
Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă brută	FES = MC*1000/EU	gCO2/kWh	229,0	229,0
Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă totală, valoare limită cf. PNRR C6 I3 CHP	*FES,lim*	*gCO2/kWh*	*< 250*	*< 250*
Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă totală netă (livrată)	FESN = MC*1000/EUN	gCO2/kWh	239,1	238,2
Pondere emisii CO2 aferentă producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență (metodă IEA)	ae = ηe/(ηe+ηt) = ηe/ηg	%	38,56%	53,61%
Cantitate de emisie CO2 generată în total prin arderea GN aferentă producerii energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență	MCE = MC*ae	tCO2/an	24.217	44.595
Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia electrică totală netă (livrată în SEN)	FESNE = MC*1000/EEN	gCO2/kWh(e	257	247
Concentrație emisie NOx @ 15% O2 analiză uscată	V(NOx) < VLE(NOx)	mg/Nm3	31	75
VLE emisie NOx @ 15% O2 analiză uscată, cf. L 278/2013	*VLE(NOx)*	*mg/Nm3*	*50*	*75*

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
(LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)				
Concentrație emisie CO @ 15% O2 analiză uscată	V(CO) < VLE(CO)	mg/Nm3	31	100
VLE emisie CO @ 15% O2 analiză uscată, cf. L 278/2013 (LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)	*VLE(CO)*	*mg/Nm3*	*100*	*100*
Concentrație emisie SO2 @ 15% O2 analiză uscată	V(SO2) < V(SO2)	mg/Nm3	n/a	n/a
VLE emisie SO2 @ 15% O2 analiză uscată, cf. L 278/2013 (LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)	*VLE(SO2)*	*mg/Nm3*	*n/a*	*n/a*
Concentrație emisie PM @ 15% O2 analiză uscată	V(PM) < VLE(PM)	mg/Nm3	n/a	n/a
VLE emisie PM @ 15% O2 analiză uscată, cf. L 278/2013 (LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)	*VLE(PM)*	*mg/Nm3*	*n/a*	*n/a*

* Valorile de referință ale randamentelor termic și electric se consideră cele aferente unor instalații noi convenționale pentru producerea separată a energiei termice respectiv a energiei electrice, având în vedere că instalațiile actuale CAF și CAE existente în cadrul sursei CET Hidrocarburi (construite înainte de 2016) nu vor mai fi operaționale după anul 2023. Daca raportarea s-ar face la valorile de referință ale randamentelor termic și electric aferente unui an dinainte de 2012, economia anuală de energie primară și reducerea anuală a emisiilor de CO2 ar crește în cazul realizării instalației CHP.

** Toate performanțele prezentate sunt valabile pentru utilizarea gazului natural cu compoziția medie disponibilă din prezent, fără aport de hidrogen. Pentru informații generale privind evoluția performanțelor în cazul utilizării unui amestec de gaz natural cu hidrogen verde, vă rugăm să vă referiți la descrierea inclusă în cadrul cap. 5.3.1. Creșterea aportului de hidrogen va îmbunătăți emisia de CO2. Emisiile poluante de NOx și CO pot crește, din acest motiv instalațiile CHP vor fi dotate cu instalații de reducere catalitică selectivă (SCR) care să permită adaptarea. Totodată, creșterea aportului de hidrogen are ca efect modificarea performanțelor (capacitate, randament), începând de la anumite limite de conținut H2.

3.2.1.1 Scenariul S1 cu instalație CHP cu turbine de gaz (CHP TG)

Scenariul S1 constă în instalarea a două turbine cu gaze având fiecare capacitatea termică de 13,5 MWt și capacitatea electrică de 8,5 MWe, cu următoarele caracteristici tehnice, în condiții ISO de temperatură și umiditate:

- 2 turbine cu gaz, fiecare cu generator electric 10,5 kV, 50 Hz, 8,5 MWe, cu randament electric de cca. 34,0% (condiții garantate)
- 2 cazane recuperatoare de căldură generatoare de apă caldă / fierbinte, cu o capacitate fiecare de 13,5 MWt (condiții garantate); temperatura gazelor de ardere la ieșirea din coșurile de fum a fost considerată de 120°C, iar debitul gazelor de ardere a fost considerat de cca. 30 kg/s
- 2 sisteme de separație față de rețeaua de termoficare compuse fiecare din schimbător de căldură de separație, formă constructivă cu placi, de 13,5 MWt și pompă de circulație între schimbătorul de separație și cazanul recuperator
- 1 compresor de gaz cu operare 2 bar(g) / 22 bar(g)

Presiunea gazului natural necesară la intrarea în camera de ardere a TG este realizată de un compresor de gaze care comprimă gazul natural de la presiunea la care este livrat din rețeaua de gaz, până la presiunea necesară la intrarea în camera de ardere.

Gazele de ardere evacuate din cele două TG, intră în câte un cazan recuperator de căldură generator de apă caldă / fierbinte necesară termoficării.

Ansamblul turbină cu gaze, include generatorul electric cu cutie de borne și excitator, rezervorul de lucru pentru ulei, modulul specific de alimentare cu gaz natural, instrumentația și vanele de gaz pentru controlul arderii, sistemul electric de pornire cu transformator, racordurile flexibile și conductele de legătură între subansamble - complet asamblat pe cadru metalic comun, cu accesorii de montaj pe fundație.

Sistemul de automatizare propriu, format din panouri de control pentru turbină și generator, cu automat / controller programabil, cu module I/O și consolă operator HMI cu display LCD, cu controllerele specifice turbinei, cu sincronizator de rețea, cu relee de protecție specifice generatorului, cu sistem de excitație a generatorului, cu transformatoare de măsură pentru curent și tensiune, cu modem pentru monitorizare de la distanță în scop de service, cu interfețe de comunicație cu sistemul DCS, cu dulap de automatizare pentru integrare în DCS.

Sistemul electric de alimentare joasă tensiune c.a. și c.c., inclusiv sursă UPS, tratare neutru, etc. Alimentarea generală de c.a. se va realiza din dulapul de joasă tensiune 0,4 kV a stației electrice prevăzute pentru instalația CHP.

Sistem de pornire cu motor electric și transformator de putere separat.

Sistem de aer comprimat instrumental pentru controlul vanelor cu acționare pneumatică.

Sistem de lubrifiere cu ulei, inclusiv rezervor de stocare ulei, cu vane de control on/off, robineți, contoare, conducte, izolații, etc.

Sistem de recuperare a căldurii din gazele de ardere, sub formă de apă caldă, racordat la circuitul de termoficare al SACET, inclusiv clapeți de by-pass, compensatoare, robineți, armături, vane de reglaj, instrumentație, panou de comandă, conducte, izolații termice, alte elemente necesare.

Sistem de ventilație pentru alimentare cu aer proaspăt de combustie și răcire, respectiv pentru evacuare aer uzat, inclusiv amortizoare de zgomot, clapeți, tubulatură, izolații, instrumentație și control, convertizoare de frecvență, panouri de comandă.

Sistem de control al reducerii emisiilor, integrat în cadrul sistemului propriu de automatizare și control, care să asigure parametrii de emisie specificați.

Sistem de evacuare a gazelor de ardere, inclusiv amortizoare de zgomot, clapeți, tubulatură, compensatoare, instrumentație. Înălțimea coșului de fum va fi stabilită astfel încât să respecte normele de mediu în vigoare, pentru locația indicată în documentație.

Sistem de alimentare cu gaz natural, inclusiv vane de izolare, vane de siguranță, contor cu interfață de comunicație, filtru, regulator, conductă, detector scăpări de gaz, alte elemente necesare.

Instalația CHP se livrează și instalează în **clădire special proiectată**, cu asigurarea tuturor structurilor metalice de acces, de susținere, de mentenanță interioară și exterioară - suporți, ancore, platforme, balustrade, scări, grătare, etc. Fiecare ansamblu turbină-generator va fi dotat cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte respectiv de dimensiunile stabilite pentru clădire.

Compresorul de gaz va fi instalat în container, amplasate cu respectare distanțelor de protecție stabilite în normativele pentru instalațiile de gaz.

3.2.1.2 Scenariul S2 cu instalație CHP cu motoare pe gaz (CHP MT)

Scenariul S2 constă în instalarea a 3 motoare pe gaz cu ardere internă având fiecare capacitatea termică de 9 MWt și capacitatea electrică de 10,4 MWe, cu următoarele caracteristici tehnice, în condiții ISO de temperatură și umiditate:

- 3 motoare cu gaz, fiecare cu generator electric 10,5 kV, 50 Hz, 10,4 MWe, cu randament electric de cca. 47,3% (condiții garantate)
- 3 sisteme de recuperare a căldurii din circuitele de răcire a motorului cu apă, de ungere cu ulei și de evacuare gaze de ardere, având fiecare o capacitate termică de 9 MWt (condiții garantate), inclusiv schimbătoarele de căldură de transfer pentru termoficarea urbană; temperatura gazelor de ardere la ieșirea din coșurile de fum a fost considerată de 120°C, iar debitul gazelor de ardere a fost considerat de cca. 82 kg/s.
- 3 sisteme de separație față de rețeaua de termoficare compuse fiecare din schimbător de căldură de separație, formă constructivă cu placi, de cca. 10 MWt și pompă de circulație între schimbătorul de separație și circuitul de răcire a motorului;
- 1 compresor de gaz cu operare 2 bar(g) / 10 bar(g)

Ansamblul motor pe gaz, include generatorul electric cu cutie de borne și excitator, turbocompresorul de aer/gaz în două trepte cu răcitoarele de aer aferente, rezervorul de lucru pentru ulei, modulul specific de alimentare cu gaz natural, instrumentația și vanele de gaz pentru controlul arderii, sistemul pneumatic de pornire, racordurile flexibile și conductele de legătură între subansamble, clapeții pentru gazele de ardere - complet asamblat pe cadru metalic comun, cu accesorii de montaj pe fundație.

Sistemul de automatizare propriu, format din panouri de control pentru motor și generator, cu automat / controller programabil, cu module I/O și consolă operator HMI cu display LCD, cu controllerele specifice de motor (aprindere, cilindri), cu sincronizator de rețea, cu relee de protecție specifice generatorului, cu sistem de excitație a generatorului, cu transformatoare de măsură pentru curent și tensiune, cu modem pentru monitorizare de la distanță în scop de service, cu interfețe de comunicație cu sistemul DCS, cu dulap de automatizare pentru integrare în DCS.

Sistemul electric de alimentare joasă tensiune c.a. și c.c., inclusiv sursă UPS, tratare neutru, etc. Alimentarea generală de c.a. se va realiza din dulapul de joasă tensiune 0,4 kV a stației electrice prevăzute pentru instalația CHP.

Sistem de pornire cu aer comprimat de înaltă presiune de min. 30 bar, cu compresor în min. 2 trepte, cu rezervor de aer dotat cu sistem de purjare automat, cu instrumentație, vane și robineți, conducte de oțel inoxidabil, cu panou de comandă dotat cu interfață de comunicație.

Sistem de aer comprimat instrumental pentru controlul vanelor cu acționare pneumatică.

Sistem de lubrifiere cu ulei, inclusiv rezervoare de stocare ulei proaspăt și ulei uzat dimensionate pentru încărcare / descărcare completă circuite ulei + motor, cu pompe ce asigură umplerea / descărcarea automată a rezervoarelor, cu vane de control on/off, robineți, contoare, conducte, izolații, etc.

Sistem de răcire motor complet echipat, inclusiv schimbătoare de căldură ulei/apă și apă/apă, răcitoare apă/aer de evacuare căldură și clapeți de by-pass gaze ardere, vane de reglaj, robineți, vase de expansiune, armături, conducte, izolații termice, electropompe, panouri de comandă.

Sistem de recuperare a căldurii, cu schimbător de căldură apă/apă pentru racord la circuitul de termoficare al SACET, inclusiv robineți, armături și vane de reglaj, contor de energie termică, contor de apă adaos, conducte, izolații termice, instrumentație, electropompe, panou de comandă.

Sistem de recuperare a căldurii din gazele de ardere, racordat la circuitul de termoficare al SACET, inclusiv clapeți de by-pass, compensatoare, robineți, armături, vane de reglaj, instrumentație, panou de comandă, conducte, izolații termice, alte elemente necesare.

Sistem de ventilație pentru alimentare cu aer proaspăt de combustie și răcire, respectiv pentru evacuare aer uzat, inclusiv amortizoare de zgomot, clapeți, tubulatură, izolații, instrumentație și control, convertizoare de frecvență, panouri de comandă.

Sistem de reducere a emisiilor complet echipat, care să asigure încadrarea în limitele maxime admisibile aplicabile în cazul acestei investiții și adaptabilitatea la viitoarele modificări ale reglementărilor privind poluarea aerului.

Sistem de evacuare a gazelor de ardere, inclusiv amortizoare de zgomot, suflantă de siguranță pentru evacuarea gazelor de ardere remanente, clapeți, tubulatură, compensatoare, instrumentație. Înălțimea coșului de fum va fi stabilită astfel încât să respecte normele de mediu în vigoare, pentru locația indicată în documentație.

Sistem de alimentare cu gaz natural, inclusiv vane de izolare, vane de siguranță, contor cu interfață de comunicație, filtru, regulator, conductă, detector scăpări de gaz, alte elemente necesare.

Instalația CHP se livrează și instalează în **clădire special proiectată**, cu asigurarea tuturor structurilor metalice de acces, de susținere, de mentenanță interioară și exterioară - suporți, ancore, platforme, balustrade, scări, grătare, etc. Fiecare ansamblu motor-generator va fi dotat cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte respectiv de dimensiunile stabilite pentru clădire.

Compresorul de gaz va fi instalat în container, amplasate cu respectare distanțelor de protecție stabilite în normativele pentru instalațiile de gaz.

Pentru detalii suplimentare privind configurația sursei propuse vă rugăm să consultați:

- descrierea soluției prezentată în cap. 5.3.1 și 5.3 în ansamblu
- desenul B2.4 - Schema termomecanică simplificată

3.2.1.3 Instalația de completare a energiei termice la vârful curbei de sarcină (CA) – comun pentru Scenariile S1 și S2

Pentru acoperirea producției de energie termică la vârful curbei de sarcină sunt prevăzute 4 (patru) cazane de apă caldă cu capacitatea nominală de 25 MWt fiecare, bazate pe tehnologia de ardere ignitubulară cu trei drumuri de gaze de ardere, cu randament termic de cel puțin 95%, cu un nivel ridicat de flexibilitate. Cazanele vor asigură o temperatură maximă de până la 100 °C pe tur iar operarea se va putea realiza cu o diferență de temperatură admisă între tur și retur de până la 50K în regim continuu stabil.

De asemenea, ca parte a configurației CA, s-a prevăzut 1 (un) cazan de abur saturat (CAS) cu capacitatea nominală de 7,4 MWt fiecare, de 6 bar și 12 t/h, cu randament termic de cel puțin 95%, pentru asigurarea aburului necesar degazării apei de umplere a rețelei SACET și apei de adaos pentru compensarea pierderilor masice inerente în cadrul rețelelor SACET și a situațiilor de avarie care pot apărea.

Fiecare cazan va fi dotat cu instalație de reglare a temperaturii apei la intrarea în circuitul cazanului.

Fiecare cazan va fi dotat cu tablou de automatizare propriu, fabricat de producătorul cazanului. Sistemul propriu de automatizare va acționa astfel încât să nu se permită intrarea apei de retur în ansamblul cazan + recuperator de căldură cu o temperatură mai mică de 50 °C. Ansamblul celor patru cazane de apă caldă va fi controlat prin intermediul unui tablou de automatizare de sistem fabricat și furnizat tot de producătorul cazanelor. Tablourile vor fi testate în fabrică, iar ansamblurile cazanelor, echipamentele și cablurile aferente vor fi verificate anterior punerii lor în operă (buletine de verificare).

Cazanele de apă caldă propuse vor fi dotate cu instalație de ardere identică, cu capacitate de modulare continuă a sarcinii termice cel puțin până la 25% din capacitatea nominală.

Cazanele propuse spre livrare vor fi "H2-Ready", capabile să opereze cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 20%vol hidrogen. Cazanele propuse vor putea fi echipate în viitorul apropiat prin upgrade cu arzătoare care să permită utilizarea unui gaz natural în amestec cu un conținut mai ridicat de hidrogen de până la 100%.

Cazanele se vor instala într-o clădire special proiectată.

Pentru detalii suplimentare privind configurația instalației cu cazane vă rugăm să consultați:

- descrierea soluției prezentată în cap. 5.3.2
- desenul B2.4 - Schema termomecanică simplificată

3.2.1.4 Dezvoltarea scenariilor pe obiecte și descrierea obiectelor

Scenariul S1 va fi dezvoltat pe următoarele obiecte:

Obiect 01 – TG :Turbine cu gaze (instalație de cogenerare de înaltă eficiență)
Obiect 02 – CA : Cazane pe gaz (instalație de completare a producției de energie termică)
Obiect 03 – DT : Degazor termic
Obiect 04 – AC : Acumulator de căldură
Obiect 05 – SP : Stație de pompare agent termic
Obiect 06 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit
Obiect 07 – SG : Servicii generale, rețele în incintă și racorduri

Scenariul S2 va fi dezvoltat pe următoarele obiecte:

Obiect 01 – MT : Motoare pe gaz (instalație de cogenerare de înaltă eficiență)
Obiect 02 – CA : Cazane pe gaz (instalație de completare a producției de energie termică)
Obiect 03 – DT : Degazor termic
Obiect 04 – AC : Acumulator de căldură

Obiect 05 – SP : Stație de pompare agent termic
Obiect 06 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit
Obiect 07 – SG : Servicii generale, rețele în incintă și racorduri

Menționăm că diferențele între scenarii sunt în esență la obiectul 1: S1 este constituit de instalația de turbine cu gaze, în timp ce S2 este constituit de instalația cu motoare cu ardere internă. Fiecare unitate CHP, cu turbină sau cu motor, este amplasată în incintă proprie, fonoabsorbantă, cu ventilație proprie.

Descrierea succintă a obiectelor

Obiectul 1 – Turbine cu gaze (S1)

Parte de construcții și arhitectură:

- Compresor de gaze în incinta proprie, amplasată pe fundație de beton

- Sala turbine cu gaze și cazane recuperatoare - clădire din panouri sandwich cu vată minerală pe structură metalică, cu fundații izolate sub stâlpi și pardoseală de beton. Fundațiile echipamentelor (turbine, cazane, schimbătoare de căldură, pompe) sunt individuale.

Parte termomecanică:

Turbinele de gaze sunt amplasate în incintă proprie, fonoabsorbantă, cu ventilație proprie.

Compresorul de gaze este amplasat în incintă proprie, fonoabsorbantă, cu ventilație proprie.

Instalația de răcire a uleiului la compresor și turbinele cu gaze este asigurată de apă vehiculată printr-un radiator dry-cooler, câte unul pentru fiecare turbină și fiecare compresor.

Gazele de ardere de la turbine cedează căldură în câte un cazan recuperator construit din țevi de apă nervurate situate în drumul de gaze construit din pereți membrană.

Căldura este transferată de la cazanul recuperator la apa de termoficare printr-un circuit de apă care circulă prin cazanul recuperator și printr-un schimbător de căldură cu plăci pe partea primară, în care pe partea secundară circulă apă de termoficare. Circulația este asigurată cu o pompă cu convertizor de frecvență, care, funcționând la debit variabil, asigură reglajul sarcinii termice transferate.

Expansiunea apei de termoficare este rezolvată de zăvorul hidraulic al termocentralei iar expansiunea apei din cazanul recuperator este rezolvată cu vase de expansiune.

Circuitele de ulei ale turbinelor și compresoarelor sunt echipate cu pompe de rezervă cu alimentare la tensiune continuă din baterii, pentru cazul pierderii alimentării electrice de bază.

Evacuarea gazelor de ardere se face pentru fiecare grup printr-un coș autoportant. La fiecare grup existe un cos de by-pass, în construcție de asemenea autoportantă, pentru cazul în care turbina cu gaze funcționează singură fie din rațiuni de producere numai a energiei electrice sau în cazul când apa de termoficare nu mai este disponibilă să preia căldură. Reglarea cantității de gaze de ardere evacuate pe coșul de by-pass și deci decuplarea sarcinii electrice a turbinei de sarcină termică poate fi efectuat, însă este de precizie relativ mai mică.

Parte electrică

Generatoarele turbinelor de gaze debitează energia electrică la 10,5 kV fiind racordate cu stația electrică nouă.

Alimentarea electrică a motoarelor din incinta turbinei cu gaze (motor de pornire, servomotoare) se face la tensiunea 0,4 kV. Grupul turbină rezolvă celelalte nivele de tensiune necesare (220 V, 24 V) prin echipamente și circuite dedicate, utilizând alimentarea de 0,4 kV.

Acționările din perimetrul fiecărui cazan recuperator sunt alimentate la 0,4 kV. Nivelele de tensiune 220V și 24 V sunt rezolvate în interiorul dulapului de alimentare al cazanului.

Pompa de circulație a circuitului de separație este alimentat la 0,4 kV.

Parte de automatizare

Turbina cu gaze și cazanul recuperator au automatizare proprie iar interferența se realizează numai la nivelul semnalelor de protecție.

Conducerea parametrilor circuitelor de separație a transferului căldurii se realizează din DCS centrală.

Instalații în construcții

La compresorul de gaze există iluminat propriu, ventilație proprie și instalație de incendiu cu butelii de CO2.

În incinta proprie a turbinei cu gaze există iluminat și ventilație proprie cât și instalație de stingere incendii cu butelii de CO2.

Sala turbinelor și cazanelor are instalație de iluminat și instalație de ventilație iar pentru stingerea incendiilor sunt prevăzuți hidranți interiori și exteriori și instalații portabile

Apele de golire și apele accidentale sunt preluate de o instalație de canalizare cu sifoane de pardoseală și sunt deversate în instalația de canalizare existentă a termocentralei.

Clădirea are alimentare cu apă potabilă la 2 robineți pentru necesități de spălare a pardoselii.

Obiectul 1 – Motoare termice (S2)

Parte de construcții și arhitectura:

-Compresor de gaze în incinta proprie, amplasată pe fundație de beton

-Sala motoare și instalații recuperatoare - clădire din panouri fonoabsorbante cu vată minerală pe structură metalică, cu fundații izolate sub stâlpi și pardoseală de beton. Clădirea este dezvoltată pe două etaje, la parter fiind instalate motoarele termice, generatoarele și o parte din anexele motoarelor (pompe de circulație agent termic și ulei). Fundațiile motoarelor sunt individuale iar pardoseala este din beton.

La etajul 1 se amplasează schimbătoarele de căldură pentru recuperarea căldurii din gazele de ardere, atenuatoarele de zgomot și instalațiile de tratare a gazelor de ardere (reducerea catalitică a NOx).

Clădirea poate fi construită și într-o variantă mai compactă, din beton.

Parte termomecanică

Fiecare motor are un circuit propriu de recuperare a căldurii. Apa care lucrează în acest circuit este separată față de apă de termoficare.

În acest circuit se recuperează căldura de la aerul de ardere insuflat în motor, de la ulei, de la cilindrii motorului și de la gazele de ardere.

Pentru partea de circuit motor în care nivelul de temperatura nu mai este suficient pentru încălzirea apei de termoficare, căldura este evacuată direct în atmosferă printr-un radiator dry-cooler.

Recuperatoarele de căldură din gazele de ardere sunt de tipul ignitubular.

În acest circuit circulația este asigurată cu o pompă cu convertizor de frecvență, care, funcționând la debit variabil, asigură reglajul sarcinii termice transferate. Este posibilă și instalarea unei pompe fără convertizor și reglarea debitului și implicit sarcinii cu ajutorul unui ventil de reglare.

Acest circuit reprezintă partea primară a unui schimbător de căldură cu plăci care face separația față de apă de termoficare, care reprezintă circuitul secundar.

Expansiunea apei de termoficare este rezolvată de zăvorul hidraulic al termocentralei iar expansiunea apei din circuitul recuperator al motorului este rezolvată cu vase de expansiune.

Răcirea aerului insuflat, a uleiului și a cilindrilor motorului este posibilă, în afara trimiterii căldurii spre apa de termoficare și printr-un al doilea radiator dry-cooler, pentru nivel de temperatură mare. Acesta este inserat în circuit printr-o vană cu trei căi și intervine în reglarea temperaturii apei care circulă prin motor, putând evacua la nevoie toată căldura în atmosferă, în cazul insuficienței apei de termoficare.

Evacuarea gazelor de ardere se face printr-un coș autoportant. La fiecare motor, recuperatorul de căldură din gazele de ardere are canal de by-pass, pentru cazul în care motorul funcționează singur fie din rațiuni de producere numai a energiei electrice sau în cazul când apa de termoficare nu mai este disponibilă să preia căldura. Reglarea cantității de gaze de ardere evacuate pe coșul de by-pass și deci decuplarea sarcinii electrice a motorului de sarcină termică este deci posibilă. În acest reglaj intervine și radiatorul dry-cooler de temperatură mare, după cum s-a menționat mai sus.

Parte electrică

Generatoarele motoarelor de gaze debitează energia electrică la 10,5 kV fiind racordate cu stația electrică.

Alimentarea electrică a motoarelor electrice auxiliare cu gaze (compresoare pentru aer de pornire, servomotoare) se face la tensiunea 0,4 kV. Grupul motor rezolvă celelalte nivele de tensiune necesare (220 V, 24 V) prin echipamente și circuite dedicate, utilizând alimentarea de 0,4 kV.

Parte de automatizare

Grupul moto-generator și circuitul de recuperare are automatizare proprie.

Conducerea parametrilor circuitelor de separație a transferului căldurii se realizează din DCS centrală.

Instalații în construcții

La compresorul de gaze există iluminat propriu, ventilație proprie și instalație de incendiu cu butelii de CO2.

În clădirea motoare există instalație de iluminat și o instalație de ventilație care rezolvă atât ventilația motorului și generatorului cât și ventilația salii.

Stingerea incendiilor se face cu hidranți exteriori și interiori și instalații portabile.

Apele de golire și apele accidentale sunt preluate de o instalație de canalizare cu sifoane de pardoseală și sunt deversate în instalația de canalizare existentă a termocentralei.

Rezervoarele de ulei și zona proximității motoarelor au o canalizare separată, condusă la o canalizare care trece printr-un sistem de filtre coalescente înainte de deversarea în canalizarea termocentralei.

Clădirea are alimentare cu apă potabilă la 2 robineți pentru necesități de spălare a pardoselii.

Obiectul 2 - Cazane pe gaz (S1, S2)

Parte de construcții

- Sala cazanelor de gaze - clădire din panouri sandwich cu vată minerală pe structură metalică, cu fundații izolate sub stâlpi și pardoseală de beton. Fundațiile echipamentelor (cazane, schimbătoare de căldură, pompe) sunt individuale.

Parte termomecanică

În sala cazane sunt instalate 4 cazane de apă caldă de 25 MW și un cazan de abur de 12 t/h cât și degazorul termic aferent acestuia.

La fiecare cazan de apă caldă este format un circuit de apă propriu, care transferă căldura către apa de termoficare prin intermediul unui schimbător de căldură cu placi. Prin urmare cazanul se află pe partea primară a schimbătorului de căldură cu plăci iar apa de termoficare circulă pe partea secundară.

Circuitul fiecărui cazan cuprinde:

- o pompă de circulație cu convertizor de frecvență
- o pompă de recirculare cazan pentru reglarea temperaturii la intrarea cazanului
- un vas de expansiune pentru preluarea dilatării apei

Cazanul de abur este destinat producerii aburului pentru degazarea apei de adaos în termoficare.

Întrucât în sistemul de termoficare din Arad adaosul este situat la 45-55 m3/h, și luând în considerare o rezervă acceptabilă pentru acoperirea unor avarii ocazionale, s-a considerat necesară o capacitate de producere a aburului de 12 t/h, 6 bar, saturat.

Cazanul de abur este dotat cu grup de pompe de alimentare.

Degazorul cazanului de abur este compus din rezervor de apă și coloana de degazare. Acest corp este atmosferic, cu presiunea maximă 1,05 bara, corespunzând cu temperatura apei 105 ^{o}C.

Aburul alimentează atât coloana degazorului cât și rezervorul, unde este barbotat prin masa de apă. Degazorul este dotat cu ventil de reglare a nivelului apei, ventil de reglare a aburului (pentru menținerea temperaturii în degazor la 104,5 ^{o}C.

Degazorul este dotat cu preîncălzitor de apă, alimentat cu abur, situat pe fluxul de apă înainte de intrarea în rezervor.

Aburul de la cazan se consumă continuu la instalația de adaos apă de termoficare. Din această cauză s-a optat pentru funcționarea cazanelor cu apă demineralizată, pentru a se evita încărcarea cu săruri a cazanelor.

Apa demineralizată este furnizată de la secția chimică a termocentralei. Prin urmare, din instalație face parte și un grup de pompare apă demineralizată, amplasat la secția chimică.

Apa degazată este preluată din rezervorul degazorului de către pompele de alimentare ale cazanului.

Parte electrică și automatizări

Cazanele de apă caldă, cazanele de abur și degazorul cazanului de abur au tablou propriu de alimentare electrică și automatizare. Este suficientă alimentarea acestor tablouri cu tensiune de 0,4 kV.

Alimentarea electrică se va efectua din stația electrică TP3, existentă.

Instalații în construcții

Sala cazanelor are instalație de iluminat și instalație de ventilație

Stingerea incendiilor se face cu hidranți exteriori, interiori și cu instalații portabile.

Apele de golire și apele accidentale sunt preluate de o instalație de canalizare cu sifoane de pardoseală și sunt deversate în instalația de canalizare existentă a termocentralei.

Clădirea are alimentare cu apă potabilă la 2 robineți pentru necesități de spălare a pardoselii.

Clădirea are grup sanitar iar apele menajere se evacuează prin pompare în canalizarea existentă a termocentralei.

Obiectul 3 - Degazor termic (S1, S2)

Parte de construcții

Soluția considerată prevede utilizarea degazorului în cadrul clădirii existente sala mașinilor.

Parte termomecanică

Instalația de degazare asigură eliminarea oxigenului din apa de adaos termoficare.

Soluția considerată prevede utilizarea rezervorului degazor existent în cadrul salii mașinilor, aflat în proximitatea cazanelor de abur C6 și C7. Acest rezervor existent necesită reabilitare și echipare adecvată cu toate dispozitivele de izolare, măsură, control și automatizare necesare, în scopul asigurării funcționalității de degazor. Capacitatea degazorului asigură un debit de apă degazată de până la 100 m3/h, în acord cu posibilitatea de alimentare cu apă tratată asigurată din STCA.

Degazorul este compus din rezervor de apă și coloana de degazare. Acest corp este atmosferic, cu presiunea maximă 1,05 bara, corespunzând cu temperatura apei 105 ºC.

Aburul provenind de la cazanele de abur alimentează atât coloana degazorului cât și rezervorul, unde este barbotat prin masa de apă. Degazorul este dotat cu ventil de reglare a nivelului apei, ventil de reglare a aburului (pentru menținerea temperaturii în degazor la 104,5 ºC).

Degazorul va fi dotat cu un preîncălzitor de apă încălzit cu apa de termoficare și un preîncălzitor de apă alimentat cu abur, situate pe fluxul de apă înainte de intrarea în rezervor.

Apa degazată este apă dedurizată, furnizată de la secția chimică a termocentralei (STCA). Prin urmare, din instalație face parte și un grup de pompare apa dedurizată, amplasat în STCA.

Apa degazată va fi preluată din rezervorul degazorului de către pompele de adaos în rețeaua de termoficare. Pentru reglarea fină a presiunii este prevăzut câte un ventil de descărcare a presiunii din retur rețea la degazor. Grupul de pompare a apei de adaos existent lângă degazor este format din 5 electropompe, două cu debit de cca. 60 m3/h, două cu debit de cca. 20 mc/h și una cu debit de cca. 90 m3/h. Ele se înlocuiesc cu pompe noi, cu aceleași caracteristici de debit și înălțime de pompare. Acționarea acestora se va realiza prin convertizor de frecvență. Grupul nou de pompe va fi prevăzut cu tablou electric nou de alimentare și control echipat cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de conducere al noii centrale.

Parte electrică și automatizări

Degazorul are tablou propriu de forță alimentat cu tensiunea de 0,4 kV, necesară alimentării pompelor și acționărilor de la vane. Conducerea automată a degazării și adaosului se face din DCS.

Instalații în construcții

În clădirea anexa a stației de pompare în care este amplasată instalația de degazare există instalație de iluminat și o instalație de ventilație

Stingerea incendiilor se face cu hidranți exteriori și interiori și instalații portabile, toate comune cu stația de pompe termoficare.

Apele de golire și apele accidentale sunt preluate de o instalație de canalizare cu sifoane de pardoseală și sunt deversate în instalația de canalizare existentă a termocentralei.

Clădirea are alimentare cu apă potabilă la 1 robinet pentru necesități de spălare a pardoselii.

Obiectul 4 - Acumulator de căldură (S1, S2)

Parte de construcții

Acumulatorul este un rezervor de cca. 10.000 mc, capacitate utilă 8.500 mc, de dimensiuni diametru cca 25 m și înălțime cca 25 m, amplasat pe un radier. Rezervorul este atmosferic iar menținerea căldurii se face cu izolație groasă de vată minerală protejată cu tablă zincată.

Pompele acumulatorului și dispozitivele de reglaj sunt amplasate în stația pompe termoficare (SP).

Parte termomecanică

Acumulatorul este conectat cu două racorduri de apă cu stația pompe termoficare.

Prin acestea:

- fie se alimentează acumulatorul cu apă caldă la partea de sus din colectorul de tur termoficare printr-un ventil de reglaj și se extrage apa rece de la partea de jos pentru a fi trimisă în colectorul de retur prin intermediul pompelor de extragere apa rece;

- fie se extrage cu apă caldă de la partea de sus și se trimite în colectorul de tur termoficare prin intermediul pompelor de extragere apa caldă și se alimentează acumulatorul cu apă rece din colectorul de retur prin intermediul unui ventil de reglaj;

- fie în acumulatorul staționat în perioada rece se face o recirculare cu pompe dedicate, pentru evitarea înghețului conductelor de legătură.

Astfel, instalația cuprinde patru pompe de extragere de debit până la 1.000 mc/h, două pentru apă rece și două pentru apă caldă, respectiv două pompe de recirculare.

Parte electrică și automatizare

Alimentarea electrică a pompelor acumulatorului se face prin convertizoare de frecvență din stația electrică, la tensiunea de 0,4 kV.

Conducerea automată se realizează din DCS.

Obiectul 5 - Stație de pompare agent termic (S1, S2)

Parte de construcții

Sala pompelor este o clădire din panouri sandwich cu vată minerală pe structură metalică, cu fundații izolate sub stâlpi și pardoseală de beton. Fundațiile pompelor sunt individuale.

Parte termomecanică

Se instalează patru pompe de termoficare de 1.000 mc/h și cca 11 bar.

Acestea aspiră apa dintr-un colector de retur și pompează într-un colector de tur rece.

Din acesta, apa se distribuie la sursele de căldură prin intermediul unui ventil de reglare pentru ansamblul echipamente cogenerare și un altul pentru ansamblul cazane de apă caldă.

Apa caldă sosește într-un colector de tur cald de unde se trimite la rețea și la acumulator.

Parte electrică și automatizări

Alimentarea electrică a pompelor de termoficare se face prin convertizoare de frecvență din stația electrică, la tensiunea de 0,4 kV.

Conducerea automată se realizează din DCS.

Instalații în construcții

Sala pompelor are instalație de iluminat și instalație de ventilație.

Stingerea incendiilor se face cu hidranți exteriori, interiori și cu instalații portabile.

Apele de golire și apele accidentale sunt preluate de o instalație de canalizare cu sifoane de pardoseală și sunt deversate în instalația de canalizare existentă a termocentralei.

Clădirea are alimentare cu apă potabilă la 2 robineți pentru necesități de spălare a pardoselii.

Obiectul 6 - Stație electrică și sistem de control distribuit (S1)

Parte de construcții

Stația electrică va fi o clădire în soluția construcție metalică și panouri sandwich cu vată minerală, cu subsol de cabluri, parter și etaj.

Parterul este destinat amplasării celulelor de medie tensiune, transformatoarelor de servicii proprii și dulapurilor de joasă tensiune.

Etajul este destinat amplasării serverelor DCS, camerei de comandă și unor birouri.

Transformatoarele ridicătoare 10,5/110 kV se vor amplasa pe fundații proprii, înconjurate de cuvă betonată.

Parte electrică

Stația de 10,5 kV este compusă din două secțiuni distincte, opțional cu posibilitatea tehnică de interconectate între ele. O secțiune 10,5 kV este alocată unei turbine cu gaze TG1 iar cealaltă secțiune 10,5kV este alocată celei de-a două turbine cu gaze TG2. SE 10,5 kV CHP va fi cuplată la SE 110 kV Mureșel prin intermediul unui transformator ridicător 10,5/110 kV. Transformatorul ridicător va fi dotat cu dulap de protecție și control și sistem de stingere. Fiecare generator va fi contorizat.

Pentru alimentarea consumatorilor electrici în cadrul centralei sunt utilizate transformatoare auxiliare coborâtoare 10,5/0,4 kV pentru obiectele unde sunt concentrate consumuri semnificative (SE, CA, SP) și dulapuri de distribuție 0,4 kV cu dublă alimentare și AAR.

Pentru asigurarea pornirii centralei în situația unei situații de black-out, este prevăzut un generator de pornire de urgență Diesel, dimensionat corespunzător puterii de pornire necesare, cuplat printr-un tablou electric cu AAR în dulapul general de distribuție al stației electrice.

Pentru asigurarea serviciilor proprii de c.c. aferente stației electrice se va utiliza un sistem dublu redresor 400 Vca / 220 Vcc și un set de baterii acumulator de capacitate adecvată. Pentru alimentarea sistemului DCS se va include o sursă neîntreruptibilă UPS de capacitate adecvată cu autonomie de minim 30 minute.

În cadrul soluției este prevăzută realizarea unui sistem SCADA de monitorizare și management al parametrilor electrici (protecții, contoare), sistem care va fi interconectat cu sistemul existent la nivelul SE 110 kV Mureșel.

Sistemul de control distribuit (DCS)

Noua stație electrică SE va include întregul sistem de control distribuit și conducere a proceselor tehnologice ale noii centrale (DCS), bazat pe microprocesoare, care să asigure toate funcțiile specifice, de operare, conducere, supervizare, reglare, comandă, automatizări, protecție, diagnoză, mentenanță, alarmare, raportare, configurare, acces securizat.

DCS și sistemele locale de automatizare vor asigură toate regimurile de operare necesare, respectiv vor porni, opera sau opri în siguranță instalațiile tehnologice utilizate pentru producerea energiei termice și electrice. Sistemele de automatizare vor realiza toate operațiile necesare de achiziție date, conversie și procesare de semnale, filtrare, validare, utilizând sisteme controller dedicate echipate cu module de intrări/ieșiri, module de comunicație digitală, ecrane de afișare grafică.

Sistemul de conducere și control distribuit (DCS) va include:

- stații operator, inclusiv inginerie
- server(e) de proces

- imprimante
- sistem de afișare pe perete
- cabinetele rack necesare
- infrastructura de comunicație Industrial Ethernet prin cabluri de cupru și respectiv de fibră optică
- cabinetul de control al centralei cu controller redundant
- cabinetele de comunicație, achiziție date și control din câmp, la nivelul obiectelor
- licențele și aplicațiile software necesare

DCS se va interconecta cu sistemele de automatizare ale obiectelor (TG, CA, DT, AC, SP, SE) prin intermediul unei rețele de comunicație digitală cu interfețe Industrial Ethernet și cu protocoale de comunicație adecvată (Modbus, Profibus, Ethernet/IP, etc). Rețeaua va asigură redundanța comunicațiilor și va utiliza cablu cu fibră optică.

Toate contoarele și sistemele de măsură vor fi integrate la nivelul DCS.

Instalații în construcții

În clădirea stației electrice vor fi prevăzute următoarele instalații:

- instalație de iluminat
- instalație de ventilație cameră DCS, birouri, cameră de comandă
- instalație de ventilație cameră celule și cameră dulapuri de joasă tensiune
- instalație de ventilație la fiecare transformator servicii proprii
- instalație de ventilație cameră baterii
- instalații de climatizare cu unități de tip mono-split sau multi-split
- instalații de încălzire electrice
- grup sanitar

Stingerea incendiilor la stația electrică se face cu hidranți exteriori și interiori și instalații portabile.

Stingerea incendiilor la transformatoarele ridicătoare se face cu instalații de stropire.

Obiectul 6 - Stație electrică și sistem de control distribuit (S2)

Parte de construcții

Stația electrică va fi o clădire în soluția de construcție metalică și panouri sandwich cu vată minerală, cu subsol de cabluri, parter și etaj.

Parterul este destinat amplasării celulelor de medie tensiune, transformatoarelor de servicii proprii și dulapurilor de joasă tensiune.

Etajul este destinat amplasării serverelor DCS, camerei de comandă și unor birouri.

Transformatoarele ridicătoare 10,5/110 kV se vor amplasa pe fundații proprii, înconjurată de cuva betonată.

Parte electrică

Stația de 10,5 kV este compusă din două secțiuni distincte, opțional cu posibilitatea tehnică de interconectate între ele. O secțiune de 10,5 kV este alocată unui prim grup de 2 generatoare – 2 GenSet-uri de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT – iar cealaltă secțiune de 10,5 kV este alocată pentru 1 generatoare – 1 GenSet de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT. Stația SE 10,5 kV CHP va fi cuplat la SE 110kV Mureșel prin intermediul unui transformator ridicător 10,5/110 kV.

Transformatorul ridicător va fi dotat cu dulap de protecție și control și sistem de stingere. Fiecare generator va fi contorizat.

Pentru alimentarea consumatorilor electrici în cadrul centralei sunt utilizate transformatoare auxiliare coborâtoare 10,5/0,4 kV pentru obiectele unde sunt concentrate consumuri semnificative (SE, SP) și dulapuri de distribuție 0,4 kV cu dublă alimentare și AAR.

Pentru asigurarea pornirii centralei în situația unei situații de black-out, este prevăzut un generator de pornire de urgență Diesel, dimensionat corespunzător puterii de pornire necesare, cuplat printr-un tablou electric cu AAR în dulapul general de distribuție al stației electrice.

Pentru asigurarea serviciilor proprii de c.c. aferente stației electrice se va utiliza un sistem dublu redresor 400Vca / 220Vcc și un set de baterii acumulator de capacitate adecvată. Pentru alimentarea sistemului DCS se va include o sursă neîntreruptibilă UPS de capacitate adecvată cu autonomie de minim 30 minute.

În cadrul soluției este prevăzută realizarea unui sistem SCADA de monitorizare și management al parametrilor electrici (protecții, contoare), sistem care va fi interconectat cu sistemul existent la nivelul SE 110 kV Mureșel.

Sistemul de control distribuit (DCS)

Noua stație electrică SE va include întregul sistem de control distribuit și conducere a proceselor tehnologice ale noii centrale (DCS), bazat pe microprocesoare, care să asigure toate funcțiile specifice, de operare, conducere, supervizare, reglare, comandă, automatizări, protecție, diagnoză, mentenanță, alarmare, raportare, configurare, acces securizat.

DCS și sistemele locale de automatizare vor asigură toate regimurile de operare necesare, respectiv vor porni, opera sau opri în siguranță instalațiile tehnologice utilizate pentru producerea energiei termice și electrice. Sistemele de automatizare vor realiza toate operațiile necesare de achiziție date, conversie și procesare de semnale, filtrare, validare, utilizând sisteme controller dedicate echipate cu module de intrări/ieșiri, module de comunicație digitală, ecrane de afișare grafică.

Sistemul de conducere și control distribuit (DCS) va include:

- stații operator, inclusiv inginerie
- server(e) de proces
- imprimante
- sistem de afișare pe perete
- cabinetele rack necesare
- infrastructura de comunicație Industrial Ethernet prin cabluri de cupru și respectiv de fibră optică
- cabinetul de control al centralei cu controller redundant
- cabinetele de comunicație, achiziție date și control din câmp, la nivelul obiectelor
- licențele și aplicațiile software necesare

DCS se va interconecta cu sistemele de automatizare ale obiectelor (MT, CA, AC, SP, DT, SE) prin intermediul unei rețele de comunicație digitală cu interfețe Industrial Ethernet și cu protocoale de comunicație adecvată (Modbus, Profibus, Ethernet/IP, etc). Rețeaua va asigură redundanța comunicațiilor și va utiliza cablu cu fibră optică.

Toate contoarele și sistemele de măsură vor fi integrate la nivelul DCS.

Instalații în construcții

În clădirea stației electrice vor fi prevăzute următoarele instalații:

- instalație de iluminat
- instalație de ventilație cameră DCS, birouri, cameră de comandă
- instalație de ventilație cameră celule și cameră dulapuri de joasă tensiune
- instalație de ventilație la fiecare transformator servicii proprii.
- instalație de ventilație cameră baterii
- instalații de climatizare cu unități de tip mono-split sau multi-split
- instalații de încălzire electrice
- grup sanitar

Stingerea incendiilor la stația electrică se face cu hidranți exteriori și interiori și instalații portabile.

Stingerea incendiilor la transformatoarele ridicătoare se face cu instalații de stropire.

Obiectul 7 - Servicii generale, rețele în incintă și racorduri (S1, S2)

Demolări și dezafectări

În amplasamentul alocat pentru noua centrală s-au constatat o serie de obiecte (clădiri, instalații și facilități tehnologice) neutilizabile. Vor fi efectuate următoarele demolări de construcții:

- în zona 1 de proiect (terenul S1.1):
  - Dezmembrare, demontare și demolare ansamblu cazane CAF4 și CAF5 și instalații auxiliare
  - Dezmembrare, demontare și demolare turn de răcire, fundații și canale aferente
  - Demontare și demolare construcție, rezervor HCl și anexe
  - Demolare platforme de beton, căi ferate uzinale interioare, după cum este cazul
  - Demolare drumuri betonate / asfaltate, dacă este cazul
  - Demontare suporți din beton/metal, stâlpi, dacă este cazul
  - Demontări de conducte, unde este cazul
  - Relocări de conducte, unde este cazul
  - Defrișare spații verzi în zonă (arbuști, mărăciniș, etc.), unde este cazul
- în zona 2 de proiect (terenul S2):
  - Demontare echipamente electrice aferente TP8-TR11-TR12
  - Demolare construcție TP8
  - Demontare rezervor existent lângă TP8
  - Demolare depozit / garaj auto nr. 2
  - Demolare rezervoare existente lângă garaj auto
  - Demolare cămine de canalizare, drenaje, dacă este cazul
  - Refacere trasee de conducte existente în proximitate, dacă este cazul
  - Defrișare spații verzi în zonă (arbuști, mărăciniș, etc.), unde este cazul
- în zona 3 de proiect (alte suprafețe din incinta CETH):
  - Nu sunt prevăzute lucrări de dezafectare și demolare la clădirile și instalațiile existente CETH
  - Instalarea echipamentelor noi în cadrul construcțiilor existente (STCA) va presupune reparații ale construcțiilor respective, dacă este cazul;
  - Demontări izolații termice, aparataje și conducte aferente degazorului termic existent, în scopul modernizării / reabilitării
  - Curățire, verificare și reparații degazor existent

Rețele în incintă și racorduri

Se vor realiza următoarele conducte de termoficare, pe estacade noi și existente, reabilitate

- de la racord retur termocentrală la stația pompe SP
- de la stația pompe la racord tur termocentrală
- de la stația pompe la sala cazane CA - tur și retur
- de la stația pompe la centrala de cogenerare MT - tur și retur
- de la stația pompe la acumulator AC - tur și retur

Se vor realiza următoarele racorduri de gaze naturale în soluție supraterană:

- din conducta actuală de alimentare a ansamblului de cazane CAF4 și CAF5 (conductă conectată la SRM3 existent în incinta CETH) la compresorul de gaz aferent instalației HE CHP
- de la compresorul de gaz la unitățile de cogenerare MT
- din conducta actuală de alimentare a ansamblului de cazane CAF4 și CAF5 la sala cazane CA

Se vor realiza următoarele alimentari cu apă, pe țevi de PE/PPR:

- ramificația de apă dedurizată de la secția chimică STCA la sala cogenerare MT și la sala cazanelor CA (adaos circuite separație)
- legătură de apă demineralizată de la secția chimică STCA la degazor cazan abur din clădirea CA
- legături apă potabilă din rețeaua existentă la sala cogenerare, sala cazane, sala pompe

Se vor racorda la rețeaua existentă de canalizare a apelor convențional curate, care deversează apa în canalul Mureșel, următoarele:

- canalizare sală pompe SP
- canalizare sală cogenerare MT - direct și prin separator coalescent
- canalizare sală cazane CA
- golire acumulator AC
- cuve transformator ridicător - prin separator coalescent

Se vor racorda la rețeaua existentă de canalizare menajeră (cuplată la rețeaua municipală de canalizare), prin grupuri de pompare:

- grupuri sanitare (sală cazane CA și stație electrică SE)

Se vor racorda la rețeaua PSI a incintei următoarele:

- instalația de stingere incendii cu hidranți exteriori
- instalația de stingere incendii cu hidranți interiori
- instalațiile de stropire de la transformatoarele ridicătoare

Se vor realiza următoarele racorduri de cabluri:

- 110 kV de la transformatorul ridicător la stația electrică 110 kV Mureșel existentă, în exteriorul incintei CETH - soluție subterană și supraterană
- 10,5 kV de la unitățile de cogenerare la celulele de medie tensiune din stația electrică - soluție combinată în canivou și tuburi
- 10,5 kV din stația electrică la transformatorul ridicător - soluție canivou
- 10,5 kV din stația electrică (prin transformator 10,5/6 kV) la stația 6 kV SG CET Hidrocarburi existentă - soluție în tuburi și canivou
- 0,4 kV de la stația electrică la sala pompe SP - soluție canivou

- 0,4 kV de la stația electrică la sala cogenerare MT - soluție canivou
- 0,4 kV de la stația electrică la sala cazane CA - soluție canivou

Drumuri în incintă

Din actualul drum din incinta CETH care leagă zona sălii mașinilor cu cazanele de abur C6-C7 cu poarta 2 se va ramifica un drum spre sala cazanelor CA, sala motoarelor MT, stația electrică SE, compresorul de gaz CG și acumulatorul de căldură AC. Drumul se va realiza în variantă cu dale de beton, fără bordură.

3.2.1.5 Condiționalitățile produse ca urmare a integrării instalației noi cu sistemele existente

Nu există condiționalități în privința dezvoltării capacităților propuse.

Noua sursă este concepută astfel încât să nu interfere cu instalațiile existente de producere a energiei din cadrul CET Hidrocarburi (cazanele C6 și C7, utilizate în configurație de producere a apei fierbinți), instalație care se vor păstra temporar în funcțiune până la finalizarea obiectivului de investiție.

Stația electrică de racord la SEN care primește puterea electrică și sistemul SACET care primește căldura de la noua sursă nu sunt forțate să își modifice parametrii de funcționare ca urmare a integrării acestora cu sistemele nou prevăzute. Noua sursă se va racorda electric la SE 110kV Mureșel (existentă, deținută de operatorul de rețea E-Distribuție Banat SA), se va racorda pentru alimentarea cu apă demineralizată și apă dedurizată la STCA existentă în CET Hidrocarburi, se va racorda la utilitățile existente în amplasamentul CET Hidrocarburi.

Totodată, rețeaua termică SACET pentru transportul și distribuția energiei termice permite preluarea căldurii produse, noua sursă fiind dimensionată să își ajusteze producția de energie termică în funcție de sarcină termică de consum.

3.2.2 Caracteristicile și specificațiile tehnice principale

3.2.2.1 Condițiile de referință aferente echipamentelor termo-energetice

Turbine cu gaz (S1)

- Altitudine: 108 m d.m.
- Temperatură aer (ISO): 15 °C
- Umiditate relativă aer (ISO): 60 %
- Combustibil gazos: gaz natural 100%
- Conținut O2 în gazele de ardere: 15%, analiză uscată
- Presiune gaze de ardere: 1.013,25 mbar
- Temperatură gaze de ardere: 0 °C

Motoare cu gaz (S2)

- Altitudine: 108 m d.m.
- Temperatură aer (ISO): 25 °C
- Umiditate relativă aer (ISO): 30 %
- Combustibil gazos: gaz natural 100%
- Conținut O2 în gazele de ardere: 15%, analiză uscată
- Presiune gaze de ardere: 1.013,25 mbar
- Temperatură gaze de ardere: 0 °C

Cazane cu gaz (S1, S2, SR)

- Altitudine: 108 m d.m.

- Temperatură aer (ISO): 15 °C
- Umiditate relativă aer (ISO): 60 %
- Combustibil gazos: gaz natural 100%
- Conținut O2 în gazele de ardere: 3%, analiză uscată
- Presiune gaze de ardere: 1.013,25 mbar
- Temperatură gaze de ardere: 0 °C

3.2.2.2 Condițiile de referință pentru cogenerarea de înaltă eficiență

Pentru determinarea indicatorilor de proiect și a performanțelor noii instalații de cogenerare de înaltă eficiență, este necesară specificarea condițiilor de referință stabilite în Regulamentul delegat al Directivei EED nr. 2402/2015/EU, respectiv realizarea unor calcule prealabile.

Condiții de referință pentru calculul de eficiență energetică (anul 2026):

- Bază de reglementare: Directiva EED 27/2012/EU
  Regulamentul 2402/2015/EU
  Regulamentul 2066/2018/EU

- **Temperatura medie anuală de referință**, pentru zona climatică a proiectului:

  tma = 12°C

- **Coeficientul de corecție climatică a randamentului electric de referință** pentru producerea separată a energiei electrice, în raport cu condițiile climatice:

  fcc = 0,1%/°C

- **Coeficienții de pierdere evitată în rețelele electrice**, în funcție de nivelul de tensiune (i), respectiv de locul de consum al energiei (j), în rețele electrice interne respectiv externe:

  Valorile fcp(ij) preluate din tabelul prezentat în Regulamentul 2402/2015/EU sunt:
  fcp11 = 0,891 pentru rețele electrice interne și tensiune generator 10,5 kV
  fcp12 = 0,918 pentru rețele electrice externe și tensiune generator 10,5 kV

- **Coeficientul de corecție a randamentului electric de referință** pentru producerea separată a energiei electrice în raport cu pierderile evitate în rețelele electrice: **fcp = Σ fcp(ij)*w(ij)**, unde w(ij) sunt ponderile de livrare a energiei în rețele electrice, în funcție de nivelul de tensiune ”i” al rețelei și de locul de consum “j” în rețea (rețea internă sau externă). Pentru modelarea cazului de referință, se vor utiliza următoarele ponderi:

  S1:
  w11 = EEC/EE = 10,9 % EE livrată (consumată) în rețeaua internă de 10,5 kV
  w12 = 100% - 10,9% = 89,1% EE livrată în rețeaua externă de 10,50 kV (spre trafo ridicător).
  fcp = fcp11*w11 + fcp12*w12 = 0,891*10,9% + 0,918*89,1% = 0,9151

  S2:
  w11 = EEC/EE = 7,2 % EE livrată (consumată) în rețeaua internă de 10,5 kV
  w12 = 100% - 7,2% = 92,8% EE livrată în rețeaua externă de 10,50 kV (spre trafo ridicător).
  fcp = fcp11*w11 + fcp12*w12 = 0,891*7,2% + 0,918*92,8% = 0,9161

- **Randamentul de referință pentru producerea separată a energiei electrice**, pentru o instalații de producere separată a energiei electrice utilizând tehnologia CCGT cu combustibil gaz natural

(**G10**), realizată după anul **2016**, pentru o temperatură ambiantă de referință **ta,ref = 15 °C**, o umiditate relativă de referință de **60%** și o presiune atmosferică de referință de **1.013,25 mbar**, pentru un bilanț bazat pe **PCI**:

ηe,ref,o = 53,00% necorectat;
ηe,ref = 48,8% corectat, calculat în baza condițiilor climatice specifice și a pierderilor evitate în rețelele electrice, cu formulele:
Δηet = fcc * (ta,ref – tma)
ηe,ref = (ηe,ref,o + Δηet) * fcp

S1:
Δηet = 0,1% * (15 – 12) = 0,3%
fcp = 0,9151
ηe,ref = (53% + 0,3%) * 0,9151 = 48,77%

S2:
Δηet = 0,1% * (15 – 12) = 0,3%
fcp = 0,9161
ηe,ref = (53% + 0,3%) * 0,9161 = 48,83%

- **Randamentul de referință pentru producerea separată a energiei termice** sub formă de apă caldă/fierbinte, utilizând tehnologia convențională de ardere a gazului natural (G10) cu cazan, realizată după anul 2016, pentru o temperatură ambiantă de referință **ta,ref = 15°C** și o umiditate relativă de referință a aerului de **60%** și o presiune atmosferică de referință de **1013,25 mbar**, pentru un bilanț bazat pe puterea calorifică inferioară (**PCI**):

  ηt,ref = 92,00%

- În baza valorilor de referință ale randamentelor termic (**ηt,ref**) și electric (**ηe,ref**) pentru producerea separată a energiei termice respectiv electrice, se poate calcula indicatorul specific de **economie anuală de energie primară a combustibilului consumat** în cogenerare de înaltă eficiență (**EEP**) față de situația producerii separate a ET și EE:

  EEP = 1 – 1 / [(ηt,chp / ηt,ref) + (ηe,chp / ηe,ref)]
  ΔEF = EF * (1 – EEP)

  unde:

  EF = EF,chp = energia primară a combustibilului consumat în cogenerare de înaltă eficiență
  ΔEF = economia de energie primară a combustibilului consumat, realizată prin cogenerare

  S1:
  ηe,chp = 34,0 %
  ηt,chp = 54,2 %
  EF = 310.994 MWh(f) / an
  EEP = 1 – 1 / [(34,0/48,77) + (54,2/92,0)] = 22,2%
  ΔEF = 310.994 / (1 – 22,2%) = 88.957 MWh(f)/an = 7.649 tep/an

  S2:
  ηe,chp = 47,3 %
  ηt,chp = 40,9 %
  EF = 411.894 MWh(f) / an

EEP = 1 – 1 / [(47,3/48,83) + (40,9/92,0)] = 29,2%
ΔEF = 411.894 / (1 – 29,2%) = 170.051 MWh(f)/an = 14.622 tep/an

- **Factorul de emisie CO2 pentru arderea gazului natural**, conform R 2066/2018/EU, este:
  FE = 56,1 tCO2/TJ x 0,0036 = 0,20196 tCO2/MWh(f)

- **Cantitatea anuală de emisie CO2** se determină astfel:
  MC [tCO2/an] = FE [tCO2/MWh(f)] * EF [MWh(f)/an]
  S1: MC = 310.994 * 0,20196 = 62.808 tCO2/an
  S2: MC = 411.894 * 0,20196 = 83.186 tCO2/an

- **Reducerea anuală a emisiei de CO2** raportată la energia utilă se determină astfel:
  ΔMC [tCO2/an] = FE [tCO2/MWh(f)] * ΔEF [MWh(f)/an]
  S1: ΔMC = 88.957 * 0,20196 = 17.966 tCO2/an
  S2: ΔMC = 170.051 * 0,20196 = 34.344 tCO2/an

3.2.2.3 Ipoteze și condiții de calcul pentru cantitatea de emisii raportată la energia electrică

Emisiile de gaze cu efect de seră (GES) se constituie numai din dioxidul de carbon CO2, având în vedere că nu regăsim în gazele de ardere alte gaze din categoria GES. În categoria GES intră, în principal:

- CO2 (dioxid de carbon)
- N2O (protoxidul de azot)
- CH4 (metan)
- HCFC (hidroclorofluorocarburi)
- HFC (hidrofluorocarburi)
- O3 (ozon)

Conform Anexei 7.1 DNSH din GS PNRR C6 I3, doar gazele cu efect de seră vor trebui contabilizate pentru calculul CO2eq. Totodată, în gazele de ardere emise de instalația HE CHP nu se regăsesc alte GES în afara emisiei de CO2, precum N2O și CH4. Emisiile de NOx și CO în gazele de ardere fac parte din categoria emisiilor poluante care nu au potențial direct de gaze cu efect de seră. N2O nu este echivalent cu NOx, care este un gaz poluant al atmosferei și care nu are un potențial de efect de seră. De asemenea, în cazul metanului CH4, se consideră că nu există scăpări, respectiv că arderea gazului natural este completă, cu factor de oxidare unitar.

Din aceste motive, se consideră că CO2eq = CO2, din perspectiva gazelor cu efect de seră eliberate din arderea gazului natural.

Având în vedere faptul că reducerea emisiei de CO2 este solicitată inclusiv prin raportare la energia electrică produsă, din această perspectivă se va utiliza în cadrul unităților de măsură care implică cantități de CO2 termenul de CO2eq (CO2e), pentru a evidenția că valoarea reducerii este una pentru o emisie de CO2 echivalentă producerii de energie electrică.

Calculul reducerii emisiei CO2 raportată la energia electrică produsă are la bază următoarele formule de calcul, pornind de la consumul de energie primară cunoscut și de la valorile de referință aplicabile:

(i) calculul cantității anuale de emisie CO2 generată de instalația de cogenerare (MC):

MC [tCO2/an] = EF,chp * FE,gn = EF,chp * (56,1 tCO2/TJ * 0,0036 TJ/MWh(f))

S1: MC = 62.808 tCO2/an

S2: MC = 83.186 tCO2/an

(ii) calculul cotei de combustibil consumat pentru producerea EE în cogenerare (ae), prin adoptarea metodei Eurostat/IEA:

ae [%] = EE,chp / (EE,chp + ET,chp) = ηe,chp / ηg,chp

S1: ae = 38,56 %

S2: ae = 53,61 %

(iii) calculul cantității de emisie de CO2 aferentă cotei de combustibil consumat pentru producerea EE în cogenerare (MCE):

MCE [tCO2/an] = ae * MC

S1: MCE = 24.217 tCO2e/an

S2: MCE = 44.595 tCO2e/an

(iv) calculul energiei electrice produsă și livrată în SEN (EEN):

EEN [MWh(e] = EE – EEC

S1: EEN = 94.219 MWh(e)/an

S2: EEN = 180.713 MWh(e)/an

(v) calculul emisiei specifice de CO2 pentru producerea energiei electrice livrate în SEN:

FESNE [gCO2/MWh(e)] = MCE *1000 / EEN

S1: FESNE = 257 gCO2e/kWh(e)

S2: FESNE = 247 gCO2e/kWh(e)

(vi) calculul emisiei specifice de CO2 pentru producerea energiei electrice la bornele generatoarelor:

FESE [gCO2/MWh(e)] = MCE *1000 / EE = MCT *1000 / ET = MC *1000 / (EE + ET)

S1: FESE = 229 gCO2e/kWh(e)

S2: FESE = 229 gCO2e/kWh(e)

3.2.2.4 Specificații tehnice configurație S1

Turbine cu gaz + recuperatoare de căldură (CHP TG)			
- Număr de unități (N):	buc.	**1 U**	**2 U**
- Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	1	6.241
- Căldură utilă (Qt):	MWt	13,5	27,0
- **Energie termică utilă (ET = Qt*Ho):**	**MWh**		**168.502**
- Putere electrică, la bornele generatorului (Pe):	MWe	8,47	16,94
- **Energie electrică (EE = Pe*Ho):**	**MWh**		**105.719**
- Putere electrică consumată de config., medie (Pec):	MWe		
- **Energie electrică consumată (EEC):**	**MWh**		**11.500**
- Putere electrică netă / livrată, medie (Pen):	MWe		
- **Energie electrică netă / livrată (EEN):**	**MWh**		**94.219**
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	24,92	49,83
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**		**310.994**
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	5,032	10,064

-	**Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**		**62.808**
-	Randament termic (ηt):	%	54,2	54,2
-	Randament electric (ηe):	%	34,0	34,0
-	Randament global (ηg):	%	88,2	88,2
-	Raport C (C = EE/ET):	-	0,63	0,63
-	Economie de energie primară (EEP=1-1/((ηt/ηtr)+(ηe/ηer)):	%	22,4	22,3
-	**Economie de energie primară (ΔEF):**	**MWh**		**88.957**
-	**Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**		**17.966**
-	Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/(EE+ET)):	gCO2/kWh		229
-	Emisie specifică CO2 (FESE = MC*1000/EEN):	gCO2/kWh(e)		257
-	Emisie NOx (VLE)	mg/Nm3	< 50	
-	Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	< 100	
-	Emisie SO2 (VLE)	mg/Nm3	n/a	
-	Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	n/a	
Cazane de apă cu gaz (CA)				
-	Număr de unități (N):	buc.	**1 U**	**4 U**
-	Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	1	968
-	Căldură utilă (Qt):	MWt	25	100
-	**Energie termică utilă (ET):**	**MWh**		**96.826**
-	Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	26,32	105,26
-	**Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**		**101.922**
-	Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	5,315	21,26
-	**Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**		**20.584**
-	Randament termic (ηt):	%	95,0	95,0
-	Economie de energie primară (EEP = 1 - 1/(ηt/ηt,ref)):	%	3,16	3,16
-	**Economie de energie primară (ΔEF = EF/(1-EEP):**	**MWh**		**3.324**
-	**Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**		**671**
-	Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/ET):	gCO2/kWh	212,6	212,6
-	Emisie NOx (VLE)	mg/Nm3	< 100	
-	Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	< 100	
-	Emisie SO2 (VLE)	mg/Nm3	n/a	
-	Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	n/a	
Cazane de abur cu gaz (CAS)				
-	Număr de unități (N):	buc.	**1 U**	
-	Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	2.135	
-	Debit de abur (qs)	t/h	12	
-	Căldură utilă (Qt):	MWt	7,382	
-	**Energie termică utilă (ET):**	**MWh/an**	**15.801**	
-	Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	7,77	
-	**Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh/an**	**16.633**	
-	Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	1,569	
-	**Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2/an**	**3.359**	
-	Randament termic (ηt):	%	95,0	
-	Economie de energie primară (EEP = 1 - 1/(ηt/ηt,ref)):	%	3,16	

- **Economie de energie primară (ΔEF = EF/(1-EEP):**	**MWh/an**	**542**	
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2/an**	**109,5**	
- Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/ET):	gCO2/kWh	212,6	
- Emisie NOx (VLE)	mg/Nm3	< 100	
- Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	< 100	
- Emisie SO2 (VLE)	mg/Nm3	n/a	
- Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	n/a	
Configurație sursă nouă S1 (CHP TG + CA + CAS)			
- **Energie termică utilă (ET = Σ ET(i)):**	**MWh**		**281.129**
- **Energie electrică (EE = EE1):**	**MWh**		**105.719**
- **Energie electrică consumată (EEC):**	**MWh**		**11.500**
- **Energie electrică netă / livrată (EEN = EE - EEC):**	**MWh**		**94.219**
- **Energie combustibil consumat (EF = Σ EF(i)):**	**MWh**		**429.549**
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**		**86.752**
- Randament termic configurație (ηt = ET/EF):	%		65,5
- Randament electric configurație (ηe = EE/EF):	%		24,6
- Randament global configurație (ηg = ηt + ηe):	%		90,1
- Raport C (C = EE/ET):	-		0,376
- Economie de energie primară (EEP = ΔEF/(EF+ΔEF):	%		17,77
- **Economie de energie primară (ΔEF = Σ ΔEF(i)):**	**MWh**		**92.823**
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**		**18.746**
- Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/(ET+EE):	gCO2/kWh		224,3
- Cotă ET în cogenerare de înaltă eficiență (c1):	%		59,9

3.2.2.5 Specificații tehnice configurație S2

Motoare termice pe gaz + recuperatoare de căldură (CHP MT)			
- Număr de unități (N):	buc.	**1 U**	**3 U**
- Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	1	6.241
- Căldură utilă (Qt):	MWt	9,0	27,0
- **Energie termică utilă (ET = Qt*Ho):**	**MWh**		**168.502**
- Putere electrică, la bornele generatorului (Pe):	MWe	10,4	31,2
- **Energie electrică (EE = Pe*Ho):**	**MWh**		**194.713**
- Putere electrică consumată de config., medie (Pec):	MWe		
- **Energie electrică consumată (EEC):**	**MWh**		**14.000**
- Putere electrică netă / livrată, medie (Pen):	MWe		
- **Energie electrică netă / livrată (EEN):**	**MWh**		**180.713**
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	22,0	66,0
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**		**411.894**
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	4,443	13,329
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**		**83.186**
- Randament termic (ηt = ET/EF):	%	40,9	40,9
- Randament electric (ηe = EE/EF):	%	47,3	47,3
- Randament global (ηg = ηt + ηe):	%	88,2	88,2
- Raport C (C = EE/ET):	-	1,156	1,156
- Economie de energie primară (EEP=1-1/((ηt/ηtr)+(ηe/ηer)):	%	29,2	29,2

- **Economie de energie primară (ΔEF):**	**MWh**		**170.051**
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**		**34.344**
- Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/(EE+ET)):	gCO2/kWh		229,0
- Emisie specifică CO2 (FESNE = MC*1000/EEN):	gCO2/kWh(e)		246,77
- Emisie NOx (VLE)	mg/Nm3	< 75	
- Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	< 100	
- Emisie SO2 (VLE)	mg/Nm3	n/a	
- Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	n/a	
Cazane de apă cu gaz (CA)			
- Număr de unități (N):	buc.	**1 U**	**4 U**
- Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	1	968
- Căldură utilă (Qt):	MWt	25	100
- **Energie termică utilă (ET):**	**MWh**		**96.826**
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	26,32	105,26
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**		**101.922**
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	5,315	21,26
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**		**20.584**
- Randament termic (ηt):	%	95,0	95,0
- Economie de energie primară (EEP = 1 - 1/(ηt/ηt,ref)):	%	3,16	3,16
- **Economie de energie primară (ΔEF = EF/(1-EEP):**	**MWh**		**3.324**
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**		**671**
- Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/ET):	gCO2/kWh	212,6	212,6
- Emisie NOx (VLE)	mg/Nm3	< 100	
- Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	< 100	
- Emisie SO2 (VLE)	mg/Nm3	n/a	
- Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	n/a	
Cazane de abur cu gaz (CAS)			
- Număr de unități (N):	buc.	**1 U**	
- Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	2.135	
- Debit de abur (qs)	t/h	12	
- Căldură utilă (Qt):	MWt	7,382	
- **Energie termică utilă (ET):**	**MWh/an**	**15.801**	
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	7,77	
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh/an**	**16.633**	
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	1,569	
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2/an**	**3.359**	
- Randament termic (ηt):	%	95,0	
- Economie de energie primară (EEP = 1 - 1/(ηt/ηt,ref)):	%	3,16	
- **Economie de energie primară (ΔEF = EF/(1-EEP):**	**MWh/an**	**542**	
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2/an**	**109,5**	
- Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/ET):	gCO2/kWh	212,6	
- Emisie NOx (VLE)	mg/Nm3	< 100	
- Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	< 100	
- Emisie SO2 (VLE)	mg/Nm3	n/a	

-	Emisie CO (VLE)	mg/Nm3	n/a
Configurație sursă nouă S2 (CHP MT + CA + CAS)			
-	**Energie termică utilă (ET = Σ ET(i)):**	**MWh**	**475.843**
-	**Energie electrică (EE = EE1):**	**MWh**	**194.713**
-	**Energie electrică consumată (EEC):**	**MWh**	**14.000**
-	**Energie electrică netă / livrată (EEN = EE – EEC):**	**MWh**	**180.713**
-	**Energie combustibil consumat (EF = Σ EF(i)):**	**MWh**	**530.449**
-	**Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**	**107.129**
-	Randament termic configurație (ηt = ET/EF):	%	53,0
-	Randament electric configurație (ηe = EE/EF):	%	36,7
-	Randament global configurație (ηg = ηt + ηe):	%	89,7
-	Raport C = EE/ET:	-	0,693
-	Economie de energie primară (EEP = ΔEF/(EF+ΔEF):	%	16,0
-	**Economie de energie primară (ΔEF = Σ ΔEF(i)):**	**MWh**	**173.917**
-	**Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**	**35.124**
-	Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/(ET+EE):	gCO2/kWh	225,1
-	Cotă ET în cogenerare de înaltă eficiență (c1):	%	59,9

3.2.2.6 Specificații privind zgomotul (S1, S2)

-	Nivelul presiunii sonore la 1 m de incinta/camera agregatului:	< 85 dB(A)
-	Nivelul presiunii sonore la 10 m de clădiri:	< 65 dB(A)
-	Nivelul presiunii sonore la limita de proprietate:	< 65 dB(A)
-	Nivelul presiunii sonore la fațada clădirilor rezidențiale:	< 55 dB(A) ziua și < 45 dB(A) noaptea

3.2.2.7 Indicatori principali de proiect

Pentru cele două scenarii S1 și S2, indicatorii de proiect se prezintă astfel, atât pentru instalația de cogenerare de înaltă eficiență, cât și pentru configurația noii surse în ansamblu, pentru primul an de operare:

ID	Indicatori obținuți la nivel de proiect implementat	U.M.	Valoare CHP S1	Valoare CHP S2
1	Reducerea anuală a gazelor cu efect de seră CO2 (ΔMC)	tCO2e	17.966	34.344
		%	22,2	29,2%
2	Capacitatea instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă (Pu = Qt + Pe)	MW	43,9	58,2
3	Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat (ΔEF și EEP)	MWh(f)/an	88.957	170.051
		%	22,2	29,2%
4	Randamentul global (ηg)	%	88,2	88,2
5	Randamentul electric (ηe)	%	34,0	47,3
6	Emisie specifică CO2 @ energie utilă (FES)	gCO2eq/kWh	229	229

7	Emisie specifică CO2 @ energie electrică (FESNE)	gCO2eq/kWhe	257	247

Cerințele minime conform GS PNRR C.6 I.3 CHP:

- Emisie specifică anuală de CO2 (FES): ≤ 250 gCO2/kWh
- Economia anuală de energie primară în MWh/an (EEP): ≥ 10 %
- Randament global brut anual în condiții ISO (ηg): ≥ 80 %
- Reducerea anuală a emisiei CO2 (ΔMC): > 0 tCO2/an

sunt astfel îndeplinite.

3.2.3 Caracteristicile și specificațiile tehnice pentru operare

3.2.3.1 Specificații tehnice configurație S1

Turbine cu gaz:

- Conținut maxim de hidrogen în GN: 20 %vol
- Temperatură agent termic: 65/95 ... 70/110 °C
- Temperatură maximă g.a. la coș: 120 °C
- Volum rezervor ulei: 5.000 l
- Consum ulei de ungere ISO VG46: 10 l/săpt.
- Consum apă de spălare/răcire: ocazional
- Consum agent de reducere NOx: nu este cazul
- Consum antigel: nu este cazul
- Timp maxim de pornire 0/100%: 10-15 minute
- Disponibilitate anuală în operare: 95 %
- Mentenanță de rutină: obligatorie, realizată de beneficiar cu personal instruit
- Mentenanță predictivă (planificată) specializată, obligatorie, realizată de producător
- Mentenanță corectivă (neplanificată) specializată, obligatorie, realizată de producător
- Revizie minoră: tipic la 35K ore de operare, realizată de producător
- Revizie majoră: tipic după 3 cicluri de câte 35K ore de operare, realizată de producător, de regulă prin înlocuire turbogenerator

Cazane cu gaz:

- Conținut maxim de hidrogen în GN: 20 %vol
- Temperatură agent termic: 50/70 ... 50/100 °C
- Temperatură maximă g.a. la coș: 120 °C
- Timp maxim de pornire 0/100%: 10 minute
- Disponibilitate anuală în operare: 95 %

3.2.3.2 Specificații tehnice configurație S2

Motoare cu gaz:

- Conținut maxim de hidrogen în GN: 25 %vol
- Temperatură agent termic: 65/95 ... 70/110 °C
- Temperatură maximă g.a. la coș: 120 °C
- Volum rezervor ulei: 6.800 l
- Consum ulei de ungere SAE 40: permanent, medie 2,4 l/h per motor @ sarcina nominală
- Consum apă de răcire: prima umplere + ocazional
- Consum agent de reducere AUS32: permanent, medie 30 l/h per motor @ sarcina nominală

- Consum antigel apă: prima umplere + ocazional
- Consum inhibitor coroziune apă: prima umplere + ocazional
- Timp maxim de pornire 0/100%: 10 minute
- Disponibilitate anuală în operare: 95 %
- Mentenanță de rutină: obligatorie, realizată de beneficiar cu personal instruit
- Mentenanță predictivă (planificată) specializată, obligatorie, realizată de producător
- Mentenanță corectivă (neplanificată) specializată, obligatorie, realizată de producător
- Revizie minoră: tipic la 40K ore de operare, realizată de producător
- Revizie majoră: tipic la 80K ore de operare, realizată de producător

Cazane cu gaz:

- Conținut maxim de hidrogen în GN: 20 %vol
- Temperatură agent termic: 50/70 ... 50/100 °C
- Temperatură maximă g.a. la coș: 120 °C
- Timp maxim de pornire 0/100%: 10 minute
- Disponibilitate anuală în operare: 95 %
- Revizie: nu este cazul

3.3 Costurile obiectivului de investiție

[Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții; Costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice.]

Pentru fiecare scenariu fezabil prezentat sunt estimate cheltuielile / costurile de realizare a investiției respectiv cheltuielile / costurile de operare și mentenanță.

3.3.1 Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții

Pentru fiecare scenariu prezentat, costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiție sunt incluse în cadrul Devizului General (DG), prezentat în cadrul secțiunii C. Anexe.

- Devizul General + Devizele Obiect aferente scenariului S1 – Anexa C2.1
- Devizul General + Devizele Obiect aferente scenariului S2 – Anexa C2.2
- Devizul General + Devizele Obiect aferente scenariului SR – Anexa C2.3

Cheltuielile de implementare a proiectului sunt corelate cu caracteristicile tehnice, tehnologiile propuse și complexitatea proiectului, cu obiectivele, activitățile și resursele proiectului, au fost stabilite în mod realist pentru condițiile actuale de piață și în contextul geopolitic actual. Bugetul include toate capitolele de investiție necesare, în concordanță cu forma devizului general prevăzută în cadrul HG nr. 907/2016, cu detalii pentru principalele obiecte și categorii de lucrări.

Alături de devizul general sunt prezentate 7 devize obiect, astfel:

Obiect 1 - MT : Motoare termice pe gaz
Obiect 2 - CA : Cazane de apă și abur pe gaz
Obiect 3 - DT : Degazor termic
Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură
Obiect 5 - SP : Stație de pompare

Obiect 5 - SE : Stație electrică și sistem de conducere + control
Obiect 7 - SG : Servicii generale, rețele și racorduri în incintă

Obiectele 1-7 de mai sus includ următoarele capitole de cheltuieli, în conformitate cu forma devizului general stabilită în cadrul HG nr. 907/2006, Anexele 7 și 8:

- 1.2 Amenajarea terenului *
- 1.3 Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială *
- 1.4 Relocarea/protecția utilităților
- 2.1 Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții
- 4.1 Lucrări de construcții și instalații, inclusiv procurări de materiale
- 4.2 Lucrări de construire și montaj utilaje și echipamente
- 4.3 Procurări de utilaje și echipamente
- 4.4 Procurări de utilaje și echipamente care nu necesită montaj
- 4.5 Procurări de dotări
- 4.6 Procurări de active necorporale
- 5.1 Organizarea șantierului pentru execuția lucrărilor *
- 6.1 Pregătirea personalului de exploatare
- 6.2 Probe tehnologice și teste

* incluse numai în cadrul obiectului 8, comun pentru toate celelalte obiecte

Serviciile de proiectare sunt incluse în cadrul DG, astfel:

- 3.1.1 Studii de teren
- 3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului
- 3.1.3 Alte studii de specialitate
- 3.3 Expertizare tehnică
- 3.5.4 Documentațiile tehnice necesare pentru obținerea avizelor, acordurilor și autorizațiilor, la faza de proiectare PT+DE
- 3.5.5 Verificarea tehnică de calitate a proiectului PT+DE, asigurată de antreprenor
- 3.5.6 Proiect tehnic și Detalii de execuție (PT+DE)
- 3.8.1.1 Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor
- 3.8.1.2 Asistență tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții

Cheltuielile asumate de investitor / beneficiar sunt incluse în cadrul DG, astfel:

- 1.1 Obținerea terenului (neaplicabilă)
- 3.2 Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor
- 3.4 Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor (neaplicabilă)
- 3.5.1 Elaborarea temei de proiectare (neaplicabilă)
- 3.5.2 Elaborarea studiului de prefezabilitate (neaplicabilă)
- 3.5.3 Elaborarea studiului de fezabilitate
- 3.6 Organizarea procedurilor de achiziție
- 3.7.1 Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finanțare și a tuturor studiilor necesare
- 3.7.2 Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor
- 3.7.3 Auditul financiar

- 3.8.2 Dirigenție de șantier asigurată de investitor (plata salariilor)
- 5.2.1 Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare
- 5.2.2 Cota 0,5% ISC aferentă controlului calității lucrărilor de construcții C (C+I)
- 5.2.3 Cota 0,1% ISC aferentă controlului statului și autorizării lucrărilor de construcții (C+I)
- 5.2.4 Cota 0,5% CSC aferentă lucrărilor de construcții și montaj (C+M)
- 5.2.5 Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare
- 5.3 Cheltuieli diverse și neprevăzute aferente investiției de bază (maxim 10%)
- 5.4 Cheltuieli pentru informare și publicitate

Detalii privind formarea capitolelor de cheltuieli regăsiți în cadrul cap. 5.3.9.

Pentru scenariul de referință contrafactual SR, devizul include următoarele obiecte:

Obiect 1 [2] - CA : Cazane de apă și abur pe gaz (130 MWt < 5 x 25 MWt + 1 x 7,4 MWt)
Obiect 2 [3] - DT : Degazor termic
Obiect 3 [5] - SP : Stație de pompare
Obiect 4 [7] - SG : Servicii generale, rețele și racorduri în incintă

Notă: În paranteze pătrate s-a păstrat corespondența cu identificatorii obiectelor din scenariul factual.

3.3.1.1 Deviz general – Scenariu S1

Vă rugăm consultați Anexa C2.1.

Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
375.186.944,00 lei	71.118.451,03 lei	446.305.395,03 lei
76.265.259,48 eur	14.456.438,87 eur	90.721.698,35 eur

3.3.1.2 Deviz general – Scenariu S2

Vă rugăm consultați Anexa C2.2.

Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
448.665.909,00 lei	85.071.203,82 lei	533.737.112,82 lei
91.201.526,37 eur	17.292.652,47 eur	108.494.178,84 eur

3.3.2 Costurile estimative de operare pe durata normată de viață

Pentru tehnologiile propuse în cadrul celor două scenarii, s-au luat în considerare următoarele categorii de cheltuieli:

- Cheltuielile de mentenanță planificată
- Cheltuielile de mentenanță neplanificată
- Cheltuielile de operare cu materialele consumabile
- Cheltuielile salariale cu operarea și administrarea

Ponderea principală a cheltuielilor de operare o reprezintă cele aferente obiectului cu instalația de cogenerare de înaltă eficiență (CHP TG / CHP MT). Sunt luate în considerare:

- Mentenanța planificată (piese obligatorii, manoperă, dotări) conform planului specific
- Mentenanța neplanificată (piese recomandate, manoperă)

- Reparațiile intermediare
    - la fiecare 40.000 ore pentru motoare (3)
    - la fiecare 35.000 ore pentru turbine (3)
- Reparația capitală
    - la 80.000+ ore pentru motoare (1)
    - la 105.000 ore pentru turbine (1)
- Aprovizionarea, analiza și înlocuirea uleiului la termenele planificate
- Aprovizionarea cu agent de reducere NOx la termenele planificate
- Aprovizionarea cu alte materiale consumabile (antigel, inhibitori de coroziune, lubrifianți, etc)
- Serviciile de diagnoză și monitorizare de la distanță, asistență tehnică și instruire

Notă: Orele menționate sunt ore medii raportate la sarcina nominală. În exploatare, sarcina de operare va fi distribuită uniform astfel încât să fie asigurată o mentenanță echilibrată pentru fiecare unitate CHP.

Condițiile de calculul pentru cheltuielile de operare și mentenanță:

- specificațiile prezentate în cap. 3.2.3
- orele medii de operare, pentru fiecare tip de echipament
- disponibilitatea anuală de 95% a surselor
- cheltuielile de salarizare mediate
- prețurile medii actuale ale consumabilelor

Detaliile pot fi urmărite în cadrul Anexelor **C2.3** (S1), **C2.4** (S2) și **C2.5** (SR) precum și în Anexa C7.0 – ACB.

Cheltuielile de mentenanță ale echipamentelor au fost stabilite în baza planurilor tipice de mentenanță ale furnizorilor și a recomandărilor acestora. În cazul scenariilor S1 și S2, cheltuielile de mentenanță se împart în două categorii principale:

• Mentenanță corectivă și reparații / neplanificată

• Mentenanță predictivă / planificată, inclusiv mentenanța de rutină

Referitor la cheltuielile variabile, conform acelorași Anexe C2.3, C2.4 și C2.5 se pot observa consumurile și cheltuielile cu principalele consumabile:

• Prețul mediu al uleiului de ungere pentru motoare / turbine a fost stabilit la 4 eur/litru, cu o indexare anuală de 1%

• Prețul mediu al agentului de reducere NOx pentru motoare a fost stabilit la 1 eur/litru, cu o indexare anuală de 0,5%

Structura de personal necesară exploatării pentru activitatea de producție este realizată pe baza organigramei stabilite optim după schema de funcționare a sursei de producere energie termică.

Datorită sistemelor de automatizare și a posibilității de comandă la distanță pentru activitățile operaționale este posibilă optimizarea schemei de personal raportată la nivelul actual. Nivelul salariului mediu brut pentru personalul alocat activității de producție s-a considerat de 9.100 lei/lună.

Zonă operațională	Structură personal
Producție	66
Dispecer	25
Conducere	10
Administrativ	20
Total	121

Costurile aferente activității de operare pentru zona de suport au fost incluse în alte costuri fixe. Aici se pot enumera: costurile aferente IT&C, transport, pază, ș.a.

Tabel 17. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S1

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)							2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760					6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																		
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	314.228,5	6.913.026					310.917,34	312.463,87	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, turbine cu gaz	EF1H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165				307.599,14	101.922,18	87.837,48	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506				25.873,44	16.632,93	10.472,58	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**402.291,2**	**9.252.698**				**333.472,58**	**429.472,44**	**410.773,93**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																		
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	60.702,4	1.396.155				0,00	62.792,87	63.105,20	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449				62.122,72	20.584,20	17.739,66	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071				5.225,40	3.359,19	2.115,04	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**81.246,7**	**1.868.675**				**67.348,12**	**86.736,25**	**82.959,90**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**
3. Apă tehnologică																		
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500					8.500,00									
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163				**231.159,60**	**148.602,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**				**231.159,60**	**157.102,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz																		
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	0,10						0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	qloc,max	lit/h/unit	0,11						0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	0,10						0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	1.318	29.001					**1.304**	**1.311**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit								4.000		4.000		4.000		4.000		4.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	4.000,00	88.000					**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**5.318**	**117.001**					**1.304**	**9.311**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**
6. Energie electrică																		
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						**7.500,00**										

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)			2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	314.228,5	6.913.026	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, turbine cu gaz	EF1H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**402.291,2**	**9.252.698**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	60.702,4	1.396.155	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**81.246,7**	**1.868.675**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**
3. Apă tehnologică																
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500												
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz																
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	0,10		0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	qloc,max	lit/h/unit	0,11		0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	0,10		0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	1.318	29.001	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit				4.000		4.000		4.000		4.000		4.000		4.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	4.000,00	88.000	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**5.318**	**117.001**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**
6. Energie electrică																
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an														

Tabel 18. Centralizator cheltuieli variabile S1

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,920		4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%			-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	143,99	115,19	100,79	92,33	83,88	75,42	66,96	58,50	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**109.574.846**	**2.520.221.459**				**151.476.675,66**	**177.210.517,15**	**152.400.069,85**	**133.056.993,72**	**116.246.029,46**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
	re	%																
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)																
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**100.808.858**	**2.520.221.459**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**151.476.675,66**	**177.210.517,15**	**152.400.069,85**	**133.056.993,72**	**116.246.029,46**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%			2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	90,92	92,93	96,57	100,10	100,10	100,10	100,10	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**40.779.294**	**937.923.754**				**33.165.040,51**	**42.712.570,45**	**40.852.936,11**	**40.174.168,68**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**724.092**	**16.654.109**				**2.274.379,30**	**1.545.732,48**	**920.582,10**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz	re	%	1,00%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		4,00	4,04	4,08	4,12	4,16	4,20	4,25	4,29	4,33	4,37	4,42	4,46	4,51	4,55
		lei/lit	22,45		19,68	19,87	20,07	20,27	20,48	20,68	20,89	21,10	21,31	21,52	21,74	21,95	22,17	22,40
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**121.591**	**2.675.010**				**26.708,77**	**192.564,25**	**27.558,01**	**196.613,43**	**28.111,93**	**200.565,36**	**28.676,98**	**204.596,72**	**29.253,39**	**208.709,12**	
6. Energie electrică						-19,3%	-11,5%	-7,4%										
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi	265,00	213,87	189,25	175,28										
		lei/MWh	948,48		1.303,67	1.052,16	931,01	862,27										
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**6.467.038**	**6.467.038**				**6.467.038,00**										
7. Alte cheltuieli variabile																		
Rată de escaladare	re	%	0,50%					0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.585.461**	**36.465.593**				**1.500.000,00**	**1.507.500,00**	**1.515.038,00**	**1.522.613,00**	**1.530.226,00**	**1.537.877,00**	**1.545.566,00**	**1.553.294,00**	**1.561.060,00**	**1.568.865,00**	**1.576.709,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**140.816.279**	**3.520.406.964**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**194.883.133,47**	**223.003.028,85**	**195.881.190,31**	**175.377.004,19**	**159.674.804,85**	**142.702.990,09**	**142.883.132,52**	**142.718.972,14**	**142.902.657,88**	**142.735.119,55**	**142.922.419,28**

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,920		4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04
		lei/MWh(f)	293,94		246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**109.574.846**	**2.520.221.459**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
	re	%														
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)														
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**100.808.858**	**2.520.221.459**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42
		lei/tCO2	499,02		503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**40.779.294**	**937.923.754**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**724.092**	**16.654.109**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz	re	%	1,00%		1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		4,60	4,64	4,69	4,74	4,78	4,83	4,88	4,93	4,98	5,03	5,08	5,13
		lei/lit	22,45		22,62	22,85	23,07	23,30	23,54	23,77	24,01	24,25	24,49	24,74	24,99	25,24
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**121.591**	**2.675.010**	**29.841,38**	**212.904,17**	**30.441,19**	**217.183,54**	**31.053,06**	**221.548,93**	**31.677,23**	**226.002,07**	**32.313,94**	**230.544,71**	**32.963,45**	**235.178,66**
6. Energie electrică																
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi												
		lei/MWh	948,48													
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**6.467.038**	**6.467.038**												
7. Alte cheltuieli variabile																
Rată de escaladare	re	%	0,50%		0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.585.461**	**36.465.593**	**1.584.593,00**	**1.592.516,00**	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**	**1.632.729,00**	**1.640.893,00**	**1.649.097,00**	**1.657.342,00**	**1.665.629,00**	**1.673.957,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**140.816.279**	**3.520.406.964**	**142.751.435,54**	**142.942.421,33**	**142.767.921,35**	**142.962.665,71**	**142.784.577,22**	**142.983.156,09**	**142.801.407,39**	**143.003.896,23**	**142.818.412,10**	**143.024.887,87**	**142.835.593,61**	**143.046.136,82**

Tabel 19. Centralizator cheltuieli fixe S1

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
CHELTUIELI FIXE																		
Mentenanță și reparații									6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i)**	**lei/an**	**9.307.328**	**232.683.192**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**7.820.508,55**	**6.680.640,70**	**6.880.221,45**	**7.045.916,71**	**7.211.651,34**	**7.383.640,98**	**7.561.885,63**	**7.740.174,57**	**7.924.718,51**	**8.115.517,48**
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			9.100,00	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						120	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an						13.501.440	20.455.200	20.660.400	20.867.760	21.077.280	21.288.960	21.502.800	21.718.800	21.936.960	22.157.280	22.379.760
Alte cheltuieli fixe																		
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**lei/an**	**1.268.368**	**29.172.462**				**1.200.000,00**	**1.206.000,00**	**1.212.030,00**	**1.218.090,00**	**1.224.180,00**	**1.230.301,00**	**1.236.453,00**	**1.242.635,00**	**1.248.848,00**	**1.255.092,00**	**1.261.367,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**31.044.050**	**776.101.254**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**14.701.440,00**	**29.481.708,55**	**28.553.070,70**	**28.966.071,45**	**29.347.376,71**	**29.730.912,34**	**30.122.893,98**	**30.523.320,63**	**30.925.982,57**	**31.337.090,51**	**31.756.644,48**
		eur/an			-	-	-	2.988.401	5.992.826	5.804.059	5.888.011	5.965.520	6.043.483	6.123.162	6.204.558	6.286.408	6.369.975	6.455.259
TOTAL CHELTUIELI	**C = CF + CV**	**lei/an**	**171.860.329**	**4.296.508.218**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**209.584.573,47**	**252.484.737,40**	**224.434.261,01**	**204.343.075,64**	**189.022.181,57**	**172.433.902,43**	**173.006.026,50**	**173.242.292,77**	**173.828.640,45**	**174.072.210,06**	**174.679.063,76**
		eur/an			-	-	-	42.602.820	51.323.252	45.621.356	41.537.367	38.423.047	35.051.103	35.167.400	35.215.427	35.334.615	35.384.126	35.507.483

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
CHELTUIELI FIXE																
Mentenanță și reparații					6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i)**	**lei/an**	**9.307.328**	**232.683.192**	**8.312.571,46**	**8.509.669,71**	**8.713.022,98**	**8.922.636,19**	**9.138.504,42**	**9.360.632,57**	**9.589.015,75**	**54.092.948,12**	**10.052.140,43**	**10.293.092,67**	**10.540.304,84**	**10.793.776,96**
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați			180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an			22.604.400	22.831.200	23.060.160	23.291.280	23.524.560	23.760.000	23.997.600	24.237.360	24.479.280	24.723.360	24.969.600	25.220.160
Alte cheltuieli fixe																
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**lei/an**	**1.268.368**	**29.172.462**	**1.267.674,00**	**1.274.012,00**	**1.280.382,00**	**1.286.784,00**	**1.293.218,00**	**1.299.684,00**	**1.306.182,00**	**1.312.713,00**	**1.319.277,00**	**1.325.873,00**	**1.332.502,00**	**1.339.165,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**31.044.050**	**776.101.254**	**32.184.645,46**	**32.614.881,71**	**33.053.564,98**	**33.500.700,19**	**33.956.282,42**	**34.420.316,57**	**34.892.797,75**	**79.643.021,12**	**35.850.697,43**	**36.342.325,67**	**36.842.406,84**	**37.353.101,96**
		eur/an			6.542.259	6.629.715	6.718.887	6.809.777	6.902.385	6.996.710	7.092.753	16.189.251	7.287.468	7.387.402	7.489.055	7.592.866
TOTAL CHELTUIELI	**C = CF + CV**	**lei/an**	**171.860.329**	**4.296.508.218**	**174.936.081,00**	**175.557.303,04**	**175.821.486,34**	**176.463.365,90**	**176.740.859,64**	**177.403.472,67**	**177.694.205,14**	**222.646.917,35**	**178.669.109,53**	**179.367.213,54**	**179.678.000,45**	**180.399.238,78**
		eur/an			35.559.728	35.686.005	35.739.707	35.870.183	35.926.590	36.061.281	36.120.379	45.258.038	36.318.551	36.460.456	36.523.631	36.670.239

Tabel 20. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S2

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)							3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760					6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																		
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	416.280,2	9.158.164					411.893,70	413.942,50	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, motoare termice	EF1H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165				307.599,14	101.922,18	87.837,48	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506				25.873,44	16.632,93	10.472,58	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**499.905,9**	**11.497.836**				**333.472,58**	**530.448,81**	**512.252,56**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																		
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	80.416,6	1.849.583				0,00	83.186,05	83.599,83	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449				62.122,72	20.584,20	17.739,66	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071				5.225,40	3.359,19	2.115,04	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**100.961,0**	**2.322.103**				**67.348,12**	**107.129,44**	**103.454,53**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**
3. Apă tehnologică																		
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500					8.500,00									
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163				231.159,60	148.602,60	93.564,60	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**				**231.159,60**	**157.102,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, motoare termice																		
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	2,70						2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
	qloc,max	lit/h/unit	3,05						3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	2,90						2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	54.826	1.206.172					54.248	54.518	54.870	54.870	54.870	54.870	54.870	54.870	54.870	54.870
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit							6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800
Interval schimb de ulei / unitate	Hos	h	6.000	132.000					6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	20.400,00	448.800					20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**75.226**	**1.654.972**					**74.648**	**74.918**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice																		
Debit agent reducere	qar	lit/h/unit	30,00						30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Cantitate agent reducere	**Var = qar*N*Hom**	**m3/an**	**567,65**	**12.488**					**561,67**	**564,47**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	416.280,2	9.158.164	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, motoare termice	EF1H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**499.905,9**	**11.497.836**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	80.416,6	1.849.583	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**100.961,0**	**2.322.103**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**
3. Apă tehnologică																
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500												
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, motoare termice																
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	2,70		2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
	qloc,max	lit/h/unit	3,05		3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	2,90		2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	54.826	1.206.172	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit			6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800
Interval schimb de ulei / unitate	Hos	h	6.000	132.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	20.400,00	448.800	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**75.226**	**1.654.972**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice																
Debit agent reducere	qar	lit/h/unit	30,00		30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Cantitate agent reducere	**Var = qar*N*Hom**	**m3/an**	**567,65**	**12.488**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**

Tabel 21. Centralizator cheltuieli variabile S2

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,00%			**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,9195		**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**
1. Gaz natural	re	%	-3,94%		**1,00**	-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	**143,99**	**115,19**	**100,79**	**92,33**	**83,88**	**75,42**	**66,96**	**58,50**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**135.439.527**	**3.115.109.118**				**151.476.675,66**	**218.875.760,77**	**190.049.368,88**	**166.699.021,27**	**145.637.585,78**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**
	re	%																
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)																
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**		**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**124.604.365**	**3.115.109.118**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**151.476.675,66**	**218.875.760,77**	**190.049.368,88**	**166.699.021,27**	**145.637.585,78**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,48%		**1,00**	2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	**90,92**	**92,93**	**96,57**	**100,10**	**100,10**	**100,10**	**100,10**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**
		lei/tCO2	499,02	447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**50.682.108**	**1.165.688.484**				**33.165.040,51**	**52.755.031,14**	**50.945.348,87**	**50.331.774,47**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		**2,00**	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**724.092**	**16.654.109**				**2.274.379,30**	**1.545.732,48**	**920.582,10**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, motoare termice	re	%	1,00%			**1,0%**	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		**4,00**	4,04	4,08	4,12	4,16	4,20	4,25	4,29	4,33	4,37	4,42	4,46	4,51	4,55
		lei/lit	22,45		19,68	19,87	20,07	20,27	20,48	20,68	20,89	21,10	21,31	21,52	21,74	21,95	22,17	22,40
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**1.713.558**	**37.698.276**					**1.528.573,12**	**1.549.439,53**	**1.572.290,17**	**1.588.013,07**	**1.603.893,20**	**1.619.932,13**	**1.636.131,45**	**1.652.492,77**	**1.669.017,69**	**1.685.707,87**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice	re	%	0,50%			**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Preț agent reducere gaze poluante	PARN	eur/lit	1,07		**1,00**	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07
		lei/lit	5,25		4,92	4,94	4,97	4,99	5,02	5,04	5,07	5,09	5,12	5,15	5,17	5,20	5,22	5,25
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	**CV5**	**lei/an**	**3.003.641**	**66.080.105**					**2.818.830,36**	**2.847.015,72**	**2.879.733,36**	**2.894.132,02**	**2.908.602,68**	**2.923.145,70**	**2.937.761,43**	**2.952.450,23**	**2.967.212,49**	**2.982.048,55**
6. Energie electrică						-19,3%	-11,5%	-7,4%										
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi	**265,00**	**213,87**	**189,25**	**175,28**										
		lei/MWh	948,48		1.303,67	1.052,16	931,01	862,27										
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**6.467.038**	**6.467.038**				**6.467.038,00**										
7. Alte cheltuieli variabile																		
Rată de escaladare	re	%	0,50%					**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.585.461**	**36.465.593**				**1.500.000,00**	**1.507.500,00**	**1.515.038,00**	**1.522.613,00**	**1.530.226,00**	**1.537.877,00**	**1.545.566,00**	**1.553.294,00**	**1.561.060,00**	**1.568.865,00**	**1.576.709,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**177.766.509**	**4.444.162.723**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**194.883.133,47**	**279.031.427,87**	**247.826.793,09**	**223.601.103,03**	**203.745.169,18**	**182.721.735,49**	**182.760.006,43**	**182.798.549,48**	**182.837.365,60**	**182.876.457,78**	**182.915.826,02**

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,00%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,9195		**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**
1. Gaz natural	re	%	-3,94%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**
		lei/MWh(f)	293,94		246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**135.439.527**	**3.115.109.118**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**
	re	%														
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)														
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**124.604.365**	**3.115.109.118**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,48%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**
		lei/tCO2	499,02		503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**50.682.108**	**1.165.688.484**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**724.092**	**16.654.109**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, motoare termice	re	%	1,00%		1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		4,60	4,64	4,69	4,74	4,78	4,83	4,88	4,93	4,98	5,03	5,08	5,13
		lei/lit	22,45		22,62	22,85	23,07	23,30	23,54	23,77	24,01	24,25	24,49	24,74	24,99	25,24
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**1.713.558**	**37.698.276**	**1.702.564,95**	**1.719.590,60**	**1.736.786,50**	**1.754.154,37**	**1.771.695,91**	**1.789.412,87**	**1.807.307,00**	**1.825.380,07**	**1.843.633,87**	**1.862.070,21**	**1.880.690,91**	**1.899.497,82**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice	re	%	0,50%		0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Preț agent reducere gaze poluante	PARN	eur/lit	1,07		1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13
		lei/lit	5,25		5,28	5,30	5,33	5,35	5,38	5,41	5,44	5,46	5,49	5,52	5,55	5,57
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	**CV5**	**lei/an**	**3.003.641**	**66.080.105**	**2.996.958,79**	**3.011.943,58**	**3.027.003,30**	**3.042.138,32**	**3.057.349,01**	**3.072.635,76**	**3.087.998,93**	**3.103.438,93**	**3.118.956,12**	**3.134.550,90**	**3.150.223,66**	**3.165.974,78**
6. Energie electrică																
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi												
		lei/MWh	948,48													
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**6.467.038**	**6.467.038**												
7. Alte cheltuieli variabile																
Rată de escaladare	re	%	0,50%		0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.585.461**	**36.465.593**	**1.584.593,00**	**1.592.516,00**	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**	**1.632.729,00**	**1.640.893,00**	**1.649.097,00**	**1.657.342,00**	**1.665.629,00**	**1.673.957,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**177.766.509**	**4.444.162.723**	**182.955.479,34**	**182.995.412,79**	**183.035.631,41**	**183.076.136,29**	**183.116.930,53**	**183.158.017,23**	**183.199.397,54**	**183.241.074,60**	**183.283.049,60**	**183.325.325,72**	**183.367.906,18**	**183.410.792,20**

Tabel 22. Centralizator cheltuieli fixe S2

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
CHELTUIELI FIXE																		
Mentenanță și reparații									6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	8.258.299	181.682.587					8.439.166,98	6.223.995,64	6.414.415,90	6.567.689,69	6.721.002,83	6.883.676,36	7.046.394,16	7.218.472,35	7.390.594,82	7.572.077,67
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			9.100,00	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an						13.501.440	13.636.800	13.773.600	13.911.840	14.051.520	14.192.640	14.335.200	14.479.200	14.624.640	14.771.520	14.919.840
Alte cheltuieli fixe																		
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	1.268.368	29.172.462				1.200.000,00	1.206.000,00	1.212.030,00	1.218.090,00	1.224.180,00	1.230.301,00	1.236.453,00	1.242.635,00	1.248.848,00	1.255.092,00	1.261.367,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	22.327.437	558.185.929	0,00	0,00	0,00	14.701.440,00	23.281.966,98	21.209.625,64	21.544.345,90	21.843.389,69	22.143.943,83	22.455.329,36	22.768.229,16	23.091.960,35	23.417.206,82	23.753.284,67
		eur/an			-	-	-	2.988.401	4.732.588	4.311.338	4.379.377	4.440.165	4.501.259	4.564.555	4.628.159	4.693.965	4.760.079	4.828.394
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	200.093.946	5.002.348.652	0,00	0,00	0,00	209.584.573,47	302.313.394,85	269.036.418,73	245.145.448,93	225.588.558,87	204.865.679,32	205.215.335,79	205.566.778,64	205.929.325,96	206.293.664,60	206.669.112,70
		eur/an			-	-	-	42.602.820	61.452.057	54.687.757	49.831.375	45.855.993	41.643.598	41.714.673	41.786.112	41.859.808	41.933.868	42.010.187

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
CHELTUIELI FIXE																
Mentenanță și reparații					6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	8.258.299	181.682.587	7.753.604,80	7.935.176,20	8.126.108,00	13.236.588,98	8.517.430,35	8.717.820,92	8.927.571,87	9.146.688,13	9.365.853,59	9.594.384,35	9.822.964,30	10.060.909,56
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați			120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an			15.069.600	15.220.800	15.373.440	15.527.520	15.683.040	15.840.000	15.998.400	16.158.240	16.319.520	16.482.240	16.646.400	16.813.440
Alte cheltuieli fixe																
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	1.268.368	29.172.462	1.267.674,00	1.274.012,00	1.280.382,00	1.286.784,00	1.293.218,00	1.299.684,00	1.306.182,00	1.312.713,00	1.319.277,00	1.325.873,00	1.332.502,00	1.339.165,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	22.327.437	558.185.929	24.090.878,80	24.429.988,20	24.779.930,00	30.050.892,98	25.493.688,35	25.857.504,92	26.232.153,87	26.617.641,13	27.004.650,59	27.402.497,35	27.801.866,30	28.213.514,56
		eur/an			4.897.018	4.965.949	5.037.083	6.108.526	5.182.171	5.256.125	5.332.280	5.410.640	5.489.308	5.570.179	5.651.360	5.735.037
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	200.093.946	5.002.348.652	207.046.358,15	207.425.400,99	207.815.561,41	213.127.029,27	208.610.618,88	209.015.522,15	209.431.551,41	209.858.715,74	210.287.700,19	210.727.823,07	211.169.772,48	211.624.306,77
		eur/an			42.086.870	42.163.919	42.243.228	43.322.905	42.404.842	42.487.148	42.571.715	42.658.546	42.745.747	42.835.212	42.925.048	43.017.442

3.4 Studiile de specialitate

3.4.1 Studiul topografic

Studiul topografic elaborat de Proarcor SRL, împreună cu planurile topografice vizate de OCPI (Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară), este prezentat în cadrul **Anexei C6.15**. Studiul topografic prezentat va fi revizuit în faza de proiectare PT+DE.

3.4.2 Studiul geotehnic

Studiul geotehnic împreună cu piesele desenate aferente este prezentat în cadrul **Anexei C6.14**. Studiul a fost pus la dispoziție de beneficiar fiind acoperitor pentru amplasamentul pe care se vor construi obiectele investiției. Studiul geotehnic prezentat va fi actualizat în faza de proiectare PT+DE.

3.4.3 Studiul hidrologic

Nu este cazul. Dacă va fi necesar, studiul hidrologic va fi stabilit în faza de proiectare PT+DE.

3.4.4 Studiul privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice

Nu este cazul.

3.4.5 Studiul de trafic și studiu de circulație

Nu este cazul.

Amplasamentul de proiect și informațiile privind accesul la acesta sunt prezentate în cadrul capitolului 3.1. Pentru scopul realizării investiției, în cadrul Documentației pentru procedura de achiziție vor fi prevăzute cerințe privind includerea în scopul Contractorului a oricăror cheltuieli aferente eventualelor studii de trafic și de circulație, avizelor specifice de transport agabaritic, soluții de introducere a utilajelor în amplasamentul de proiect, etc.

3.4.6 Raportul de diagnostic arheologic preliminar

Nu este cazul.

3.4.7 Studiul peisagistic

Nu este cazul, zona fiind una industrială fără acces direct la șoselele principale.

3.4.8 Studiul privind valoarea resursei culturale

Nu este cazul.

3.4.9 Studiile de specialitate necesare

Nu sunt necesare alte studii de specialitate față de cele specificate în cuprinsul studiului de fezabilitate.

3.5 Graficul de realizare a investiției

Este propus următorul grafic estimativ de pregătire și realizare a investiției, în versiunea restrânsă.

Tabel 23. Graficul estimativ de pregătire și realizare a investiției

GRAFIC DE EȘALONARE A INVESTIȚIEI "SURSĂ DE PRODUCERE ET ȘI EE ÎN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ ÎN MUNICIPIUL ARAD" PS = Proiectant SF, UAT = Beneficiar, CLM = Consiliul Local Municipal, EPC = Antreprenor, OE = Operator Economic						An	2022	2023	2024	2025	2026
						Lună	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec
						Săpt	1 6 10 14 18 23 27 31 36 40 44 48 1 6	10 14 18 23 27 31 36 40 44 48 1 6	10 14 18 23 27 31 35 40 44 48 1 6	10 14 18 23 27 31 35 40 44 48 1 5	10 14 18 23 27 31 36 40 44 48
Nr. Crt.	Nr. Act.	Cap. DG	Fază / Etapă / Activitate / Sarcină	Obiect	Responsabil	Nr Lună Durată	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
I	P1-P2	D3	PREGĂTIREA PROIECTULUI			29w					
II	P3-P8	D3,5	ACHIZIȚII PUBLICE			26w					
A	P8	D3.6	Contract achiziție publică "Proiectare și construire Sursă SACET Arad"								
B	P3-P7	D3,5	Alte operațiuni și contracte de achiziție publică asociate proiectului								
C	M1-2	-	Alte proiecte/măsuri de investiție SACET și alte condiționalități								
III	P8	D1-6	IMPLEMENTARE PROIECT			130w					
A	P8	D1-6	Contract achiziție publică "Proiectare și construire Sursă SACET Arad"			130w					
A1	P8	D3	Proiectare			30w					
A2	P8	D1-6	Execuție lucrări			108w					
[1]	P8	D1	Etapa 1 - Dezafectări (MT,AC,SP)	etapa 1		17w					
[2]	P8	D2-6	Etapa 2 - Realizare sursă cu cazane pe gaz (obiectele 2,3,5,6*,7*)	etapa 2		73w					
[3]	P8	D2-6	Etapa 3 - Realizare sursă cu motoare termice (obiectele 1,4,6*,7*)	etapa 3		91w					
B	P9	D5.3	Alte contracte de achiziție publică asociate proiectului								

Un grafic de pregătire și realizare a investiției într-o versiune mai detaliată este prezentat în cele ce urmează (inclus în Anexa C4).

Tabel 24. Graficul estimativ detaliat de pregătire și realizare a investiției

GRAFIC DE EȘALONARE A INVESTIȚIEI "SURSĂ DE PRODUCERE ET ȘI EE ÎN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ ÎN MUNICIPIUL ARAD" PS = Proiectant SF, UAT = Beneficiar, CLM = Consiliul Local Municipal, EPC = Antreprenor, OE = Operator Economic						Anexa C4 An	2022	2023	2024	2025	2026
						Lună	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec	ian feb mar apr mai iun iul aug sep oct noi dec
						Săpt	1 6 10 14 18 23 27 31 36 40 44 48 1 6	10 14 18 23 27 31 36 40 44 48 1 6	10 14 18 23 27 31 35 40 44 48 1 6	10 14 18 23 27 31 35 40 44 48 1 5	10 14 18 23 27 31 36 40 44 48
Nr. Crt.	Nr. Act.	Cap. DG	Fază / Etapă / Activitate / Sarcină	Obiect	Responsabil	Nr Lună Durată	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
I	P1-P2	D3	PREGĂTIREA PROIECTULUI			29w					
1	P1	D3.5.3	Elaborare, predare, analiză, revizii, depunere studiu fezabilitate (SF)		PS	21w					
2	P1,P2	#	Aprobare SF și Decizie Consiliu Local Municipal (CLM)		UAT	2w					
3	P2	D3.7.1	Elaborare cerere de finanțare (CF) PNRR C6 I3 CHP		UAT	9w					
4	P2	#	Depunere CF + documente anexă		UAT	0w					
5	P1,P2	#	Evaluare finanțator, clarificări, revizii, notificare selecție proiect		ME	23w					
6	P1,P2	#	Semnare contract de finanțare		UAT/ME	1w					
II	P3-P8	D3,5	ACHIZIȚII PUBLICE			26w					
A	P8	D3.6	Contract achiziție publică "Proiectare și construire Sursă SACET Arad"								
1	P8	D3.6	Elaborare, aprobare și încărcare documentație atribuire (DA) în SEAP		UAT	4w					
2	P8	D3.6	Publicare anunț de participare (AP) în SEAP		UAT	1w					
3	P8	D3.6	Elaborare oferte		OE	9w					
4	P8	D3.6	Depunere oferte în SEAP		OE	1w					
5	P8	D3.6	Evaluare oferte		UAT	12w					
6	P8	D3.6	Adjudecare ofertă câștigătoare		UAT	3w					
7	P8	D3.6	Semnare contract de achiziție publică		UAT/EPC	1w					
B	P3-P7	D3,5	Alte operațiuni și contracte de achiziție publică asociate proiectului								
B1	#	D3.6	Organizarea și managementul procedurilor de achiziție publică		UAT	32w					
B2	P3	D3.2	Achiziție și Elaborare memoriu EIM		UAT	8w					
B3	P3		Obținere Decizie etapă de încadrare (DEI) de la APM Arad		UAT	3w					
B4	P4	D3.1.2	Achiziție și Elaborare raport RIM, dacă este cazul		UAT	15w					
B5	P4		Obținere Acord de mediu de la APM Arad		UAT	12w					
B6	P5	D3.7.2, D3.8.2	Management proiect și servicii supervizare lucrări / dirigenție șantier		UAT	153w					
B7	P6	D5.4	Informare și publicitate		UAT	153w					
B8	P7	D3.7.3	Audit financiar		UAT	8w					
C	M1-2	-	Alte proiecte/măsuri de investiție SACET și alte condiționalități								
C1	M1	-	Proiecte de reabilitare rețele termice		UAT	196w					
C2	M2	-	*Adoptare revizie Directivă pentru Eficiența Energetică (EED), așteptată să devină oficială în anul 2023.*		PE/CE/UE	17w					
C3	M2	-	Actualizare Strategie locală privind termoficarea urbană (SACET) în municipiul Arad, în concordanță cu cerințele ultimelor reglementări naționale și europene în materie de eficiență energetică, protecția mediului și schimbări climatice.		UAT	13w					
C4	M2	-	Studiu de fezabilitate pentru adoptare soluție de producere ET din resurse regenerabile pentru conformarea la cerințele EED		UAT	12w					
C5	M2	-	Decizie privind soluția de implementare a sursei regenerabile ET		UAT	4w					
C6	M2	-	Pregătire achiziție proiect de adoptare sursă regenerabilă ET		UAT	9w					
C7	M2	-	Achiziție publică proiect adoptare sursă regenerabilă ET și selecție EPC		UAT	26w					
C8	M2	-	Implementare proiect adoptare sursă regenerabilă ET		EPC	119w					
III	P8	D1-6	IMPLEMENTARE PROIECT			130w					
A	P8	D1-6	Contract achiziție publică "Proiectare și construire Sursă SACET Arad"			130w					
A1	P8	D3	Proiectare			30w					
1	P8		Ordin începere	toate	EPC	1w					
3	P8	D3.5.4	Pregătire documentație tehnică obținere avize, autorizații, acorduri	toate	EPC	9w					
4a	P8	D3.5.6	Proiect tehnic dezafectări prealabile construirii	MT,AC,SP	EPC	21w					
4b	P8	D3.5.6	Proiect tehnic construire sursă nouă	toate	EPC	21w					
5a	P8	D3.5.6	Detalii de execuție dezafectări prealabile construirii	MT,AC,SP	EPC	21w					
5b	P8	D3.5.6	Detalii de execuție construire sursă nouă	toate	EPC	29w					
6a	P8	D3.5.4	Obținere autorizație de organizare a execuției	toate	EPC	1w					
6b	P8	D3.5.4	Obținere autorizație de dezafectări	MT,AC,SP	EPC	1w					
6c	P8	D3.5.4	Obținere autorizație de construire sursă nouă	toate	EPC	1w					
A2	P8	D1-6	Execuție lucrări			108w					
1	P8	-	Ordin începere	toate	EPC	1w					
2	P8	D5.1.1	Organizare șantier - mobilizare, construcții, amenajare	toate	EPC	4w					
3	P8	D5.1.2	Organizare șantier - coordonare, monitorizare, control, cheltuieli	toate	EPC	103w					
4	P8	D5.1.1	Organizare șantier - demobilizare, dezafectare, aducere la stadiul inițial	toate	EPC	4w					
[1]	P8	D1	Etapa 1 - Dezafectări (MT,AC,SP)	etapa 1		17w					
1	P8	D1.2	Dezmembrări și demolări	etapa 1	EPC	13w					
2	P8	D1.2	Demontări	etapa 1	EPC	13w					
3	P8	D1.2	Depozitare, transport, valorificare	etapa 1	EPC	13w					
[2]	P8	D2-6	Etapa 2 - Realizare sursă cu cazane pe gaz (obiectele 2,3,5,6*,7*)	etapa 2		73w					
1	P8	D4.3	Achiziție și livrare echipamente	etapa 2	EPC	38w					
2	P8	D4.1	Lucrări de construcții	etapa 2	EPC	30w					
3	P8	D4.1	Lucrări de instalații aferente construcțiilor	etapa 2	EPC	25w					
4	P8	D4/2	Lucrări de racorduri mecanice (gaz, apă, temo, canal)	etapa 2	EPC	17w					
5	P8	D4.2	Lucrări de instalații tehnologice mecanice	etapa 2	EPC	17w					
6	P8	D4.2	Lucrări de racord electric de alimentare	etapa 2	EPC	17w					
7	P8	D4.2	Lucrări de instalații tehnologice electrice	etapa 2	EPC	17w					
8	P8	D4.2	Lucrări de instalații tehnologice de automatizare	etapa 2	EPC	21w					
9	P8	D4.1	Recepție la terminarea lucrărilor	etapa 2	UAT+EPC	1w					
10	P8	D6	Teste, probe, instruire, punere în funcțiune	etapa 2	EPC	3w					
11	P8	D6	Recepție la punerea în funcțiune	etapa 2	UAT+EPC	3w					
[3]	P8	D2-6	Etapa 3 - Realizare sursă cu motoare termice (obiectele 1,4,6*,7*)	etapa 3		91w					
1	P8	D4.3	Achiziție și livrare echipamente	etapa 3	EPC	64w					
2	P8	D4.1	Lucrări de construcții	etapa 3	EPC	68w					
3	P8	D4.1	Lucrări de instalații aferente construcțiilor	etapa 3	EPC	51w					
4	P8	D4/2	Lucrări de racorduri mecanice (gaz, apă, temo, canal)	etapa 3	EPC	42w					
5	P8	D4.2	Lucrări de instalații tehnologice mecanice	etapa 3	EPC	46w					
6	P8	D4.2	Lucrări de racord electric de alimentare	etapa 3	EPC	38w					
7	P8	D4.2	Lucrări de instalații tehnologice electrice	etapa 3	EPC	38w					
8	P8	D4.2	Lucrări de instalații tehnologice de automatizare	etapa 3	EPC	38w					
9	P8	D4.1	Recepție la terminarea lucrărilor	etapa 3	AC+EPC	1w					
10	P8	D6	Teste, probe, instruire, punere în funcțiune	etapa 3	EPC	15w					
11	P8	D6	Recepție la punerea în funcțiune	etapa 3	AC+EPC	1w					
B	P9	D5.3	Alte contracte de achiziție publică asociate proiectului								

4 ANALIZA SCENARIILOR TEHNICO-ECONOMICE PROPUSE

4.1 Prezentarea cadrului de analiză

4.1.1 Cadrul de analiză

În analiza efectuată s-au considerat comparațiile scenariilor factuale S1 și S2 cu scenariul de referință contrafactual SR.

Calculele din cadrul analizei se referă la perioada de **25 ani**, în care vor fi incluși anii de construire, conform Ghidului ACB CE:

- Primii 3 ani de construire, considerați 2023-2025;
- În consecință, anii de operare vor fi considerați 2026-2047.

Primul an de operare va fi considerat anul 2025, fără cogenerare, doar cu instalația de vârf, odată cu recepția cazanelor de apă caldă într-o primă etapă (graficul de implementare prevede o astfel de etapizare) până cel mai târziu la sfârșitul anului 2024. Odată cu finalizarea lucrărilor proiectului, presupusă până la sfârșitul anului 2025, necesarul de producție ET aferent anului de operare 2026 va fi asigurat preponderent de către instalația de cogenerare de înaltă eficiență (peste 50 %).

Tabel 25. Necesarul de energie termică prognozat (2023-2047)

An	ET vândută	Cotă ETV	ET pierdută	Cotă ETP	ET total
	MWh/an	%	MWh/an	%	MWh/an
2023	184.912	57,1%	139.049	42,9%	323.961
2024	184.912	55,9%	146.002	44,1%	330.914
2025	194.158	61,3%	122.642	38,7%	316.799
2026	203.865	72,5%	77.264	27,5%	281.130
2027	214.059	81,5%	48.676	18,5%	262.735
2028	224.762	88,0%	30.666	12,0%	255.428
2029-2047	224.762	88,0%	30.666	12,0%	255.428

4.1.2 Scenariile analizate

Scenariul factual S1 (CHP TG + CA) presupune utilizarea unei instalații de cogenerare care cuprinde 2 turbine cu gaze de 8,5 MWe, având un potențial de a genera în total o căldură utilă de 27 MWt, 4 cazane cu gaz de 25 MWt și 1 cazan de abur cu gaz de 7,4 MWt.

Scenariul factual S2 (CHP MT + CA) presupune utilizarea unei instalații de cogenerare care cuprinde 3 motoare termice cu gaze de 10,4 MWe având un potențial de a genera în total o căldură utilă de 27 MWt, 4 cazane cu gaz de 25 MWt și 1 cazan de abur cu gaz de 7,4 MWt.

Plecând de la necesarul de energie termică, s-a realizat o simulare privind impactul utilizării celor două configurații S1 și S2 asupra ET livrată către consumatorii SACET Arad.

Tabel 26. Acoperirea necesarului ET pentru scenariul S1

Perioadă	**SURSE:**						
AN	**TG GN CHP**		**CA GN**		**CAS GN**		**B GN existent**
	ET1 (MWh/an)	**cotă ET1 (%)**	**ET2 (MWh/an)**	**cotă ET2 (%)**	**ET3 (MWh/an)**	**cotă ET3 (%)**	
2023							323.962
2024			301.651	91,2%	29.262	8,8%	
2025			292.219	92,2%	24.580	7,8%	
2026	168.502	59,9%	96.826	34,4%	15.801	5,6%	
2027	169.340	64,5%	83.446	31,8%	9.949	3,8%	
2028	170.434	66,7%	78.556	30,8%	6.438	2,5%	
2029-2047	170.434	66,7%	78.556	30,8%	6.438	2,5%	

Tabel 27. Acoperirea necesarului ET pentru scenariul S2

Perioadă	**SURSE:**						
AN	**MT GN CHP**		**CA GN**		**CAS GN**		**TOTAL**
	ET1 (MWh/an)	**cotă ET1 (%)**	**ET2 (MWh/an)**	**cotă ET2 (%)**	**ET3 (MWh/an)**	**cotă ET3 (%)**	**ET (MWh/an)**
2023							323.962
2024			301.651	91,2%	29.262	8,8%	330.913
2025			292.219	92,2%	24.580	7,8%	316.799
2026	168.502	59,9%	96.826	34,4%	15.801	5,6%	281.129
2027	169.340	64,5%	83.446	31,8%	9.949	3,8%	262.735
2028	170.434	66,7%	78.556	30,8%	6.438	2,5%	255.427
2029-2047	170.434	66,7%	78.556	30,8%	6.438	2,5%	255.427

Se observă faptul că repartizarea procentuală a producției de energie termică în cele două scenarii este, în primul an de operare completă (2026):

~ 60% ET livrată de instalația (unitățile) CHP (TG sau MT)

~ 34% ET livrată de instalația de vârf cu cazanele de apă caldă (CA)

~ 6% ET livrată de instalația de degazare și preparare apă de adaos cu cazanele de abur (CAS)

Se poate observa totodată corelarea impactului pachetelor investiționale de reabilitare a rețelelor termice în privința evoluției pierderilor, urmărind cantitatea de energie termică produsă de către cazanele de abur saturat, utilizate la degazarea și prepararea apei de adaos.

4.2 Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc ce pot afecta investiția

4.2.0 Preambul

Această investiție nu este afectată de factori de risc deosebiți în zona alocată dezvoltării proiectului. Toate vulnerabilitățile potențiale sunt identificate și analizate în cadrul *Planului de Analiză și Acoperire a Riscurilor (PAAR) din Județul Arad*, elaborat de CJSU Arad. Elementele acestui plan vor fi prelucrate și particularizate în cadrul procedurilor și planurilor de monitorizare, prevenție și management ce vor fi stabilite la nivelul operatorului desemnat pentru producerea energiei termice și electrice.

Prezentul studiu identifică principalele riscuri care pot crea vulnerabilități. Detalii privind riscurile sunt prezentate în cadrul cap. 4.8 și al Anexei C7 – ACB, cap. 9.

4.2.1 Vulnerabilitățile cauzate de factori de risc antropici

Vulnerabilități cauzate de factori de risc antropici / riscuri tehnologice și industriale: incendii, sistare utilități publice, scurgeri de substanțe chimice, poluare accidentală, avarii/defecte la construcții/instalații/amenajări, explozii, atacuri cibernetice, etc.

Din punct de vedere al expunerii la riscul de **accident chimic**, zona de proiect se află în interiorul zonelor planificate cu risc de urgență chimică – ach – risc principal.

Accidente industriale cauzate de substanțe chimice periculoase:

Sursele potențiale de pericol sunt reprezentate de:

- stațiile și conductele de transport/distribuție gaze naturale și produse petroliere
- depozitele și rezervoarele de stocare a combustibililor lichizi (ex. păcură, motorină, CLU)
- depozitele și rezervoarele de stocare a substanțelor periculoase precum oxigenul lichid, hidrogenul lichid sau gazos, azotul, acidul clorhidric, acetilena, etc.
- sursele de emisie a gazelor poluante în atmosferă (NOx, CO, SOx, PM, altele)

Efectele substanțelor periculoase asupra sănătății umane prezintă următoarele pericole potențiale:

- explozie – pericol datorat undei de șoc și resturilor aruncat de suflu;
- intoxicare – pericol datorat substanțelor toxice care ajung în interiorul corpului prin inhalare, prin ingestie sau absorbție prin piele;
- sufocare – pericol datorat lipsei de oxigen, care este înlocuit de fum sau vapori de substanțe;
- incendiu – pericol datorat căldurii și flăcărilor, prin aprinderea gazelor, lichidelor sau solidelor inflamabile;
- oxidare – pericol datorat substanțelor inițiatoare al aprinderii (oxidante); randamentul combustiei și căldura pot crește semnificativ;
- arsuri chimice – pericol ca urmare a rănirii pielii, a ochilor și inflamărilor mucoaselor prin contactul cu acizi sau baze;
- degerături – pericol de degerare și hipotermie provocate de scurgeri de gaze criogenice sau lichefiate
- infecție – pericol stabilit de invazia corpului uman de către agenți patogeni;
- poluare – pericol pentru mediu ca urmare a contaminării solului, apei sau aerului;

Căile de expunere și efectele asupra sănătății umane:

- expunere la forțe mecanice: Incendiile sau reacțiile chimice necontrolate pot duce la explozii cu unde de șoc ce pot provoca stricăciuni asupra clădirilor și răniri ale personalului de tot felul, inclusiv cu potențial letal.

- expunere la foc, radiații calorice, sau frig: Accidentele cu substanțe periculoase sunt adeseori asociate cu risc major de incendiu, atunci când sunt eliberate lichide și gaze inflamante. Incendiile pot provoca radiații calorice care să determine autoaprinderea obiectelor din zona înconjurătoare. De asemenea, scurgerea unor gaze criogenice sau lichefiate poate provoca înghețarea zonelor din imediata vecinătate. Efectele potențiale asupra sănătății umane sunt arsurile de diferite grade, degerăturile, hipotermia.
- expunere la aer contaminat (inhalare): Substanțele toxice eliberate ca urmare a accidentelor se pot răspândi în atmosferă la distanțe mari. Pericolul persistă timp de câteva ore pe perioada trecerii norului toxic. Mirosul supărător și reacțiile fizice, cum ar fi senzația de arsură asupra mucoaselor sau problemele respiratorii pot fi primele semne că poluantul a fost eliberat. De asemenea, nu toate substanțele poluante pot fi detectate de organele de simț ale omului. Efectele potențiale asupra sănătății umane sunt intoxicările, arsurile chimice.
- expunere la alimente contaminate (indigestie): Vegetalele care au fost contaminate cu substanțe periculoase, ca urmare a unui accident industrial, pot provoca probleme serioase dacă sunt ingerate. Efectele potențiale asupra sănătății umane sunt otrăvirile, intoxicările, arsurile chimice, infecțiile.
- expunere la poluarea de suprafață (contaminare): Această cale de expunere este cea mai persistentă în timp; substanțele periculoase eliberate în cazul unui accident pot fi duse la distanțe mari de curenții termici sau de vânt și depuse pe oamenii neadăpostiți în clădiri. Poluanții pot intra în corp prin răni deschise, prin piele în anumite cazuri, provocând vătămări ale sănătății. Pericolul persistă chiar și după ce norul toxic a trecut. Este necesară curățarea șoselelor, drumurilor, etc. de poluanții degajați. Efectele potențiale asupra sănătății umane sunt intoxicările, otrăvirile, arsurile chimice, infecțiile.

Pentru limitarea pericolelor de accident cu substanțe periculoase, se vor lua măsuri SSM adecvate în exploatarea obiectivelor industriale care prezintă astfel de riscuri. Se vor utiliza echipamente de protecție adecvată în concordanță cu procedurile de lucru stabilite de beneficiar. Se vor include dotări portabile pentru măsurarea limitelor de expunere care să prevină depășirea unor niveluri specifice cu efect toxic asupra sănătății umane, în conformitate cu reglementările naționale.

Cauzele accidentelor industriale:

- *erorile umane*: Sunt cele mai frecvente. Acestea se vor diminua prin procedurarea operațiunilor de lucru și prin managementul adecvat al activităților.
- *erorile tehnice*: Acestea sunt determinate de proiectarea inadecvată sau de întreținerea necorespunzătoare a diverselor instalații.
- *cauze externe*: cutremure, incendii în masă, inundații, explozii

Din punct de vedere al expunerii la riscul de **accident nuclear**, UAT și zona de proiect se află în exteriorul zonelor de planificare la urgență nucleară – an – risc secundar.

Din punct de vedere al expunerii la riscurile de **transport**, în cazul amplasamentului de proiect și al accesului la acesta, nu sunt identificate vulnerabilități. Pot fi utilizate și combinate multiple căi de transport (rutiere, feroviare, aeriene) pentru aprovizionare cu materiale și componente atât în faza de dezvoltare a proiectului cât și ulterior în faza de operare.

Din punct de vedere al expunerii la riscul de **accidente grave pe căile de transport**, UAT și zona de proiect se află în zone cu trafic intens – atp – risc principal.

Din punct de vedere al expunerii la riscurile legate de **sănătatea publică**, nu sunt identificate vulnerabilități.

Din punct de vedere al expunerii la riscurile de **asigurare cu utilități**, nu sunt identificate vulnerabilități. Toate utilitățile necesare pentru dezvoltarea proiectului sunt prezente în amplasament (electricitate, gaz natural, apă municipală, canalizare, telefonie, internet).

Privitor la rezervoarele de stocare a păcurii situate pe terenul S1.2, acestea sunt obiective existente în amplasamentul de proiect care urmează să fie desființate într-o etapă viitoare (neinclusă în cadrul acestei investiții), cu respectarea tuturor prevederilor legale privitoare la autorizarea lucrărilor, ecologizare / decontaminare, neutralizare / valorificare. Noua centrală va utiliza exclusiv combustibil gazos.

Pentru menținerea sub control a riscurilor privind scăpările de gaz combustibil (gaz natural, hidrogen) se vor respecta normativele de siguranță din domeniul gazelor naturale și reglementările. Se vor utiliza în dezvoltarea centralei detectoare de gaze combustibile.

Privitor la dezvoltarea unor instalații viitoare care să permită utilizarea hidrogenului verde în cadrul noii centrale, se vor respecta distanțele de protecție specifice și normele tehnice pentru producerea, comprimarea, stocarea, transferul și amestecarea hidrogenului cu gazul natural.

Nu sunt prevăzute alte gaze combustibile sau oxidante în cadrul noii centrale.

Privitor la **emisiile poluante în atmosferă**, instalațiile de ardere vor utiliza cele mai moderne tehnici disponibile care să mențină sub control și să asigure nivele de emisie sub valorile limită ale emisiilor (VLE) stabilite de reglementările în domeniu, prin agregarea prevederilor din Legea nr. 188/2018 pentru emisiile industriale ale instalațiilor medii de ardere și din Legea nr. 278/2013 pentru emisiile industriale ale instalațiilor mari de ardere. Principalele emisii poluante din această perspectivă, specifice arderii gazelor naturale, le constituie monoxidul de carbon (CO) și oxizii de azot (NOx). În cadrul capitolelor descriptive ale instalațiilor de ardere (motoare, cazane) s-au prezentat nivelele de emisie specifice acestora împreună cu VLE specifice. În cazul arderii gazului natural, oxizii de sulf și pulberile sunt de regulă mult sub pragul limită admisibil, motiv pentru care reglementările nu impun VLE în acest sens.

Măsurile de minimizare a potențialelor efecte cauzate de factorii de risc tehnologic și industrial vor fi obligatoriu integrate în cadrul proiectului PT+DE, cu respectarea legislației aplicabile, respectiv în cadrul manualului de operare și întreținere a noii centrale și în procedurile de lucru stabilite de beneficiar.

Noua sursă va include toate sistemele suport necesare pentru prevenirea producerii evenimentelor de risc, respectiv pentru eliminarea sau reducerea efectelor provocate de evenimentele de risc. În categoria acestor sisteme se înscriu:

- sistemul distribuit de detecție și semnalizare a incendiilor (centrală de detecție și alarmă, detectoare de fum și temperatură, butoane de alarmă, sirene cu semnalizare optică și acustică, etc)
- sistemele de prevenire și stingere a incendiilor (stingătoare, instalații automate de stingere, rezervoare de apă de incendiu, etc.)
- sistemul de telefonie și comunicații de voce/date în cadrul facilităților de supraveghere
- sisteme de reducere a emisiilor poluante în vederea conformării la valorile limită admisibile stabilite de reglementările naționale și europene, respectiv pentru adaptarea la eventuale modificări de ordin legislativ privind limitele admisibile
- sisteme de protecție și control adecvate, specifice proceselor tehnologice (protecții pentru arderea controlată a combustibililor, protecții pentru realizarea funcțiilor specifice sistemelor energetice, etc)

Reglementările tehnice și legislative, în vigoare la data elaborării proiectului tehnic și de execuție, în domeniul managementului riscurilor tehnologice, riscurilor de incendiu, riscurilor de accidentare, riscurilor de îmbolnăviri profesionale, inclusiv pentru elaborarea planurilor de prevenire și protecție, vor fi aplicate.

Planul de prevenire și protecție va fi un instrument pentru managementul riscurilor, ce va fi utilizat atât de către beneficiar, cât și de către antreprenorul angajat pentru proiectarea și execuția lucrărilor de implementare a proiectului. Documentul va fi revizuit ori de câte ori apar riscuri noi sau modificări ale condițiilor de muncă. Riscurile se vor evalua pentru fiecare rol / loc de muncă, iar pentru fiecare risc se vor identifica măsurile de prevenire, protecție, intervenție și comunicare adecvate.

4.2.2 Vulnerabilitățile cauzate de factori de risc naturali

Vulnerabilități cauzate de factori de risc naturali: furtuni, tornade, secetă, inundații, îngheț, cutremure, alunecări de teren, epidemii, etc.

Obiectivul de investiție nu este afectat de factori de risc în zona alocată dezvoltării proiectului. Principalii factori de risc naturali cu relevanță pentru proiect sunt:

- cutremurele
- furtunile, vântul
- inundațiile
- alunecările de teren

În cadrul acestui studiu au fost specificate condițiile de amplasament, condițiile de operare și condițiile de proiectare a construcțiilor, necesare pentru stabilirea soluțiilor:

- particularitățile amplasamentului: 3.1
- cutremur: vezi cap. 3.1.5.6.
- vânt: vezi cap. 3.1.5.5.
- precipitații: vezi cap. 3.1.5.4.

Caracteristicile amplasamentului nu evidențiază condiții extreme care să necesite o proiectare specială în cazul noii surse, care să exceadă normelor aplicabile.

Amplasarea geografică a Municipiului Arad nu implică apariția de **fenomenele meteorologice periculoase** care să genereze efecte precum întreruperea alimentării cu energie electrică, întreruperea legăturilor telefonice, intervenții dificile ale echipajelor de poliție/pompieri/ISU. Furtunile se produc în județul Arad în special în sezonul cald, între lunile aprilie și octombrie; acestea constituie unul din fenomenele meteorologice care încep să se manifeste din ce în ce mai des pe teritoriul județului din cauza schimbărilor climatice din ultimii 20 de ani. Fenomenul de secetă și uscăciune apare tot mai frecvent în ultimii ani din cauza lipsei precipitațiilor din sezonul primăvară – vară. Cei mai secetoși ani conform statisticilor au fost 1983, 1993, 2000, 2007 și 2018. Înghețul, înzăpezirile și căderile masive de zăpadă se înregistrează pe întreg teritoriul județului Arad. Fenomenul de înzăpezire este cauzat în special de viscol și se manifestă în zonele de câmpie și în zona de munte în momentul căderii unor cantități mari de zăpadă în timp foarte scurt, acestea ducând la blocarea căilor de comunicații și izolarea localităților pentru o perioadă scurtă de timp. În scopul gestionării unor astfel de riscuri, beneficiarul va colabora cu Centrul Meteorologic Regional care transmite avertizări privind fenomenele meteorologice periculoase emise de ANM sau de autoritățile locale. Protecția și informarea persoanelor în cazul temperaturilor caniculare și secetei se realizează în baza Planului de intervenție în caz de caniculă stabilit de CJSU Arad.

Din punct de vedere al expunerii la riscul de **inundații**, zona de proiect, care face parte din Administrația Bazinală de Apă (ABA) Mureș, nu se află într-o arie afectată de inundații istorice semnificative și nici nu prezintă risc potențial semnificativ de inundație. Riscul de inundații poate fi determinat de existența cursului râului Mureș și a afluenților/canalelor acestuia în apropierea CETH, sau a slabei capacități de preluare a apelor în rețelele municipale de canalizare în cazul unor ploi torențiale.

Din punct de vedere al expunerii la riscul de **alunecări și prăbușiri de teren**, Municipiul Arad are un potențial scăzut de producere a alunecărilor de teren, care să afecteze infrastructurile energetice și de utilități – at/pt – risc secundar, conform Legii nr. 575/2001. În zona de dezvoltare a proiectului în cadrul incintei CET Hidrocarburi, nu există potențial de producere a unor alunecări de teren, aceasta situându-se în afara unor zone în care există un astfel de risc.

Din punct de vedere al expunerii la riscul de **cutremur**, conform Legii nr. 575/2001 privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului național, zona de proiect alocată de UAT este dispusă într-o zonă seismică de intensitate mai mare sau egală cu VII pe scara MSK – C – risc principal. Conform hărților de zonare seismică din Normativul P 100-1/2013, din punct de vedere seismic amplasamentul de proiect se caracterizează printr-o accelerație a terenului pentru proiectare ag = 0,20g și o perioada de colț Tc = 0,7s, în cazul unor evenimente seismice având intervalul mediu de recurență IMR = 225 ani. Analizând activitatea seismică în ultimii 300 de ani, constatăm că în Banat avem mai multe zone seismogene, care de-a lungul timpului au generat cutremure puternice. Principalele caracteristici ale cutremurelor din Banat sunt determinate de natura solului (sedimentar necompactat), sol slab care nu permite acumularea de energii foarte mari. Calculele specialiștilor arată că în zona Banatului nu se va putea genera un seism cu efecte devastatoare comparabile cu cele ale seismelor produse în zona Vrancea. Principalele caracteristici ale cutremurelor din Banat sunt următoarele: sunt total imprevizibile (nu se poate stabili o perioadă de revenire ca în cazul celor din Vrancea), sunt cutremure de mică adâncime (10 – 12 km), iar efectele au o arie restrânsă (diametrul zonei epicentrale nu depășește 20 km). Județul Arad se află în zona a D și E a cutremurelor bănățene de tip intraplacă, cu epicentrul în zona Banloc, județul Timiș. Cutremure de pământ, localizate în zona Banat, considerată a doua ca importanță după cea vrânceană, sunt datorate faliilor existente în interiorul plăcilor tectonice. Zona are o activitate seismică continuă de intensitate medie, cu perioade de revenire mari dar inconstante, producându-se cutremure de tip intraplacă. Conform Concepției naționale de răspuns post-seism ediția 2021, numărul de clădiri și persoane din județul Arad posibil a fi afectate de un seism produs pe teritoriul României este nesemnificativ. Așadar, se apreciază că, în baza condițiilor geografice, geologice și hidrometeorologice pe teritoriul Municipiului Arad, există un pericol redus de producere a unor dezastre provocate de mișcările seismice.

Măsurile de reducere a posibilității de apariție a riscurilor, minimizare a potențialelor efecte cauzate de factorii de risc natural asupra mediului și sănătății angajaților & populației din zonă, vor fi integrate în cadrul manualului de operare și întreținere a noii centrale, acolo unde este cazul, în procedurile de lucru, precum și în planurile de acțiune pentru prevenirea și managementul situațiilor de urgență stabilite de beneficiar.

4.2.3 Vulnerabilitățile cauzate de schimbări climatice

Vulnerabilități cauzate de schimbări climatice (degradări climatice, poluare)

Scopul principal în domeniul adaptării la schimbările climatice îl reprezintă reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră provenite din arderea gazului combustibil (în esență, CO2) în conformitate cu

angajamentele asumate de România, pentru a contribui la obiectivul global de limitare schimbărilor climatice prin limitarea creșterii temperaturii medii globale de maxim 1,5 grade Celsius în anul 2100.

Soluțiile care fac obiectul acestui studiu respectă reglementările în materie de protecția mediului și schimbări climatice, iar obiectivul de investiție este prevăzut să opereze în viitor cu gaz combustibil flexibil – amestec de gaz natural cu hidrogen, în conformitate cu cerințele programului de finanțare PNRR C6 I3 CHP.

Investiția este prevăzută cu posibilitatea de a trecere la utilizarea hidrogenului verde în amestec cu gazul natural în vederea producerii energiei termice și electrice cu o amprentă mai scăzută de emisii GES, precum și realizarea de investiții viitoare de adoptare a unor instalații de valorificare a resurselor energetice regenerabile neutre din punctul de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră.

Prin respectarea reglementărilor în materie de eficiență energetică, protecția mediului și schimbări climatice, vor fi minimizate riscurile privind atingerea obiectivelor naționale în domeniul încălzirii globale.

4.2.4 Vulnerabilitățile cauzate de riscuri politice, economice și financiare

Vulnerabilități cauzate de factori de riscuri politice, economice și financiare (război, crize energetice și de resurse, modificări condiții de finanțare, etc.)

Obiectivul general al proiectului propus spre realizare este folosirea eficientă a posibilităților și **necesităților** actual existente în SACET Arad pentru mărirea ponderii ET produsă în cogenerare de înaltă eficiență într-o primă fază, cu efecte pozitive atât de natură energetică și economică precum și de mediu.

Realizarea obiectivului general al proiectului presupune îndeplinirea următoarelor obiective specifice, obiective care pot genera și anumiți factori de risc.

Asigurarea finanțării obiectului

Aplicarea pentru unul dintre programele de finanțare ce poate fi selectat la acest moment (PNRR C6 I3 CHP, Program Termoficare, Fond Modernizare), va minimiza riscul de nerealizare, întrucât proiectul este sustenabil, cu impact pozitiv asupra indicatorilor de mediu și de eficiență.

Având în vedere bonitatea beneficiarului, acest factor de risc nu a fost considerat în analiză ca factor de risc major pentru nici unul dintre scenarii, în variantă existenței unei scheme de sprijin care condiționează existența unui flux de numerar pozitiv pe perioada de referință luată în analiză.

În eventualitatea inexistenței schemei de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență, riscul de nerealizare este major deoarece finanțarea integrală prin credit bancar cu contribuție proprie a beneficiarului este condiționată de existența unui flux de numerar pozitiv pe perioada de referință luată în analiză, respectiv trebuie luate în considerare și diverse alte condiționalități și angajamente financiare în derulare la beneficiar.

Identificarea soluției optime de realizare a investiției

Posibilitatea de găsire a soluției optime din punct de vedere energetic, financiar și de mediu este garantată de posibilitatea de dezvoltare de către furnizori a instalației HE CHP conform configurației selectate, existând pe piață o gamă largă de configurații atât din punct de vedere al sarcinii cât și al componentelor identificate (motoare sau turbine cu gaze). Specificațiile de detaliu oferite de furnizori / producători / integratori puse la dispoziție în baza cerințelor de performanță considerate în acest studiu vor da posibilitatea de selecție a unei soluții adecvate.

4.2.5 Necesarul de utilități și de relocare/protejare a utilităților

Toate utilitățile necesare noii investiții sunt existente în incinta CET Hidrocarburi și vor fi adaptate în detaliu pentru configurația sursei noi necesare, în faza de proiectare PT+DE. În faza de proiectare SF elaboratorul a prevăzut soluțiile necesare pentru racordarea la utilități precum și amenajările noi necesare, conform soluțiilor tehnice propuse (a se vedea descrierea din cap. 5.3).

4.2.6 Soluțiile pentru asigurarea utilităților necesare

Pentru toate scenariile, utilitățile existente în incinta CET Hidrocarburi vor fi adaptate pentru configurația sursei noi necesare, în faza de proiectare PT+DE. În faza de proiectare SF elaboratorul a prevăzut soluțiile necesare pentru racordarea la utilități precum și amenajările noi, conform soluțiilor tehnice propuse în cap. 5.3.

4.3 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

4.3.1 Impactul social și cultural, inclusiv egalitatea de șanse

Prin realizarea noii surse pentru SACET Arad, se va putea îmbunătăți SPAET oferind un serviciu de calitate pentru toți utilizatorii alimentați prin SACET și se vor asigură condiții mult îmbunătățite pentru respectarea parametrilor optimi de funcționare, care să permită exploatarea în condiții de eficiență energetică optimă a SACET Arad.

Prin natura investiției, impactul cultural este neglijabil.

Principiul egalității de șanse în ocuparea locurilor de muncă va fi respectat, atât în faza de realizare a investiției cât și în faza de operare a obiectivului de investiție, în conformitate cu reglementările legislative aplicabile.

4.3.2 Forța de muncă ocupată prin realizarea investiției

În faza de realizare se estimează că vor fi create maxim 40 locuri de muncă pe perioada execuției lucrărilor. Toate categoriile de lucrări ce se vor desfășura în faza de implementare vor fi realizate cu personalul asigurat de către antreprenorul general angajat de beneficiar în urma procedurii de atribuire a contractului de achiziție publică.

În faza de operare, în principiu, nu sunt necesare locuri noi de muncă, operarea noii surse poate fi făcută cu personalul actual existent în mod similar cu necesarul de personal pentru operarea configurației existente la CET Hidrocarburi de producere a energiei termice și electrice. Beneficiarul va estima necesarul de personal în baza situației actuale de personal la nivelul operatorului CET Hidrocarburi SA și a societății Electrocentrale Arad SA. Numărul estimativ de persoane necesare pentru operarea, exploatarea și administrarea noii centrale, în cadrul activității de producere a energiei termice și electrice, este de 125.

4.3.3 Impactul asupra factorilor de mediu, biodiversității și siturilor protejate

Având în vedere zona de proiect stabilită, în cadrul unui amplasament industrial, respectiv faptul că acesta nu se învecinează în apropiere cu nicio arie naturală protejată, nu va există un impact al obiectivului de investiție realizat asupra biodiversității.

De asemenea, pe amplasamentul propus sau în imediata apropiere nu se situează monumente istorice sau de arhitectură, situri arheologice, sau zone protejate, prin urmare nu există un impact asupra unor astfel de obiective.

Prin realizarea obiectului de investiție, concentrațiile emisiilor de gaze poluante în atmosferă vor respecta valorile limită ale emisiilor (VLE) reglementate pentru instalațiile mari / medii de ardere, pentru ambele scenarii / configurații prevăzute.

De asemenea, lucrările aferente proiectului de investiție pe durata implementării pot să producă un impact asupra factorilor de mediu, însă acesta va fi limitat în timp și localizat în spațiul stabilit pentru dezvoltarea proiectului. În scopul unui control adecvat al impactului asupra mediului, antreprenorul general stabilit de beneficiar va elabora, coordona și aplica un plan de management al mediului, integrat cu celelalte planuri de asigurare și management al calității respectiv de asigurare a sănătății și securității muncii pe durata execuției lucrărilor, în strictă corespondență cu reglementările naționale în vigoare aplicabile în domeniul desfășurării lucrărilor de construire.

4.3.3.1 Protecția calității aerului

Construire: Pe durata execuției lucrărilor se vor lua măsuri împotriva generării de emisii de pulberi rezultate din activități de demolare/construire/montaj. Se va realiza curățenie la locul de muncă în șantier și pe căile de acces la șantier. Se vor utiliza utilaje cu emisii scăzute de poluanți în atmosferă (minim EURO 5) iar circulația în șantier se va realiza cu viteze adaptate. Se va utiliza apă pentru stropire în vederea diminuării dispersiei prafului în aer. Se vor utiliza aspiratoare acolo unde lucrările impun.

Operare: Echipamentele propuse respectă reglementările de mediu impuse instalațiilor mari de ardere (IMA) a combustibililor – gaz natural – Legea 278/2013 care transpune directiva europeană LCPD (IED). În cadrul cap. 5.3 sunt detaliate informațiile privind emisiile poluante (NOx, CO). Instalațiile de ardere (motoare, turbine, cazane) vor fi dotate fiecare cu coș de fum individual de înălțime adecvată, în conformitate cu Autorizația emisă de APM Arad în cadrul fazei de proiectare PT+DE. Determinarea caracteristicilor revine proiectării de detaliu.

4.3.3.2 Protecția calității apelor

Ape:

- tehnologică
- potabilă
- stingere incendiu
- evacuare la canalizare (tehnologică, pluvială, menajeră)

Construire:

La organizarea de șantier antreprenorul va asigură apa potabilă necesară personalului de execuție, din sursa stabilită de beneficiar sau din surse proprii, sanitare. Pentru apă tehnologică necesară în șantier, în cantitate redusă, se vor realiza racorduri cu acordul beneficiarului la instalația existentă. Din execuția lucrărilor nu rezultă ape uzate care să necesite epurare/tratare/evacuare. Se vor lua măsuri pentru a nu realiza contaminări ale apelor subterane cu eventuale ape uzate cu potențial nociv. Organizarea de șantier va include toalete ecologice și serviciu de curățenie și salubrizare. Organizarea de șantier va include măsuri de evacuare a apelor meteorice la canalizarea existentă.

Operare: Alimentarea cu apă demineralizată și dedurizată se asigură din cadrul stației STCA existente în incinta CET Hidrocarburi. Apa provine din rețeaua de apă municipală și din cele 4 (patru) foraje existente pe amplasament.

Toate instalațiile sanitare, de canalizare și de apă de incendiu vor fi preluate / racordate din / la rețelele existente în incinta CET Hidrocarburi. Noua sursă va respecta reglementările tehnice și legislative în vigoare cu privire la protecția și gospodărirea apelor.

4.3.3.3 Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor

Construire: Pe durata execuției lucrărilor, zgomotul și vibrațiile produse de utilajele și mașinile din șantier trebuie să fie menținut în limitele prevăzute de reglementările tehnice și legislative, astfel încât să nu se depășească limitele admisibile în zonele rezidențiale. În acest sens, vor fi alese echipamente și utilaje, respectiv proceduri de lucru, cât mai moderne și mai silențioase posibil, cu scopul de a nu polua fonic zona și de a reduce impactul negativ asupra personalului de execuție și de management al proiectului existent în amplasament sau în facilități din vecinătate.

Operare: În faza de exploatare a noii centrale, zgomotul este generat de echipamentele cu piese în mișcare (motoare, respectiv turbine cu gaz, pompe de circulație, compresoare, etc). Unitățile CHP vor asigură condiții speciale de protecție privind sănătatea și securitatea muncii desfășurate de lucrători în apropierea acestora, privitoare în special la nivelul emisiilor de zgomot, având în vedere faptul că motoarele / turbinele sunt echipamente agregate care depășesc nivelul de 85 dB(A) la 1m. În cazul motoarelor respectiv ale turbinelor, zgomotul va fi redus prin instalarea echipamentelor în camere sau containere distincte, respectiv prin panouri fonoabsorbante și dispozitive amortizoare de zgomot. Soluția constructivă pentru incintele unităților CHP va fi stabilită astfel încât în afara acestora nivelul normal de zgomot (nivelul presiunii sonore) să scadă sub limita de 85 dB(A) la 1m de pereții incintei respective. Unitățile CHP nu presupun localizarea permanentă a personalului în cadrul incintelor proprii. Accesul la motoare / turbine se va realiza de către personal de deservire echipat corespunzător cu echipamente de protecție individuală adecvat – antifoane, căști de protecție, ochelari, etc. Se vor respecta limitele stabilite în HG nr. 493/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscurile generate de zgomot, cu modificările și completările ulterioare, de asemenea Legea nr. 319/2006 privind SSM stabilește principii generale referitoare la prevenirea riscurilor profesionale, protecția sănătății și securitatea lucrătorilor, eliminarea factorilor de risc și accidentare, informarea, consultarea și instruirea lucrătorilor. Se va urmări de asemenea ca nivelul de zgomot la 10 m de clădirea în care se instalează unitățile CHP să nu depășească 65 dB(A).

Totodată, se va ține cont de faptul că, în conformitate cu reglementările tehnice, nivelul de zgomot la limita de proprietate pentru zone industriale va fi de maxim 65 dB, iar nivelul de zgomot la fațada clădirilor rezidențiale va fi sub 55 dB(A) ziua și sub 45 dB(A) noaptea.

4.3.3.4 Protecția solului

Solul pe care se construiește și se operează noua centrală nu va fi contaminat.

Organizare de șantier: Se vor realiza lucrări temporare de construcții-montaj pentru realizarea organizării de șantier. Locul de realizare a organizării va fi stabilit împreună cu beneficiarul, iar spațiul alocat va fi marcat corespunzător, respectiv restricționat cu barieră de trecere. După finalizarea proiectului și demobilizare, terenul pus la dispoziție va fi readus la forma inițială și predat în condițiile anterior prestabilite. Pentru detalii, se va consulta cap. 5.3.

Dezafectări prealabile: Se vor realiza lucrări de demontare, dezafectare și demolare a obiectelor existente pe amplasamentul de proiect. Terenul va fi predat pentru construire în condiții corespunzătoare. Pentru detalii, se va consulta cap. 5.3.

Construire: Pentru realizarea noii centrale se vor executa lucrări de construcții – terasamente, fundații, canale, cămine, clădiri, structuri metalice, lucrări de montaj mecanic, electric și automatizări echipamente, teste, probe, verificări, punere în funcțiune. Pe durata lucrărilor se vor lua măsuri de protejare a solului atât suprateran cât și subteran, după cum este cazul. Se vor asigură condiții adecvate de depozitare a utilajelor, materialelor și deșeurilor, cu respectarea reglementărilor în vigoare, în scopul evitării oricărui impact asupra personalului lucrător și mediului, evitării poluărilor accidentale.

Operare: Amenajările executate aferente noii centrale se consideră că nu vor avea un impact asupra solului și mediului. Drumurile în incintă vor fi racordate la drumurile existente și vor permite traficul auto.

4.3.3.5 Protecția zonelor rezidențiale și obiectivelor de interes public

Amplasamentul de proiect este situat pe un teren intravilan din incinta CET Hidrocarburi, obiectiv situat într-o zonă de utilitate publică, la adresa Bulevardul Iuliu Maniu nr. 65-71, Arad. Zona respectivă este una mixtă, industrial-comercială. Vecinătățile CET Hidrocarburi se prezintă astfel:

- la Nord – linia de cale ferată Arad-Timișoara / zonă industrială;
- la Est – zonă industrială/comercială;
- la Sud – sediul Electrica / SRM Delgaz Grid / bulevardele Iuliu Maniu și Nicolae Titulescu / zonă comercială-publică;
- la Vest – zonă industrială/comercială.

Noua sursă este localizată în partea de Nord a incintei CET Hidrocarburi. La cca. 1 km se află Gara Arad.

În imediata vecinătate a amplasamentului de proiect nu se situează monumente istorice sau de arhitectură, situri arheologice, sau arii naturale protejate.

Având în vedere existența unor clădiri de locuințe și sedii de companii în apropierea amplasamentului de proiect, antreprenorul general va asigura toate condițiile necesare privind igiena și sănătatea publică referitoare la mediul de viață al populației, stabilite prin OMS nr. 119/2014. Pe durata execuției lucrărilor, se va asigura paza șantierului și măsurile necesare de securitate a muncii și la incendiu.

Lucrările de execuție vor fi localizate în amplasamentul stabilit, motiv pentru care zonele învecinat nu vor fi afectate. Pentru organizarea de șantier și pentru lucrul în șantier, vor fi respectate toate reglementările de mediu, construcții, calitate, SSM, prin urmare impactul asupra mediului va fi unul redus.

4.3.3.6 Managementul deșeurilor

Gestionarea deșeurilor va fi realizată de către antreprenor în faza de execuție respectiv de către beneficiar în faza de operare a obiectivului de investiție, în conformitate cu prevederile OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor, cu modificările și completările ulterioare, precum și cu alte prevederi aplicabile.

Deșeurile rezultate în faza de execuție a obiectivului sunt:

- Deșeuri rezultate din demolări ale unor construcții existente (beton, metal, alte deșeuri nepericuloase): vor fi pregătite în vederea valorificării, reciclării sau depozitării finale, în conformitate cu instrucțiunile beneficiarului.
- Deșeuri rezultate din lucrări de construcții-instalații-montaj: vor fi colectate selectiv, depozitate temporar în spații amenajate de antreprenor, respectiv valorificate sau depozitate final prin grija antreprenorului. Nu vor fi utilizate materiale izolante bazate pe azbest.

Deșeurile rezultate în faza de operare a obiectivului sunt:

- uleiuri uzate
- filtre de apă, ulei, etc.
- garnituri uzate
- deșeu menajer

- hârtie și carton
- etc.

În timpul exploatării, beneficiarul va menține evidența deșeurilor generate în funcționarea noii centrale, precizându-se tipul și codul deșeului împreună cu cantitatea aferentă produsă, modul de colectare și stocare, modul de valorificare și transport, modul de eliminare finală.

Clasificarea deșeurilor și modul de gestionare specific va respecta HG nr. 856/2002.

4.3.4 Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic

În cadrul investiției se vor realiza lucrări numai în incinta CET Hidrocarburi în interiorul căruia se situează terenul alocat pentru proiect. Amplasamentul este situat într-o zonă preponderent industrială.

Având în vedere aceste informații, estimăm ca fiind neglijabil impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta este construit.

4.4 Analiza cererii de bunuri și servicii

4.4.0 Preambul

Obiectivele de mai jos sunt în egală măsură valabile pentru scenariile analizate, S1 și S2**:**

- Investiția asigură premizele pentru modernizarea și eficientizarea SACET Arad, modernizare pentru a asigură necesitățile actuale și de perspectiva de dezvoltare a municipiului din punct de vedere urbanistic și economic. Prin creșterea siguranței în exploatarea unităților de producție a energiei termice este favorizată îndeosebi atragerea investitorilor pentru realizarea de noi unități de producție.

- Investiția asigură prin impactul pozitiv de mediu pe lângă respectarea normelor actuale și îmbunătățirea confortului general pentru locuitorii municipiului.

Datele de bază pentru scenariile identificate și propuse sunt redate în tabelul din cap. 3.2.1.

Vă rugăm să consultați Anexa C7 – ACB privind cheltuielile și veniturile aferente celor două scenarii factuale S1 și S2.

4.4.1 Analiza cererii de energie termică

Analiza cererii de energie/căldură a fost efectuată detailat, pentru o perioadă de analiză concretă în intervalul 2023 - 2028. Pentru restul anilor din analiză s-au considerat valori constante.

A se vedea capitolul 2.4.

4.4.2 Analiza cererii de energie electrică

Investiția presupune implementarea unei surse noi de energie termică pentru SACET care produce și energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență.

Soluția propusă propune un randament electric ridicat, scenariu care asigură în cele din urmă o eficiență energetică, economică și de mediu optimă.

4.5 Analiza financiară

Analiza de selectare presupune definirea unor variante diferite de acțiune pornind de la momentul zero al proiectului. Această analiză urmărește identificarea alternativelor de acțiune posibile și selectarea acelor variante care vor fi urmărite în fazele ulterioare ale analizei cost-beneficiu.

În prezentul document analiza economică și financiară a raportului venituri/cheltuieli a fost efectuată în conformitate cu Anexa V și Anexa VI la Recomandarea Comisiei nr. C(2019) 6625 / 25.09.2019

privind conținutul evaluării cuprinzătoare a potențialului de încălzire și răcire eficientă în conformitate cu articolul 14 din Directiva 27/2012/UE. ACB a fost dezvoltată ca o abordare analitică esențială pentru a evalua schimbările la nivel de bunăstare care pot fi atribuite unei decizii de investiție. Aceasta presupune evaluarea schimbărilor la nivel de costuri și beneficii între scenariile de referință și cele alternative. Rezultatele au fost apoi integrate într-un cadru comun pentru a le putea compara în timp și pentru a ajunge la concluzii cu privire la profitabilitatea lor. În conformitate cu Anexa VIII la Directiva EED, ACB include:

- o analiză economică care ține cont de factorii socio-economici și de mediu și acoperă schimbările la nivel de bunăstare pentru societate;
- o analiză financiară utilizând abordarea convențională a fluxurilor de numerar actualizate pentru a evalua randamentul net. ACB se bazează pe o analiză a fluxului de numerar actualizat, prin care sunt stabilite scenariile de referință și alternative care cuantifică și monetizează cheltuielile și veniturile respective ale acestora (luând în considerare, de asemenea, distribuirea acestora pe parcursul perioadei analizate) și evaluează modificările dintre scenariul de referință și fiecare scenariu alternativ.

Pentru analiza randamentului în cadrul diferitelor scenarii alternative s-a folosit ca și criteriu de evaluare VNA. Analiza financiară se elaborează prin metoda cost-beneficiu, cu luarea în considerare a tehnicii actualizării.

Analiza se realizează din punctul de vedere al beneficiarului, pe conturul proiectului de investiții, având ca principal obiectiv determinarea rentabilității investiției prin calculul indicatorilor de performanță financiară.

Metodologia utilizată în dezvoltarea analizei financiară este cea a „fluxului net de numerar actualizat". Astfel, vor fi luate în considerare numai fluxurile de numerar, fiecare flux fiind înregistrat în anul în care este generat; fluxurile nemonetare nu vor fi incluse în calculul indicatorilor de performanță financiară.

Analiza financiară se realizează din punct de vedere al investiției și cuprinde următoarele etape:

- Determinarea Fluxului de Venituri și Cheltuieli pe perioada de analiză
- Determinarea Fluxului Financiar al Investiției pe perioada de analiză și calculul următorilor indicatori de performanță financiară, respectiv:
  - Valoarea Financiară Netă Actualizată a Investiției (VNAF/C) - care exprimă deficitul sau excedentul cumulat actualizat al fluxului financiar pe durata de analiză și arată capacitatea veniturilor nete de a susține costurile investiționale, indiferent de modul în care acestea sunt finanțate;
  - Rata Internă de Rentabilitate aferentă Investiției (RIRF/C) - care exprimă acel nivel al ratei dobânzii pentru care veniturile actualizate sunt egale cu cheltuielile actualizate și care face ca valoarea venitului net actualizat să fie egală cu zero.

Indicatorii de eficiență financiară a investiției menționați mai sus sunt calculați în ipoteza în care proiectul ar fi finanțat numai din sursele proprii ale beneficiarului; nu se iau în considerare sursele atrase și nici obligațiile financiare.

4.5.1 Condițiile de referință și premizele de realizare a analizei financiare

Având în vedere că investiția proiectului se referă la construirea unei surse noi de energie termică și electrică în cogenerare de înaltă eficiență, durata de viață așteptată care se consideră ca perioadă de

analiză financiară este de 25 ani. În cadrul acestei perioade, se va utiliza o perioadă de construire de maxim 3 ani, respectiv o perioadă de operare de 22 ani, conform Ghid ACB CE.

În cazul acestui proiect de realizare a noii surse cu instalație de cogenerare de înaltă eficiență, analiza financiară trebuie elaborată ținând cont de principiul incremental, respectiv de faptul că evaluarea impactului proiectului se realizează prin compararea fiecărui scenariu fezabil (factual) cu un scenariu de referință:

a) Scenariul factual (cu proiect) S1 respectiv S2 – proiecția fluxurilor de numerar în situația implementării prezentului proiect, pe perioada de analiză stabilită;

a) Scenariul contrafactual (de referință) – proiecția fluxurilor de numerar în perioada de analiză stabilită pentru care se elaborează analiza cost-beneficiu.

Prin diferența dintre valoarea netă actualizată (VNA) aferentă scenariului factual și VNA aferentă scenariului contrafactual pe perioada de analiză stabilită pentru proiect se determină costul eligibil al proiectului în conformitate cu prevederile Comunicării Comisiei - Orientări privind ajutoarele de stat pentru climă, protecția mediului și energie pentru 2022.

Având în vedere prevederile Ghidului PNRR C6 I3 CHP, costul eligibil al proiectului (în esență, nivelul subvenției pentru investiție, sau „*Funding Gap*”, sau "*Deficitul de Finanțare*") se determină ca diferență între VNA aferent scenariului factual și VNA aferent scenariului contrafactual (VNA incremental). Această diferență trebuie să fie negativă pentru a demonstra că proiectul de investiții are nevoie de subvenție pentru a fi implementat (dacă diferența este pozitivă, proiectul este fezabil financiar și nu are nevoie să fie susținut prin subvenții investiționale).

Notă: În cazul proiectelor de investiții în centrale noi CHP, scenariul contrafactual se consideră ca fiind o investiție care produce același rezultat și anume asigurarea aceluiași necesar de energie termică la gardul centralei, fiind acceptabilă în acest sens o investiție în cazane de apă caldă / fierbinte în cadrul scenariului contrafactual.

La calculul indicatorilor de rentabilitate financiară ai investiției s-au avut în vedere următoarele aspecte:

- Fluxurile financiare de natura dobânzilor și rambursărilor de credite se exclud din ieșirile de numerar ale proiectului pentru calculul indicatorilor de performanță ai proiectului. De asemenea, nu sunt luate în considerare impozitele, taxele și alte ieșiri de numerar care nu sunt legate de costurile de operare;
- Calculul venitului net actualizat se bazează pe cifre care exclud taxa pe valoare adăugată (TVA);
- Fluxurile de numerar de tipul subvențiilor, creditelor bancare, finanțării UE, nu s-au inclus în intrările de numerar ale proiectului.

Fluxurile de numerar (FN) includ FN din investiții și FN din operații. Având în vedere prevederile Ghidului PNRR C6 I3 CHP, FN aferente subvențiilor (de investiții sau de operare) nu sunt incluse în analiză; excepție pot face cazurile în care investiția beneficiază deja de alte forme de suport (de exemplu, bonusul de cogenerare pe schema de suport operațional existentă, cf. metodologiei ANRE).

Notă: Conform art. 7 din HG nr. 1215/2009 cu completările și modificările ulterioare, bonusul de cogenerare se poate acorda în continuare producătorilor care au beneficiat de bonus înainte de anul 2016 în limita capacității aprobate. În cazul proiectelor de investiții noi, care nu se regăsesc pe lista capacităților în cogenerare publicată de ANRE la sfârșitul anului 2016 și care nu au beneficiat de bonusul de cogenerare, acestea nu beneficiază de bonus de cogenerare bazat pe schema de ajutor prelungită și prin urmare bonusul de cogenerare nu va fi considerat în cadrul veniturilor proiectului.

De asemenea, investiția în capitalul de lucru net (NWC) este stabilită ca fiind "zero", operare normală pentru o astfel de piață. În cadrul analizei financiare, estimarea prețurilor pentru principale date de intrare se bazează pe date de piață recente. Evoluția prețului de vânzare a energiei electrice ține cont de evoluția estimată a prețurilor cu achiziția gazelor naturale respectiv a certificatelor de emisie EUA CO2, având în vedere corelarea acestor piețe. De asemenea, prețul energiei termice s-a stabilit pe baza prețurilor actuale practicate, considerând același preț atât în scenariul contrafactual cât și în scenariul factual, cu proiectul de investiții.

Veniturile includ vânzările de energie, termică și electrică. Cheltuielile includ costurile de capital aferente obiectului de investiție, costurile de exploatare și întreținere a acestuia și costurile generate de emisiile GES de CO2.

De asemenea, în cadrul analizei financiare, rata de actualizare financiară (r, sau FDR) este utilizată pentru a reflecta profitul potențial rezultat din investirea aceluiași capital într-un proiect alternativ. Rata de actualizare va fi considerată la nivelul costului mediu ponderat al capitalului (CMPC, sau „WACC" în limba engleză) specific sectorului de producție de energie electrică din România, conform metodologiei aferente modului de stabilire a CMPC (în termeni reali, înainte de impozitare).

Analiza financiară este dezvoltată în cadrul Anexelor C7.0 – ACB, C7.3 – AF S1 și C7.4 – AF S2.

Rezultatele analizei financiare

Tabel 28. Indicatorii financiari pentru scenariile S1 și S2

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoarea netă actualizată financiară (VNAF/C)	-66.217.477,54 € -325.756.880,76 lei	-56.599.707,96 € -278.442.263,32 lei
Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF/C)	#NUM!	-6,27%
Valoarea netă actualizată financiară, cu asistență comunitară (VNAF/K)	-	-
Rata internă de rentabilitate financiară, cu asistență comunitară (RIRF/K)	9,10%	9,10%

4.5.2 Sustenabilitatea financiară a proiectului

Analiza de sustenabilitate financiară a proiectului este dezvoltată în cadrul Anexei C7.0 – ACB și al Anexei C7.4 – AF S2 pentru scenariul de proiect recomandat.

Sursele privind intrările și ieșirile de numerar considerăm că sunt complete și realiste, iar fluxul de numerar net cumulat este pozitiv pe fiecare an al perioadei de referință.

4.5.3 Costurile investiției. Deficitul de finanțare

Analiza financiară dezvoltată în cadrul Anexei C7.0 – ACB și al Anexei C7.4 – AF S2 include calculul pentru deficitul de finanțare. Această valoare reprezintă intensitatea maximă a ajutorului de stat acordat pentru finanțarea proiectului pentru instalația HE CHP.

Tabel 29. Deficitul de finanțare pentru scenariul optim recomandat (S2)

Scenariul 2	Valoare (fără TVA)
Valoare de investiție fără TVA: I	91.201.526,37 € 448.665.909,00 lei
Deficit de finanțare: DF = VNAF/C S2 – VNAF/C SR	-56.814.673,34 €

	-279.499.785,49 lei
Grad de finanțare: GF = DF/I	62,1 %

4.6 Analiza economică

Analiza economică dovedește contribuția proiectului la progresul economic al localității, fiind elaborată și din punctul de vedere al societății în calitate de cofinanțator al proiectului.

Indicatorii economici de performanță pozitivi, respectiv avantajele scenariilor identificate S1, S2 prezentați mai jos justifică finanțarea necesară în susținerea proiectului.

Analiza economică a fost realizată în cadrul Anexei C7.0 – ACB, cap. 7 și al Anexei C7.8 – AE.

Rezultatele analizei economice

Tabel 30. Indicatorii economici pentru scenariile S1 și S2

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoarea netă actualizată economică (VNAE)	55.065.602,12 € 270.895.229,64 lei	238.058.900,30 € 1.171.130.760,03 lei
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE)	7,34 %	13,88 %

4.7 Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate este inclusă în Anexa C7.0 – ACB, cap. 8 și Anexa C7.9 – AS. Este analizată senzitivitatea VNAF(C) și VNAE în raport cu factorii următori: PEE (preț energie electrică), PET (preț energie termică), PGN (preț gaz natural), PCE (preț certificat emisie CO2), CAPEX (valoare de investiție fără TVA), PUC (preț umbră CO2).

Tabel 31. Variația indicatorilor financiari și economici pentru scenariul S2

F1. Variație Cost investițional (CAPEX)										
Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 60.660.889,91	-7,18%	- 57.411.944,35	-1,44%	- 55.787.471,57	1,44%	- 52.538.526,01	7,18%	**30,3%**
RIRF(C)	-6,27%	-6,67%	-6,41%	-6,35%	-1,32%	-6,19%	1,34%	-5,84%	6,90%	
VNAE	238.058.900,30	233.804.331,55	-1,79%	237.207.986,55	-0,36%	238.909.814,05	0,36%	242.313.469,05	1,79%	**379,8%**
RIRE	13,88%	13,40%	-3,50%	13,78%	-0,72%	13,99%	0,73%	14,41%	3,76%	

F2. Variație Preț vânzare ET (PET)										
Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 43.622.928,67	22,93%	- 54.004.352,10	4,59%	- 59.195.063,82	-4,59%	- 69.576.487,26	-22,93%	**121,8%**
RIRF(C)	-6,27%	-1,30%	79,33%	-5,06%	19,26%	-7,68%	-22,46%	#NUM!	#NUM!	
VNAE	238.058.900,30	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	-
RIRE	13,88%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	

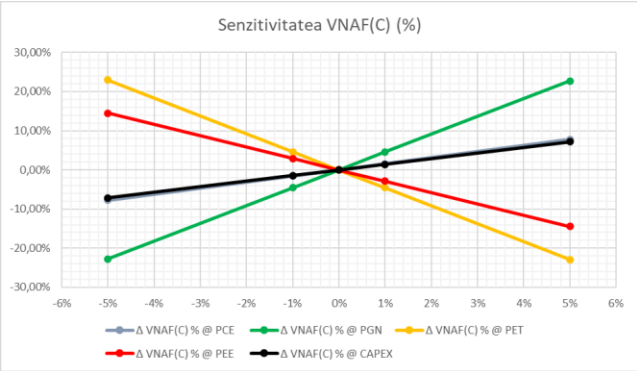
F3. Variație Preț vânzare EE (PEE)										
Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 48.413.618,76	14,46%	- 54.962.490,12	2,89%	- 58.236.925,80	-2,89%	- 64.785.797,17	-14,46%	**134,6%**
RIRF(C)	-6,27%	-2,61%	58,40%	-5,41%	13,76%	-7,24%	-15,43%	-13,72%	-118,72%	
VNAE	238.058.900	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	-
RIRE	13,88%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	

F4. Variație Preț achiziție GN (PGN)										
Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 69.473.746,27	-22,75%	- 59.174.515,62	-4,55%	- 54.024.900,30	4,55%	- 43.725.669,65	22,75%	**78,0%**
RIRF(C)	-6,27%	#NUM!	#NUM!	-7,68%	-22,39%	-5,07%	19,22%	-1,30%	79,22%	
VNAE	238.058.900,30	216.225.666,45	-9,17%	233.692.253,53	-1,83%	242.425.547,07	1,83%	259.892.134,15	9,17%	**154,5%**
RIRE	13,88%	12,71%	-8,46%	13,65%	-1,72%	14,13%	1,74%	15,12%	8,86%	

F5. Variație Preț achiziție certificate CO2 (PCE)										
Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 61.002.214,80	-7,78%	- 57.480.209,33	-1,56%	- 55.719.206,59	1,56%	- 52.197.201,12	7,78%	**35,7%**
RIRF(C)	-6,27%	-9,40%	-49,86%	-6,80%	-8,38%	-5,78%	7,84%	-4,06%	35,23%	
VNAE	238.058.900,30	230.120.013,29	-3,33%	236.471.122,90	-0,67%	239.646.677,70	0,67%	245.997.787,31	3,33%	**249,9%**
RIRE	13,88%	13,49%	-2,82%	13,81%	-0,57%	13,96%	0,57%	14,28%	2,84%	

F6. Variație Preț umbră CO2 (PUC)										
Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAE	238.058.900,30	208.813.627,75	-12,28%	232.209.845,79	-2,46%	243.907.954,81	2,46%	267.304.172,85	12,28%	**140,7%**
RIRE	13,88%	12,75%	-8,15%	13,66%	-1,61%	14,11%	1,60%	14,99%	7,95%	

Figura 13. Diagramele de senzitivitate pentru indicatorul financiar VNAF(C)



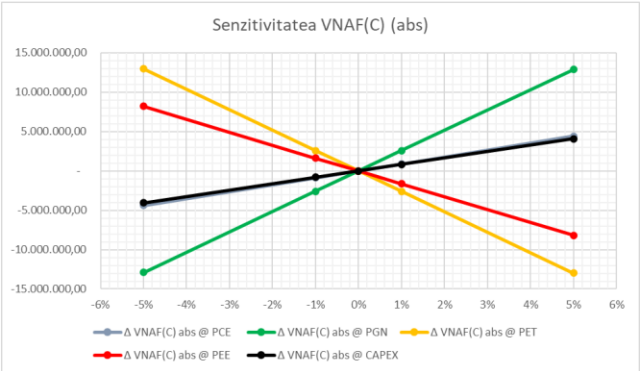
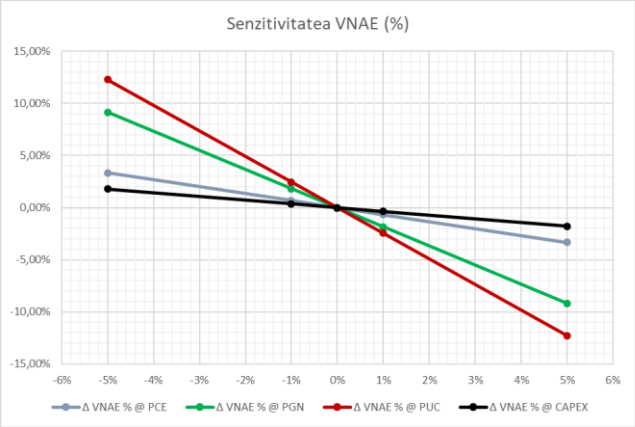
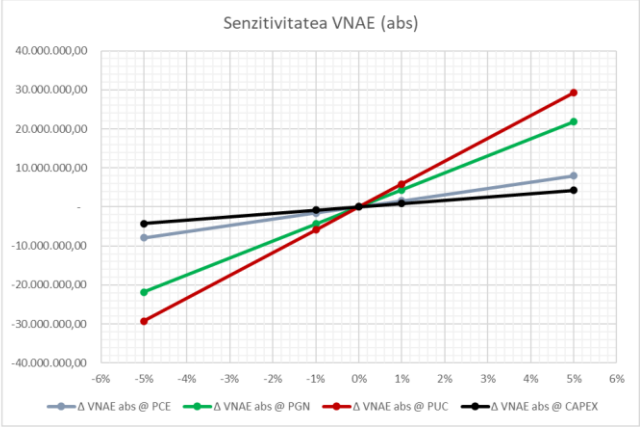


Figura 14. Diagramele de senzitivitate pentru indicatorul economic VNAE





4.8 Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor

Analiza de risc implică evaluarea riscurilor asumate la promovarea investiției: tehnice, financiare, instituționale, legale. Pentru a analiza proiectul de investiții s-au luat în considerare riscurile ce pot apărea atât în perioada de implementare a proiectului cât și în perioada de exploatare a obiectului de investiție.

Generalități

Pe lângă riscurile identificate (riscul de venit și cheltuielile cu materiile prime) în cadrul proiectului poate interveni și riscul de finalizare adică riscul ca finalizarea proiectului să fie întârziată în general din motive tehnice. Astfel de riscuri ar putea fi:

- Executarea defectuoasă a unora dintre lucrările de construcții;
- Etapizarea eronată a lucrărilor;
- Nerespectarea programării lucrărilor;
- Fluxul deficitar de informații între entitățile implicate în implementarea proiectului;
- Executarea defectuoasă a lucrărilor de conservare și întreținere;
- Lipsa capacității financiare a Beneficiarului de a suporta cheltuielile de întreținere;
- Lipsa personalului calificat;
- Neasigurarea valorii investiției la nivelul propus care să descurajeze investițiile;
- Implementarea unor strategii nefavorabile.

În cazul materializării acestor riscuri în perioada de implementare a proiectului, se impune identificarea și adoptarea unor soluții adecvate, atât din punct de vedere financiar, cât și din punctul de vedere al respectării termenelor prevăzute pentru a minimiza efectele acestora.

Pe lângă riscul de finalizare, trebuie luat în considerare și riscul de operare care include și riscul tehnologic, conform căruia proiectul nu se ridică la nivelul corespunzător fluxului de venituri și cheltuieli fie prin nerespectarea producției de energie calculate în proiect, fie din cauza costurilor operării și mentenanței care depășesc previziunile de buget.

Matricea de management al riscurilor

Pe lângă riscurile de mai sus proiectul investițional analizat este supus amenințării unor riscuri de natură tehnică, financiară, instituțională și legală. Descrierea acestor riscuri, consecințele și modalitățile de eliminare a acestora, precum și alocarea responsabilităților în gestionarea acestora sunt prezentate în tabelul următor:

Tabel 32. Matricea de management al riscurilor

Categoria de risc	Descriere	Consecințe	Eliminare	Cine este responsabil de gestiunea riscului
Riscuri tehnice				
Construcție	Riscul de apariție a unui eveniment pe durata realizării investiției, eveniment care conduce la imposibilitatea finalizării acesteia în timp și la costul estimat	Întârzierea în implementare și majorarea costurilor de execuție a investiției de termoficare	Investitorul, în general, va intra într-un contract cu durată și valoare fixe. Constructorul trebuie să aibă resursele și capacitatea tehnică de a se încadra în condițiile de execuție	Investitorul
Recepție investiție	Riscul este atât fizic cât și operațional și se referă la întârzierea efectuării recepției investiției	Consecințe pentru ambele părți. Pentru executanții lucrării venituri întârziate și profituri pierdute. Pentru beneficiari întârzierea începerii utilizării sistemului de termoficare, cu toate consecințele ce decurg din aceasta	Finanțatorul nu va efectua plata întregii contravalori a lucrării până la recepția investiției	Investitorul
Resurse la intrare	Riscul ca resursele necesare realizării sistemului de termoficare să coste mai mult decât s-a anticipat, să nu aibă o calitate corespunzătoare sau să fie indisponibile în cantitățile necesare	Creșteri de cost și în unele cazuri efecte negative asupra calității serviciilor furnizate	Executantul poate gestiona riscul prin contracte de aprovizionare pe termen lung cu clauze specifice privind asigurarea calității furniturilor. În parte aceasta poate fi rezolvată și din faza de proiectare	Executantul
Întreținere și reparare	Calitatea proiectării și/sau a lucrărilor să fie necorespunzătoare având ca rezultat creșterea peste anticipări a costurilor de întreținere și reparații	Creșterea costului cu efecte negative asupra utilizării sistemului de termoficare	Investitorul poate gestiona riscul prin clauze contractuale de garanție a lucrărilor efectuate de executant	Investitorul

Categoria de risc	Descriere	Consecințe	Eliminare	Cine este responsabil de gestiunea riscului
Capacitate tehnică	Executantul nu are capacitatea tehnică necesară pentru executarea lucrărilor de realizare a investiției	Imposibilitatea beneficiarului de a realiza sistemul de termoficare	Investitorul examinează în detaliu capacitatea tehnică și financiară a executantului	Executantul
Soluții tehnice vechi sau inadecvate	Soluțiile tehnice propuse nu sunt corespunzătoare din punct de vedere tehnologic	Toate beneficiile estimate sunt mult diminuate	Investitorul poate gestiona riscul prin clauze contractuale referitoare la calitatea lucrării	Investitorul
Riscuri financiare				
Finanțare indisponibilă	Riscul ca finanțatorul să nu poată asigură resursele financiare atunci când trebuie și în cuantumuri suficiente	Lipsa finanțării pentru continuarea sau finalizarea investiției	Investitorul va analiza cu mare atenție angajamentele financiare ale sale și concordanța cu programarea investiției	Investitorul
Evaluare incorectă a valorii investiției și a costurilor de operare	Valoarea investiției și costurile de operare sunt subevaluate	Investitorul nu poate asigură finanțarea investiției și funcționarea sistemului de termoficare	Investitorul poate să își utilizeze propriile resurse financiare (dacă aceste sunt disponibile) pentru a acoperi costurile suplimentare. De asemenea, investitorul poate căuta și alte surse de finanțare.	Investitorul
Inflația	Valoarea reală a plăților, în timp, este diminuată de inflație	Diminuarea în termeni reali a veniturilor realizate de executant	Executantul va căuta un mecanism corespunzător pentru compensarea inflației. Investitorul va accepta clauze de indexare în contract.	Investitorul Executantul
Riscuri instituționale				

Categoria de risc	Descriere	Consecințe	Eliminare	Cine este responsabil de gestiunea riscului
Modificarea cuantumului impozitelor și taxelor	Riscul ca pe parcursul proiectului regimul de impozitare general să se schimbe în defavoarea investitorului	Impact negativ asupra veniturilor financiare ale investitorului	Veniturile investitorului trebuie să permită acoperirea diferențelor nefavorabile, până la un cuantum stabilit între părți prin contract.	Investitorul
Retragerea sprijinului guvernamental	Dacă facilitatea se bazează pe un sprijin complementar autoritatea guvernamentală va retrage acest sprijin afectând negativ proiectul	Consecințe asupra surselor de finanțare a proiectului	Investitorul va încerca să redreseze financiar proiectul după schimbările ce afectează în mod discriminatoriu proiectul	Investitorul și ceilalți beneficiari ai proiectului
Riscuri legale				
Schimbări legislative/de politică	Riscul schimbărilor legislative și al politicii autorităților guvernamentale care nu pot fi anticipate la semnarea contractului și care sunt adresate direct, specific și exclusiv proiectului ceea ce conduce la costuri de capital sau operaționale suplimentare din partea investitorului	O creștere semnificativă în costurile operaționale ale investitorului și/sau necesitatea de a efectua cheltuieli de capital pentru a putea răspunde acestor schimbări	Lobby politic pe lângă autoritățile publice de la nivelurile superioare de guvernare cu scopul ca actele normative cu impact asupra proiectului să rămână neschimbate	Investitorul

În cadrul Anexei C7.0 – ACB este inclus cap. 9 – Analiza riscurilor.

--

Având în vedere rezultatele acestei analize se poate trage concluzia că investiția este benefică pentru toți factorii interesați, iar realizarea acesteia va aduce câștiguri pe termen lung și o dezvoltare locală durabilă.

5 SCENARIUL TEHNICO-ECONOMIC RECOMANDAT

5.1 Comparația scenariilor propuse d.p.d.v. tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor

Scenariul contrafactual

Este scenariul de referință (SR), ipotetic, pentru situația nefinanțării proiectului HE CHP.

Scenariile cu proiect HE CHP

S1: Configurație CHP 2 x TG 8,5 MWe / 13,5 MWt + 4 x CA 25 MWt + 1 x CAS 7,4 MWt
S2: Configurație CHP 3 x MT 10,4 MWe / 9 MWt + 4 x CA 25 MWt + 1 x CAS 7,4 MWt

Scenariile nou propuse au în vedere adaptarea soluției tehnice la necesitățile actuale ale SACET Arad cauzate de schimbările de ordin tehnic precum și de ordin legislativ. De asemenea scenariile propuse îndeplinesc condițiile impuse pentru:

- impact pozitiv asupra mediului
- sporirea confortului termic și al siguranței de operare în SACET Arad
- menținerea costurilor energiei termice la un nivel cât mai redus cu un impact pozitiv asupra nivelului de trai și asigurarea condițiilor decente de locuit în Municipiul Arad

Toate scenariile nou propuse au în vedere adaptarea soluției tehnice la necesitățile actuale ale SACET Arad cauzate de schimbările de ordin tehnic precum și de ordin legislativ. De asemenea scenariile propuse îndeplinesc condițiile impuse pentru:

- impact pozitiv asupra mediului
- sporirea confortului termic și al siguranței de operare în SACET Arad
- menținerea costurilor energiei termice la un nivel cât mai redus cu un impact pozitiv asupra nivelului de trai și asigurarea condițiilor decente de locuit în Municipiul Arad

5.2 Selectarea și justificarea scenariului optim recomandat

Datele comparative de analiză pentru scenariile selectate sunt redate sintetic în tabelele următoare.

Comparația tehnologiilor de cogenerare selectate

Prezentăm un tabel de comparație a celor două tehnologii de cogenerare, „Motor cu gaz” versus „Turbina cu gaz”, sub forma unei analize SWOT, cu punctele tari, punctele slabe, oportunitățile și amenințările specifice acestora:

Tabel 33. Tabel comparativ Motor cu gaz vs. Turbină cu gaz

	Motor cu gaz	Turbină cu gaz
Puncte tari	• Motoarele cu combustie pot fi adaptate să ardă o varietate de combustibili, inclusiv gaze naturale, combustibil lichid ușor, sau biodiesel; • Motoarele cu combustibil dual pot răspunde cu ușurință la schimbările de disponibilitate a combustibilului; unele	• Poate opera cu combustibili diverși - gaze naturale, păcură și combustibili sintetici; • Eficiență ridicată la cicluri de funcționare de peste 8 ore la încărcarea de bază la sarcină completă;

	motoare au posibilitatea de a funcționa concomitent cu ambii combustibili; • Sunt H2-Ready (admit la momentul actual un procent de până la 20-25%vol H2 în amestec cu gazul natural), asigurând flexibilitatea necesară în viitor pentru reducerea emisiilor GES. Există de asemenea proiecte pilot pentru demonstrarea capabilităților de operare cu hidrogen până la 100%. • Consumă cu aproape 50% mai puțină apă decât o centrală electrică cu turbină pe gaz de dimensiuni similare; • Schimbarea sarcinii de la 10% la 100% se realizează de regulă în mai puțin de 1 minut. Schimbarea sarcinii nu afectează programul de mentenanță. • Timp de pornire rapid din 0% sarcină la rece, de maxim 10 minute; de asemenea, timpul de oprire este scurt, de 1-10 minute. • Motoarele cu ardere internă sunt mai puțin sensibile la temperatura și umiditatea aerului de combustie, păstrându-și eficiența și puterea nominală practic constantă într-o gamă largă de condiții climatice; • Motoarele sunt eficiente și în regim de funcționare intermitentă; • Pornirea rapidă a motorului reduce în regim de funcționare intermitentă consumul total de combustibil; • Condițiile de pornire la cald pot fi menținute pentru asigurarea unui start rapid și pot ajunge la sarcina nominală în cca. două minute în condiții de „pornire la cald” în care apa de răcire este preîncălzită și menținută la peste 70 °C; • Gazele de eșapament provenite de la motorul cu ardere internă cu piston sunt de regulă sub 400 °C, o temperatură mult mai scăzută decât temperatura de evacuare la turbinele cu gaz;	• Sunt H2-Ready (admit la momentul actual un procent de până la 15-20%vol H2 în amestec cu gazul natural), asigurând flexibilitatea necesară în viitor pentru reducerea emisiilor GES. Există de asemenea proiecte pilot pentru demonstrarea capabilităților de operare cu hidrogen până la 100%. • Pornirea de la sarcina 0% la 100% se realizează de regulă în mai puțin de 15 minute; • Centrala cu turbină cu gaze necesită de regulă mai puține sisteme auxiliare, precum și mai puține dispozitive suplimentare de recuperare a căldurii.

	• Motoarele cu combustie au o eficiență mai mare a ciclului simplu (eficiența electrică brută, fără cogenerare), de până la 50-51% pentru capacitățile instalate mari; • Costurile de întreținere a motorului pe gaz se dovedesc adesea mai mici decât cele pentru turbine (fazele de mentenanță principale A, B și C pot fi asigurate de către personalul specializat al beneficiarului în cadrul mentenanței de rutină, cu o instruire adecvată); • Motoarele oferă o putere de încărcare completă neschimbată la orice altitudine de până la 1.000 de metri deasupra nivelului mării; • Cerințele scăzute de presiune de admisie a gazelor pentru motoare (5-10 bari comparativ cu aproximativ 20-40 bar pentru turbine) reduc costurile și riscurile infrastructurii și permit plasarea acestor generatoare în apropierea consumatorilor; • Sisteme avansate de recuperare a căldurii din gazele de ardere asigură o eficiență globală garantată a motorului în configurație de cogenerare de peste 88-90 %, mai ales în cazul motoarelor de capacități mari.	
Puncte slabe	• Sarcina nominală a motorului scade la temperaturi ridicate ale mediului ambiant (cu 1,1% la 40 °C în comparație cu condițiile ISO) • Centralele cu motoare necesită sisteme auxiliare precum și dispozitive suplimentare de evacuare și tratare a gazelor de ardere.	• Consumul de apă este relativ mare, de 790 l/MWh față de 400 l/MWh în cazul centralelor cu motoare cu combustie internă; • Posibilitatea de creștere a încărcării este mai lentă, fiind limitată pentru a preveni stresul termic din componentele instalației; • Cele mai rapide modele de turbină cu gaz produc 30 % sarcină livrată după 7 minute și durează aproape 30 minute pentru a atinge puterea completă în condiții de pornire la cald;

		• Eficiența ciclului simplu a unei turbine cu gaz este de cca. 35 % la 40 °C temperatura mediului ambiant (scade cu 3,5% peste); • Producția în ciclu combinat (CCGT) scade cu 15 până la 18 % la 40 °C în comparație cu condițiile de referință ISO; • Eficiența centralelor electrice cu turbină cu gaz se degradează la încărcare parțială; • Instalația CCGT nu este profitabilă la funcționarea intermitentă cu durate scurte de operare. • Timpul de pornire și sarcina minimă de exploatare cresc timpul total în care funcționează instalația CCGT și astfel consumul total de energie (combustibil) și cheltuielile de exploatare vor crește. • Pentru a permite o pornire rapidă a turbinei de gaz trebuie menținute condițiile de pornire la cald și anume temperatura și presiunea în porțiunea de aburi a ciclului combinat; • Turbinele cu gaz scad la o eficiență mai mică de 30 % la încărcarea la jumătate de sarcină • Sarcina minimă pentru majoritatea turbinelor cu gaz este de aproximativ 50 % din producția nominală deoarece operarea la sarcini mai mici poate duce la reducerea temperaturii de ardere, la o conversie mai mică de CO în CO2 și la depășirile potențiale ale emisiilor; • Condițiile de pornire la cald pentru CCGT variază oarecum în funcție de producător, menținerea sistemelor electrice energizate, creditul de purjare și controlul temperaturii aburului permit timpii

		de pornire pentru CCGT de aproximativ 30 până la 35 minute de la inițierea secvenței de pornire; • Instalațiile simple cu turbină cu gaz au în medie o eficiență mai mică, de 30-40 % pentru gazul natural și în jur de 25-35 % pentru CLU. Centralele electrice cu ciclu combinat pot obține eficiențe electrice de până la 52-57 %; • Turbinele cu gaz sunt mai sensibile la condițiile ambientale (temperatură aer) și altitudine. Producția turbinei cu gaz industriale este dependentă de altitudine, scade cu 10 % de la 0 m altitudine la 1.000 m altitudine.
Oportunități	• Asigură o sursă de alimentare sigură, adaptabilă la diverse tipuri de combustibil, asigurați de diverși furnizori; • Având în vedere caracterul de variabilitate a producerii energiei electrice regenerabile (solară, eoliană), operatorii de rețele electrice trebuie să se bazeze pe centrale electrice care să asigure o sarcină suplimentară (sau să reducă sarcina, după caz); dotate cu acumulator de căldură, motoarele pot asigură rolul de stabilizator al producției de energie respectiv pot asigură servicii de sistem; • În producția actuală de energie se pune accentul pe centralele electrice foarte eficiente, flexibile, cu emisii cât mai reduse, care să răspundă diverselor scenarii de încărcare intermediară și de vârf, cu răspuns rapid.	• Turbinele cu gaze sunt una dintre tehnologiile de generare a energiei electrice cele mai utilizate pe scară largă.
Amenințări	• Lipsa de combustibil, întreruperile de aprovizionare și constrângerile de preț pot constitui riscuri considerabile de fiabilitate economică și electrică. • Adaptarea la cerințele de eficiență energetică din ce în ce mai exigente în	• Prețurile ridicate ale gazelor naturale din Europa au afectat viabilitatea economică a turbinelor cu gaze. • Scăderea debitului apelor din regiune și lipsa apei necesare pentru răcire.

	privința adoptării unor gaze combustibile cu amprentă scăzută a emisiei de CO2 implică o disponibilitate adecvată pentru utilizarea hidrogenului verde în principal, dependentă de planul național de dezvoltare a infrastructurilor de producție, stocare și transport hidrogen.	• Variațiile mari ale producției de energie regenerabile impun centralelor cu turbine cu gaz să funcționeze la sarcini parțiale și cu cicluri de creștere și reducere a încărcării multiple. Acest fapt va conduce la scăderea eficienței acestora și imposibilitatea acoperii costurilor de producție.

Datele tehnice aferente celor două scenarii factuale sunt prezentate în cap. 3.2.1. În vederea stabilirii scenariului optim recomandat, vom realiza atât o analiză tehnică de evaluare a celor două tehnologii, cât și o analiză cost-beneficiu.

Pentru evaluarea scenariilor identificate au fost stabiliți mai mulți factori de influență, punctați în funcție de ponderea lor specifică după cum urmează.

Reducere emisie de CO2 obținută de instalația de cogenerare față de instalațiile convenționale de producere separată a energiei

Reducerea emisiilor are un impact ridicat asupra configurației într-o pondere estimată de până la 40 % din total punctaj. S-a stabilit o plaja de punctaj de la 1-10: 1 punct pentru reducerea emisiilor cele mai mici și 10 puncte pentru configurația cu reducerea emisiilor cele mai mari. Pentru celelalte configurații se aplică regula de trei simplă.

Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă totală netă (livrată)

Emisiile raportate asupra energiei utile livrate impactează bilanțul financiar al configurației într-o pondere estimată de până la 15 % din total punctaj. S-a stabilit o plajă de punctaj de la 1-10: 1 punct pentru emisiile specifice cele mai mari și 10 puncte pentru configurația cu emisiile specifice cele mai mici. Pentru celelalte configurații se aplică regula de trei simplă.

Randament termic %

Randamentul termic al configurației CHP + CA poate influența bilanțul financiar al configurației într-o pondere estimata de până la 15 % din total punctaj. S-a stabilit o plaja de punctaj de la 1-10: un punct pentru randamentul cel mai mic și 10 puncte pentru configurația cu randamentul cel mai mare. Pentru celelalte configurații se aplică regula de trei simplă.

Randament electric %

Randamentul electric al configurației CHP + CA este factorul major care poate influența bilanțul financiar al configurației într-o pondere estimata de până la 15 % din total punctaj. S-a stabilit o plaja de punctaj de la 1-10: un punct pentru randamentul cel mai mic și 10 puncte pentru configurația cu randamentul cel mai mare. Pentru celelalte configurații se aplica regula de trei simpla.

Randament global %

Randamentul global al configurației CHP + CA este un factor important care poate influența bilanțul financiar al configurației într-o pondere estimata de până la 15 % din total punctaj. S-a stabilit o plaja de punctaj de la 1-10: un punct pentru randamentul cel mai mic și 10 puncte pentru configurația cu randamentul cel mai mare. Pentru celelalte configurații se aplica regula de trei simpla.

Tabel 34. Centralizatorul comparativ cu punctajele scenariilor analizate

Pondere	Reducere emisie de CO2 obținută de instalația de cogenerare	Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare	Randament termic %	Randament electric %	Randament global %	Total
	40%	15%	15%	15%	15%	100%
S1	5	9	10	8	10	42,00
S2	10	10	8	10	10	48,00

În baza analizei tehnice de mai sus, rezultă ca optimă pentru acest proiect alegerea tehnologiei de cogenerare cu motoare. Principalele avantaje identificate pentru scenariul S2 sunt:

- Flexibilitate mai mare în operare, prin numărul de unități care participă la asigurarea necesarului de energie termică în cadrul SACET.
- Randament electric mai mare și raport energie electrică / energie termică supraunitar, care determină o producție net superioară ce permite maximizarea veniturilor operaționale în cadrul SPAET, în interesul susținerii unui preț optim suportabil pentru consumatorii racordați la SACET și menținerii sursei SACET la performanțe superioare în exploatare.
- Reducerea cantității de emisie CO2 anuală mai mare, în condițiile de referință date, în comparație cu instalațiile convenționale de producere separată a energiei, termică și electrică.
- Obținerea unui factor de emisie specifică de CO2 mai mic, raportat la energia electrică netă livrată în SEN.
- Stabilitatea și predictibilitatea mai mare a producției de energie (capacitatea turbinelor de gaz este variabilă cu temperatura aerului - scade la creșterea temperaturii).

În baza analizei cost beneficiu realizată în cadrul Anexei C7, rezultă următorii indicatori financiari și economici aferenți scenariilor S1 și S2.

Tabel 35. Centralizatorul indicatorilor financiari și economici pentru scenariile factuale

Indicator	**Scenariul 1**	**Scenariul 2**
VNAF(C)	-66.217.477,54 € -325.756.880,76 lei	-56.599.707,96 € -278.442.263,32 lei
RIRF(C)	#NUM!	-6,27 %
VNAF(K)	-	
RIRF(K)	9,10 %	9,10 %
VNAE	55.065.602,12 € 270.895.229,64 lei	238.058.900,30 € 1.171.130.760,03 lei
RIRE	7,34 %	13,88 %

Având în vedere valorile favorabile ale indicatorilor VNAF(C), VNAE și RIRE în cazul scenariului S2, recomandăm alegerea acestuia ca fiind **scenariul optim propus pentru investiție**.

5.3 Descrierea scenariului optim recomandat

5.3.0 Preambul. Informații generale

Scenariul optim recomandat pe baza analizei tehnice, financiare și economice este în concordanță cu obiectivele strategice de dezvoltare a SACET Arad și va fi implementat conform graficului de realizare (a se vedea Anexa C4 din capitolul Anexe) în decurs de maxim 3 ani, în anii 2023-2026, cu termen de finalizare și punere în funcțiune până cel târziu la data de 30.06.2026. O etapizare a punerii în funcțiune a obiectelor este posibilă și se va stabili de către beneficiar în cadrul documentației de achiziție, în conformitate cu programul de finanțare și cu strategia de achiziție adoptată. În cadrul graficului propus s-au considerat prioritățile de realizare a sursei cu scopul de a asigură continuitatea serviciului public de alimentare cu energie termică.

Scenariul optim recomandat S2 prevede implementarea unei instalații de producere a energiei termice (ET) și electrice (EE) în cogenerare de înaltă eficiență (CHP), împreună cu toate echipamentele și instalațiile auxiliare necesare.

Prin configurația propusă, se va asigura atingerea cerințelor obligatorii pentru sistemele eficiente de termoficare centralizată stabilite în cadrul Directivei 27/2012/EU (EED) privind Eficiența Energetică, astfel încât să se asigure minim 50% ET livrată dintr-o combinație de surse în cogenerare de înaltă eficiență și surse de energie regenerabilă. În cazul acestui proiect de investiție, este vizată livrarea ET în rețeaua termică primară SACET utilizând instalațiile de cogenerare pentru zona de bază și cazanele de apă fierbinte pentru vârf. Conformarea la cerințele Directivei 27/2012/EU (EED) se va realiza conform termenelor agreate cu ajutorul unor pachete investiționale separate.

De asemenea, soluția de cogenerare propusă satisface toate cerințele impuse prin Directiva de eficiență energetică privitoare la randamentul global, economia de energie primară și reducerea emisiilor în atmosferă a gazelor cu efect de seră și a celor poluante, precum și toate exigențele prevăzute în programele de finanțare actuale, inclusiv încadrarea sub limita de emisie specifică raportată la energia utilă produsă, de 250 gCO2/kWh, fără a fi necesar aportul vreunui gaz combustibil cu emisii de CO2 scăzute (cum ar fi hidrogenul verde).

Toate echipamentele propuse pentru operarea pe gaz natural sunt capabile să opereze cu un amestec de hidrogen în gazul natural având un conținut de până la 20%vol. H2, iar pentru viitor, în momentul în care hidrogenul va fi disponibil pentru utilizarea facilă, echipamentele pot fi ajustate și/sau upgradate corespunzător pentru creșterea conținutului de hidrogen.

În momentul în care va fi utilizat hidrogen verde, ponderea ET din resurse regenerabile, produsă cu ajutorul surselor bazate pe arderea amestecului de gaz natural cu hidrogen, va crește, fiind posibilă adaptarea la cerințele viitoare ce vor fi adoptate cu privire la eficiența energetică.

Noua sursă va include următoarele:

- instalație HE CHP formată dintr-un număr de 3 motoare termice cu ardere internă pe gaz natural
- instalație de producere a apei calde și aburului formată dintr-un număr de 4 cazane de apă caldă pe gaz natural și 1 cazan de abur pe gaz natural
- echipamentele, sistemele și instalațiile auxiliare necesare noii surse, respectiv:
    - sistemele de pompare a fluidelor, necesare operării noii surse
    - instalația de degazare termică a apei de adaos introdusă în rețeaua de termoficare
    - acumulatorul de căldură pentru utilizarea eficientă a instalației HE CHP
    - stația electrică de transformare aferentă noii surse
    - racorduri tehnologice și la utilități

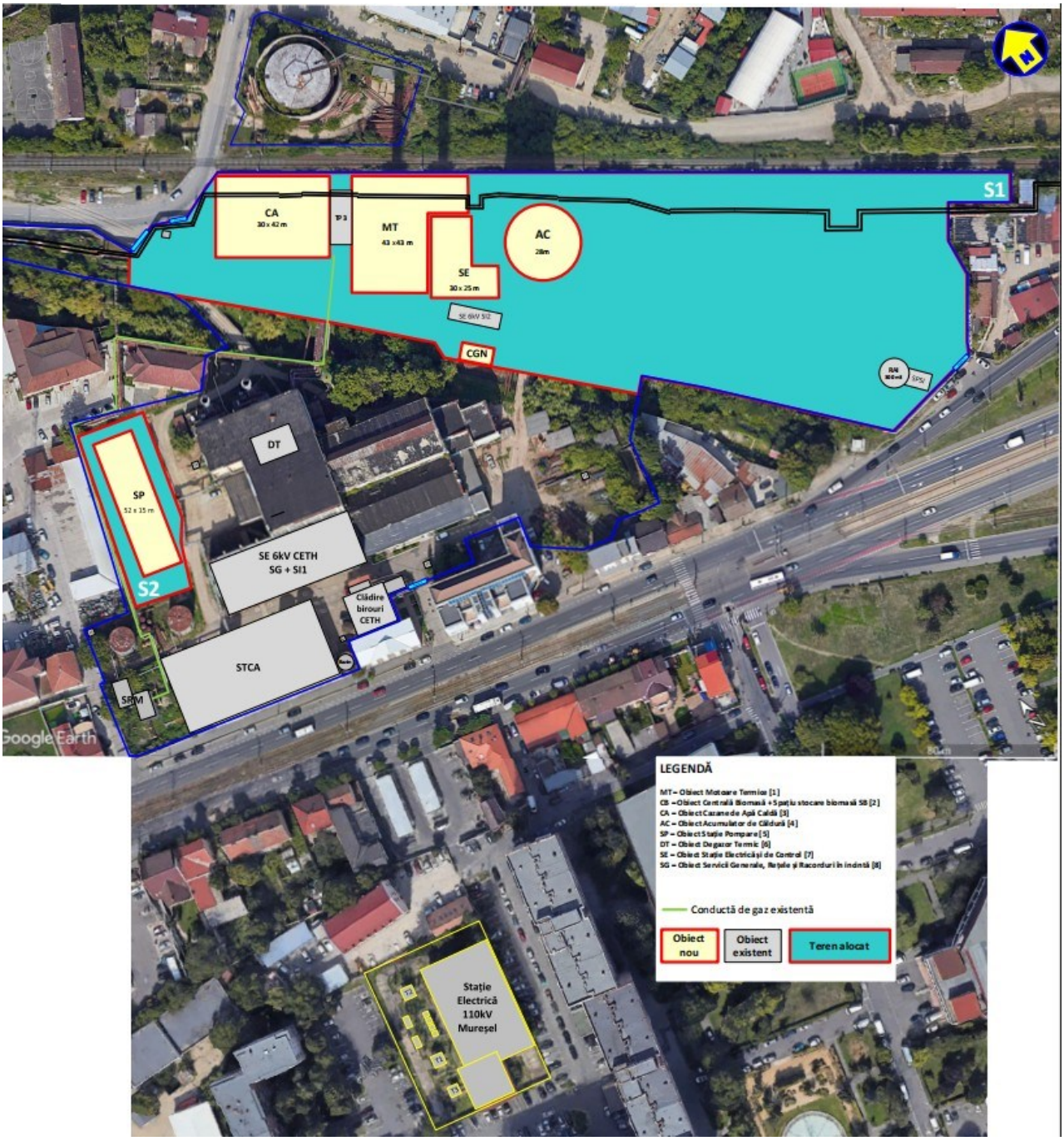
În vederea proiectării și realizării, s-a realizat o structurare a obiectivului de investiție pe următoarele obiecte:

Tabel 36. Obiectele configurației propuse pentru scenariul S2

Obiect 01 – MT : Motoare pe gaz (instalație de cogenerare de înaltă eficiență)
Obiect 02 – CA : Cazane pe gaz (instalație de vârf pentru producerea energie termice)
Obiect 03 – DT : Degazor termic
Obiect 04 – AC : Acumulator de căldură
Obiect 05 – SP : Stație de pompare agent termic
Obiect 06 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit
Obiect 07 – SG : Servicii generale, rețele în incintă și racorduri

Propunerea de amplasare a obiectelor componente ale investiției este prezentată mai jos, precum și în cadrul Anexelor.

Figura 15. Planul de amplasament propus



5.3.1 Obiectul 1 – MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz

5.3.1.1 Necesitatea

Noua sursă de producere a energiei termice va trebui să se bazeze preponderent pe producerea în cogenerare a energiei termice și electrice de înaltă eficiență, cu scopul de a îndeplini cerințele pentru sistemele de termoficare centralizată așa cum au fost descrise în cadrul acestui studiu (beneficiarul a optat pentru îndeplinirea cerinței de SACET eficient prin atingerea a cel puțin 50% ET livrată către SACET dintr-o combinație de surse, HE CHP + RES).

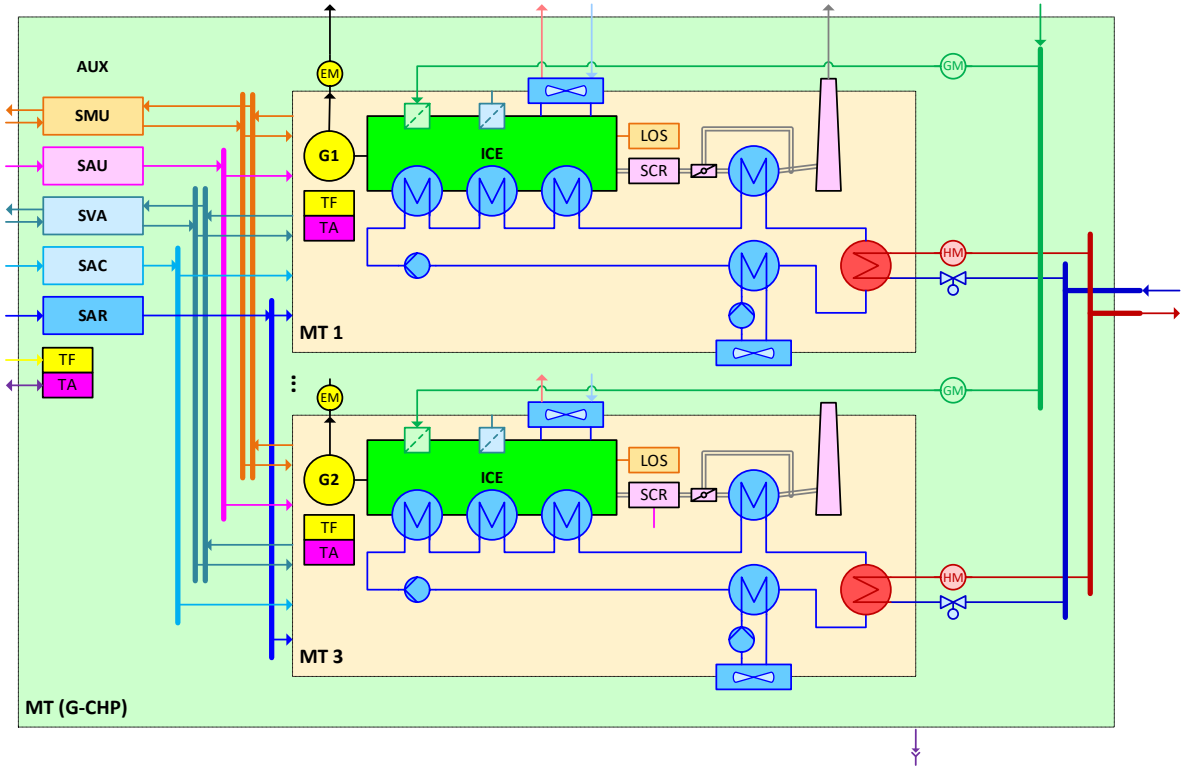
Scenariul S2 propus include o instalație de cogenerare de înaltă eficiență formată din 3 (trei) motoare cu ardere internă și generator electric, cu funcționare pe gaz (MT, sau CHP MT), care să îndeplinească totodată cerințele impuse prin programul de finanțare vizat de acest studiu:

- asigurarea unui factor de emisie specifică de CO2 de maxim 250 gCO2/kWh raportat la energia utilă
- posibilitatea utilizării viitoare a unui amestec de gaz natural cu hidrogen verde în scopul micșorării emisiei specifice de CO2

Configurația tehnică a instalației CHP propuse asigură producția de apă caldă / fierbinte pentru termoficare centralizată și energie electrică pentru vânzare. Capacitatea utilă necesară a instalației CHP a fost stabilită la minim 31,2 MWe și minim 27 MWt. Randamentul garantat al instalației în ansamblu va fi de minim 88%.

5.3.1.2 Schema de proces

Figura 16. Schema funcțională MT



Legendă:

ICE – Motor cu combustie internă
LOS – Sistem de ungere cu ulei
SAU – Sistem de alimentare cu uree
MT – Unitate de cogenerare cu motor termic
SMU – Sistem de management ulei
SVA – Sistem de ventilație aer

SAC – Sistem de pornire cu aer comprimat
SCR – Sistem de reducere catalitică NOx și CO
EM – Contor de energie electrică
TF – tablou forță (tablou de alimentare)
G – Generator electric
SAR – Sistem de alimentare cu apă răcire
HM – Contor de energie termică
GM – Contor gaz natural
TA – tablou de automatizare / control
AUX – instalații auxiliare

5.3.1.3 Descrierea soluției

Instalația de cogenerare de înaltă eficiență (CHP) propusă pentru adoptare asigură energia termică sub formă de apă fierbinte pentru utilizare în rețeaua de termoficare SACET Arad simultan cu energia electrică pentru vânzare pe piața liberă. Capacitatea instalației CHP a fost stabilită la minim 27 MWt căldură și minim 31,2 MWe putere electrică. Randamentul garantat al instalației în ansamblu va fi de minim 88%.

Instalația CHP se bazează pe un număr de 3 (trei) motoare termice identice de ultimă generație (unități CHP), cu pistoane cu ardere internă și aprindere prin scânteie, care utilizează gaz combustibil, pregătite H2R, în componența cărora sunt incluse toate auxiliarele specifice necesare: turbocompresorul gaz-aer, răcitoarele de aer, răcitorul de ulei, răcitoarele de apă, sistemele electrice și de control, generatorul electric 10,5 kV, etc. Capacitatea individuală a unei unități CHP este de minim 9 MWt căldură și minim 10,4 MWe putere electrică.

Constructiv, fiecare unitate CHP va include următoarele părți asamblate: generatorul, ansamblul motor, ansamblul turbocompresor și ansamblul recuperator de căldură. Toate aceste părți vor fi livrate de producătorul motoarelor. Fiecare unitate CHP va fi echipată cu sistem de comandă, control și protecție, cu interfețe de comunicație de date și semnale I/O necesare pentru integrarea în cadrul sistemului DCS/SCADA al noii surse.

Alimentarea cu gaze

Motoarele unităților CHP prevăzute vor funcționa cu gaz natural în prima etapă de exploatare, fiind pregătite pentru a funcționa în viitor cu ”hidrogen verde” în amestec cu gazul natural, atunci când condițiile de piață vor deveni favorabile utilizării.

Motoarele propuse sunt “H2-Ready”. Întrucât există particularități cu privire la utilizarea hidrogenului, prezentăm în cele ce urmează care sunt condițiile cunoscute la acest moment:

- Motoarele propuse sunt capabile să opereze, de la momentul achiziției, cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 25%vol hidrogen, cu condiția asigurării anumitor condiții tehnice. Rampa de gaz este stabilită pentru cazul alimentării cu gaz natural. La introducerea hidrogenului în amestec cu gazul natural într-un anumit procent, va fi necesară recalcularea rampei de gaz. Prezentăm mai jos efectul creșterii conținutului de hidrogen asupra motoarelor:
  - Performanțele motoarelor nu se vor modifica sesizabil dacă procentul de hidrogen se situează până la maxim 5%vol.
  - Pentru un conținut situat între 5%vol și 10%vol H2, sarcina electrică se poate menține la 100% dacă temperatura de intrare a apei de răcire a motorului va fi de cel mult 55 °C. Randamentul electric va scădea ușor iar randamentul termic va depinde de configurația hidraulică stabilită pentru recuperarea căldurii, în vederea asigurării temperaturii maxime a apei de răcire a motorului, în concluzie căldura recuperată în agentul termic se va diminua.

  - Pentru un conținut situat între 10%vol și 25%vol H2, sarcina electrică va scădea proporțional cu prezența H2 până la maxim 80% dacă temperatura de intrare a apei de răcire a motorului va fi de cel mult 55 °C. Randamentul electric va continua să scadă ușor iar randamentul termic va depinde de configurația hidraulică stabilită pentru recuperarea căldurii precum și de sarcina electrică parțială de operare, în vederea asigurării temperaturii maxime a apei de răcire a motorului, în concluzie căldura recuperată în apa de termoficare se va diminua.
  - Pentru orice conținut de hidrogen peste valoarea de 5%vol, este necesară realizarea unei automatizări care presupune reglarea continuă a procesului de ardere în funcție de conținutul de hidrogen din gazul natural respectiv de cifra metanului. De asemenea, planul de mentenanță specific operării pentru gazul natural va trebui actualizat corespunzător.
  - În concluzie, trecerea la utilizarea hidrogenului în amestec cu gazul natural într-o proporție de 5-25%vol va presupune în viitor o serie de costuri suplimentare, cu echipamentele necesare pentru măsurarea H2 și MN, respectiv cu ajustările de software în configurația motorului și serviciile de proiectare și inginerie aferente. Se presupune că hidrogenul este deja amestecat în gazul natural, la intrarea în rampa de alimentare a motorului.
- Motoarele propuse vor putea fi echipate în viitor prin upgrade cu componente ale blocului motor și rampei de alimentare care să permită utilizarea unui gaz natural în amestec cu un conținut mai ridicat de hidrogen de până la 100%. Performanțele motoarelor se vor modifica pe măsură ce conținutul de hidrogen va crește. Informațiile privind calendarul de upgrade și costurile aferente vor fi disponibile la o dată ulterioară.
- Pentru trecerea la utilizarea hidrogenului după momentul implementării investiției, se va realiza în prealabil un proiect tehnic detaliat, iar costurile aferente vor fi cuantificate atunci.

Pentru alimentarea cu gaz natural este prevăzută o stație de comprimare gaz care asigură creșterea presiunii de la 4,5 bar(g) la o presiune de 9,5 bar(g) sau cât este necesar. Stația de comprimare gaz va include cel puțin o unitate compresoare dimensionate pentru alimentarea celor 3 unități CHP. Unitatea de comprimare gaz va fi instalată în container amplasat în exterior în proximitatea clădirii motoarelor. Unitatea de comprimare se va racorda la conducta de gaz existentă în amplasament, prin intermediul unui filtru duplex.

Alimentarea fiecărui motor se va realiza dintr-o bară comună racordată la ieșirea compresoarelor. Fiecare racord de alimentare la motor va fi dotat cu contor de gaz natural.

Recuperarea căldurii și răcirea motorului

Pentru recuperarea căldurii în scopul utilizării în rețeaua de termoficare SACET, motoarele vor utiliza un circuit format din răcitoarele de aer de combustie din circuitul turbocompresor, răcitorul de ulei, răcitorul de apă motor și răcitorul de gaze de ardere, cuplat la rețeaua de termoficare prin intermediul unui schimbător de căldură separator. Circuitul motor va dispune de un grup de pompare 1F+1R care asigură circulația corespunzătoare a apei, împreună cu vanele de reglaj și senzorii de automatizare necesari. Automatizarea motorului va asigură coordonarea și controlul tuturor răcitoarelor din care se recuperează căldura.

Gazele de ardere vor fi răcite și evacuate la coș sub 120 °C.

Circulația apei prin schimbătoarele asociate motoarelor va fi asigurată prin intermediul electropompelor cu convertizor de frecvență din stația de pompare SP (obiect nr. 5). Temperatura apei în circuitul de termoficare al schimbătorului de separație va fi de 95°C pe tur și 65°C pe retur, pentru cazul de referință. Motorul va fi capabil să asigure o temperatură maximă pe tur de 110°C în sezonul

rece. În scopul unui control individual adecvat se vor utiliza vane de reglaj pe retur. În circuitul de recuperare a căldurii se va instala un contor de energie termică. Căldura minimă recuperată în apa de termoficare va fi de minim 9 MWt.

În cazul răcitorului de aer cu apă de joasă temperatură, se va prevedea atât circuitul complet de evacuare a căldurii format cu radiator uscat, pompă, vane de reglaj, robineți, armături, conducte, cât și schimbătorul care permite recuperarea căldurii într-un circuit de preîncălzire a apei.

Pentru evacuarea de urgență a căldurii motorului, este prevăzut un radiator uscat cuplat la circuitul de răcire a motorului prin intermediul unui schimbător de căldură și al echipamentelor de automatizare aferente. De asemenea, din aceleași considerente, recuperatorul de căldură din gazele de ardere va fi realizat cu includerea unui clapet acționat electric, cu modulare continuă.

Auxiliare

Vor fi asigurate toate utilitățile și auxiliarele necesare pentru operarea motoarelor:

- Este prevăzut un sistem de management al alimentării cu ulei proaspăt respectiv de evacuare a uleiului uzat (SMU), bazat pe rezervoare de capacitate adecvată, pompe de descărcare, electroventile, instrumente, robineți, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de management al alimentării cu apă a circuitelor motorului respectiv de evacuare în situații de mentenanță (SAR), bazat pe un rezervor de stocare apă, pompe de încărcare/descărcare, electroventile, instrumente, robineți, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de reducere a emisiilor poluante NOx și CO în gazele de ardere evacuate la coș (SAU), realizat cu o tehnologie SCR ce utilizează un agent de reducere NOx (soluție apoasă de uree) în gazele de ardere și un catalizator de reducere NOx și CO. Sistemul va asigură nivele de emisie cu încadrarea în limitele stabilite de reglementările aplicabile în domeniul emisiilor industriale.
- Este prevăzut un sistem de alimentare cu aer comprimat (SAC) necesar pentru pornirea motoarelor, format dintr-un număr adecvat de electro-compresoare de aer de înaltă presiune, rezervoare de stocare, instrumente, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de ventilație de aer (SVA) care asigură atât aerul de combustie necesar motorului cât și răcirea acestuia.

De asemenea, furnitura va include toate sistemele electrice și de control, măsură, protecție specifice unităților CHP

- Tablouri electrice de alimentare aferente diverselor echipamente din componența unităților CHP
- Tablouri electrice de control echipate cu controller PLC, module de achiziție I/O și de comunicație de date, interfețe de comunicație la distanță pentru integrarea în sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA al centralei.
- Instrumentație de proces
- Vane cu acționări electrice și/sau pneumatice, după caz

Capacitatea nominală. Sarcini parțiale

Motoarele s-au dimensionat luând în considerare necesarul de căldură în baza curbe clasate, și numărul optim de motoare care să asigure capacitatea de preluare în cadrul SEN, ocuparea unui spațiu cât mai restrâns precum și o eficiență globală cât mai mare, concomitent cu o eficiență electrică mare. A rezultat faptul că o capacitate optimă care să asigure necesarul de căldură medie cu un număr rezonabil de unități este clasa de motoare peste 10 MWe, pentru care există mai multe opțiuni de piață.

Unitățile CHP cu motor vor asigură operarea continuă și stabilă într-un domeniu al sarcinii electrice între 100% și cel puțin 50%.

Unitățile CHP vor asigură pornirea din stand-by / sarcină 0% până la sarcina nominală 100% într-un interval de maxim 10 minute.

Emisii poluante

Unitățile CHP vor respecta cerințele privind emisiile industriale pentru instalațiile mari sau medii de ardere reglementate prin Legea nr. 278/2013 (Directiva IED / LCPD) respectiv Legea nr. 188/2018 (Directiva MCPD). Prin aplicarea în sens restrictiv a regulilor de agregare din cadrul acestor reglementări, devin aplicabile următoarele valori limită ale emisiilor poluante (VLE) la coș:

- NOx : ≤ 75 mg/Nm3 la 15% O2 în g.a. uscate
- CO : ≤ 100 mg/Nm3 pentru 15% O2 în g.a. uscate

De asemenea, pentru unitățile CHP sunt necesare condiții speciale de protecție privind sănătatea și securitatea muncii desfășurate de lucrători în apropierea motoarelor, privitoare în special la nivelul emisiilor de zgomot, având în vedere faptul că motoarele sunt echipamente agregate care depășesc nivelul de 85 dB(A) la 1m. Din acest motiv, soluția constructivă pentru clădire impune amplasarea motoarelor în containere sau camere individuale special proiectate, astfel încât în afara acestora nivelul normal de zgomot să scadă sub limita de 85 dB(A) la 1m de pereții incintei respective. Clădirea motoarelor nu presupune localizarea permanentă a personalului în cadrul acestor camere. Accesul la motoare se va realiza de către personal de deservire echipat corespunzător cu echipamente de protecție individuală adecvat – antifoane, căști de protecție, ochelari, etc.

Specificații tehnice privind combustibilul disponibil

- Tip combustibil: gaz natural
- Sursă: Delgaz Grid
- Puterea calorifică inferioară, min ... max: 10,0 ... 10,6 kWh/Nm3
- Puterea calorifică inferioară, referință: 10,0 kWh/Nm3
- Compoziția combustibilului: conform buletin de analiză, indicativ
- Conținut minim de metan: 90%
- Presiune minimă disponibilă pentru livrare: 2 bar(g)
- Temperatură de livrare: 5 ... 25 °C

Notă: Pentru conversia cu o precizie suficientă a puterii calorifice superioare (PCS) exprimată în kWh/(S)m3 raportată la 15°C (utilizată de furnizorii de gaz natural) în putere calorifică inferioară (PCI) exprimată în kWh/Nm3 raportată la 0°C (necesară în calculele de bilanț și proiectare), se va utiliza următoarea formulă de conversie: PCI[kWh/Nm3] = PCS[kWh/Sm3] x 0,95153.

5.3.1.4 Specificațiile tehnice principale

Performanțe orare (instantanee) pentru 1 unitate CHP

- Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 50mdm)
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 25%vol H2, în prezent)
- Sarcina electrică: 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: ≥ 10.400 kWe (-0% ... +10%)
- Căldură utilă cogenerată în apă: ≥ 9.000 kWt

- Randament electric CHP: ≥ 47,3 %
- Randament termic CHP: ≥ 40,9 %
- Randament global CHP, garantat: ≥ 88,2 %
- Putere termică combustibil principal: 22.000 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 2.200 Nm3/h
- Temperatură apă tur/retur (circuit termoficare): 65/95 °C
- Temperatură maximă apă tur termoficare: 110 °C
- Temperatură maximă apă retur termoficare: 70 °C
- Temperatură gaze de ardere la coș: ≤ 120 °C
- Nivel de zgomot gaze de ardere la gură coș: ≤ 85 dB(A) la 1 m
- Emisii poluante pentru instalația de cogenerare, limite conform IED:
    - Nivel emisie NOx la 15 % O2 uscat: ≤ 75 mg/Nm3
    - Nivel emisie CO la 15 % O2 uscat: ≤ 100 mg/Nm3
    - Nivel emisie SO2 la 15 % O2 uscat: n/a mg/Nm3
    - Nivel emisie PM la 15 % O2 uscat: n/a mg/Nm3
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 4.443 kg/h
- Factor emisie specifică CO2 @ energie utilă: 229 gCO2/kWh
- Factor emisie specifică CO2 @ energie electrică netă: 247 gCO2/kWhe
- Economie de energie primară: 29,2 % (condiții de referință 3.2.2.2)
- Tensiune generator: 10,5 kV
- Frecvență generator: 50 Hz
- Randament generator: ≥ 97,5 %
- Timpul de pornire 0/100%: ≤ 10 minute
- Sarcina electrică minimă: ≤ 50 %
- Disponibilitate anuală: ≥ 92 %
- Punct de racordare la SEN: 110 kV
- Categorie de racordare GGS (SPGM): D
- Standarde: ISO 3046-1, ISO 8528-1,2,3,5
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001
  CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD, RfG,
  ANRE 72/2017 + 214/2018, ANRE 51/2019

Performanțe orare (instantanee) pentru 3 unități CHP

- Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 100mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina electrică: 3 x 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: ≥ 31.200 kWe
- Căldură utilă cogenerată, în apă: ≥ 27.000 kWt
- Randament electric CHP: ≥ 47,3 %
- Randament termic CHP: ≥ 40,9 %
- Randament global CHP, garantat: ≥ 88,2 %
- Putere termică combustibil principal: 66.000 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 6.600 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 13.329 kg/h

5.3.1.5 Scopul de furnizare necesar

Obiectul MT va include următoarele elemente:

- 1 stație de comprimare gaz natural 2/10 bar(g)
- 3 unități de cogenerare de înaltă eficiență (MT1...MT3), cu gaze, H2R, realizate în jurul unui set motor – generator de mare capacitate, inclusiv cu toate auxiliarele necesare operării:
    - Sistem de alimentare cu gaz natural
    - Sistem de pornire cu aer comprimat
    - Sistem de alimentare și filtrare a aerului de combustie
    - Sistem de ventilație pentru răcirea și alimentarea cu aer la motor
    - Sistem de alimentare cu apă de adaos la circuitul motorului
    - Sistem de răcire și recuperare a căldurii din apa motorului
    - Sistem de răcire și recuperare a căldurii din gazele de ardere ale motorului
    - Sistem de reducere a emisiilor poluante din gazele de ardere ale motorului (NOx și CO)
    - Sistem de monitorizare a emisiilor la coș – opțional (se recomandă aparatură portabilă de măsurare a emisiilor)
    - Schimbător de căldură pentru transferul căldurii recuperate în circuitul de termoficare SACET
    - Sistem de evacuare de urgență a căldurii degajate de intercooler
    - Sistem de evacuare de urgență a căldurii din apa de răcire a motorului, inclusiv schimbător de căldură și echipamente de automatizare aferente
    - Sistem de management al uleiului (rezervoare de ulei proaspăt și uzat, pompe de alimentare/descărcare, filtre, robineți, instrumentație, conducte, armături)
    - Sistem de detecție a scăpărilor de gaze
    - Sistem de stingere PSI
    - Dulapurile electrice pentru alimentarea consumatorilor, automatizare și control
    - Structură și platforme pentru mentenanță
    - Container de atenuare a zgomotelor produse de motor
    - Atenuator de zgomot gaze de ardere
    - Coș de fum
    - Set materiale prima umplere pentru operare în garanție (ulei, uree, altele)
    - Pod rulant aferent motorului
    - Orice alte instalații nenominalizate dar obligatorii pentru operarea corespunzătoare a instalației de cogenerare
- Set de contoare pentru energie termică, gaz natural, energie electrică
- Set de vane, acționări, robineți, instrumente
- Sisteme electrice
- Sistem de automatizare și conducere locală pentru realizarea automată a tuturor funcțiunilor specifice (tablou de control principal, server/stație de lucru, software, modul comunicație la distanță, tablouri locale de control în câmp, instrumente, cabluri de rețea și fibră optică)
- Set piese de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție
- Set scule de mentenanță specifică
- Set echipamente aferente construcției: ventilatoare, aeroterme, hidranți, etc.

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii motoarelor termice, stației de comprimare gaz și coșurilor de fum – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundații, platforme, clădire industrială, structuri de acces și de susținere, cămine, canale de cabluri, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnete la coșuri de fum, prize, iluminat interior și exterior, balizaj coșuri, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, evacuare ape uzate cu ulei, scurgeri pentru ape meteorice)
- Procurare și montaj conducte și cabluri, inclusiv materiale asociate
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele
- Verificări, inspecții, încercări, teste, probe și punere în funcțiune
- Teste de performanță

Livrare:

Termenul de livrare pentru motoare este în medie de 10-12 luni de la data comenzii. Se va considera că primul motor poate fi livrat în 11 luni de la comandă, iar următoarele motoare vor sosi în amplasament la interval de câte 1 lună.

5.3.1.6 Dezafectările

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi detaliate în faza de proiectare PT+DE.

Dezafectările necesare sunt cazanele CAF4 și CAF5.

Notă: Următoarele lucrări precum cele descrise în cele ce urmează nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect: lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente ce urmează să fie demolate; lucrări de golire și valorificare sau neutralizare a produselor petroliere (păcură, benzină, motorină, CLU), uleiurilor și lubrifianților încărcați în rezervoare, echipamente și instalații tehnologice; lucrări de neutralizare și ecologizare a terenurilor / obiectelor unde s-au desființat rezervoare de produse combustibile.

5.3.1.7 Construirea și montajul

Obiectul MT, ce include clădirea motoarelor, stația de comprimare gaz și coșurile de fum, va utiliza o amprentă la sol cât mai redusă. Spațiul estimat pentru realizarea acestui obiect este indicat în planul de amplasare, fiind de cca. 43 x 43 m; acest spațiu este obligatoriu, nu se poate depăși. Soluția constructivă va ține cont de aranjamentul optim al echipamentelor din cadrul furniturii unităților CHP precum și de cerințele privind zgomotul în interior și în exterior.

Clădirea motoarelor va fi compartimentată după necesități, pe orizontală și verticală. Motoarele și furnitura principală aferentă (generator, turbocompresor, modul schimbătoare de căldură) vor fi amplasate în incinte izolate fonic. În cadrul acestora vor fi instalate poduri rulante pentru manipularea pieselor grele, dimensionate corespunzător. Pentru sistemele auxiliare, se va prevedea una sau mai multe camere distincte. Dulapurile de alimentare și control vor fi amplasate într-o cameră distinctă, în care se vor asigură condiții de zgomot în conformitate cu prevederile legale aplicabile. Vor fi amenajate culoare, holuri și spații de acces care să asigure un acces corespunzător pentru toate elementele obiectului MT. Vor fi prevăzute spațiile de mentenanță necesare stabilite de producătorii

de echipamente; de asemenea, va fi posibilă extragerea și manipularea componentelor de instalație astfel încât să poate fi conduse în exterior, conform necesităților stabilite de producătorii de echipamente. Compartimentarea și amplasarea clădirii va fi realizată astfel încât să fie posibilă extragerea motorului și generatorului în exterior, în cazuri excepționale.

Proiectarea construcției și a măsurilor SSM specifice va ține cont de caracteristicile de emisie a zgomotului în scopul asigurării îndeplinirii cerințelor privind limitarea zgomotului la care poate fi expus personalul lucrător, conform specificațiilor din standardele românești și internaționale.

Pentru pozarea cablurilor de evacuare a puterii electrice se vor include în lucrările de infrastructură canale corespunzătoare, care vor face legătura cu obiectul stației electrice [6].

Infrastructura și suprastructura clădirilor (rezistență și arhitectură) vor fi proiectate în faza PT+DE, în conformitate cu instrucțiunile producătorului de motoare precum și cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile. Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- Tip: industrial
- Categorie de importanță: C
- Categoria de pericol de incendiu: D
- Gradul de rezistență la foc: III

Pentru coșurile de fum aferente motoarelor se vor realiza fundații în proximitatea clădirii.

Va fi prevăzut drum de acces pe lângă clădire, cu o lățime adecvată. În zona ușilor de introducere a motoarelor se va prevedea spațiu suficient pentru manevre și eventuale operațiuni de mentenanță.

Lângă clădirea motoarelor va fi amplasată stația electrică SE a centralei (obiectul nr. 6), în care se vor instala sistemele electrice de medie tensiune pentru preluarea puterii electrice de la generatoarele motoarelor și distribuția acesteia spre stația electrică 110kV pentru conexiunea la SEN. Alimentarea consumatorilor electrici ai obiectului MT se va realiza pe joasă tensiune tot din cadrul stației electrice SE. De asemenea, în cadrul stației electrice se vor instala echipamentele care compun sistemul de conducere DCS / SCADA al centralei, fiind alocat spațiu necesar dezvoltării unei camere de comandă centrală (dispecer) prin intermediul căreia se vor monitoriza și supraveghea operarea unităților CHP.

Clădirea MT va fi amplasată optim în raport cu celelalte obiecte ale centralei. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate obiectului vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Un posibil aranjament al obiectelor investiției este indicat în cadrul planului de amplasament atașat. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

Clădirea MT va include structurile de susținere și de acces necesare pentru traversarea încăperilor, precum și pentru ieșirea de urgență, inclusiv de la nivelele superioare ale clădirii.

Mentenanța GenSet

Toate echipamentele centralei necesită asigurarea lucrărilor de mentenanță în conformitate cu instrucțiunile producătorilor respectivi, prezentate în cadrul manualelor specifice. Aceste operațiuni sunt considerate activități de mentenanță de rutină, realizate de beneficiar / operator.

În cazul seturilor motor-generator (GenSet), pentru asigurarea unei durate de viață cât mai lungi, dar și pentru menținerea performanțelor în limite rezonabile, este necesară realizarea mentenanței specializate de către producător sau un reprezentant al acestuia. Astfel, producătorul GenSet-urilor ce fac parte din unitățile CHP va asigură serviciile de mentenanță specializată ale acestora prin intermediul unui contract de servicii complete (full-service) pentru cel puțin 1 ciclu de operare. Un astfel de contract include:

- Operațiunile de mentenanță planificată (predictivă) conform graficului orar de mentenanță specific producătorului
- Cheltuielile de manoperă și deplasare aferente operațiunilor de mentenanță
- Piesele de schimb conform graficului de mentenanță planificată (de exemplu, bujii, filtre de ulei, filtre de aer, filtre de gaz, etc)
- Piesele de schimb necesare pentru mentenanța condiționată (de exemplu, pistoane, etanșări cilindri, capete cilindri, tije de racord)
- Operațiunile de mentenanță neplanificată (corectivă), inclusiv piesele de schimb aferente, în limita unui buget limită anual stabilit de producător – necondiționate pentru perioada de garanție
- Serviciile de diagnoză și tele-mentenanță pentru analiza defectelor, optimizarea performanțelor și suport de la distanță
- Asistență tehnică de urgență prin telefon call-center 24/7
- Prezența în amplasament pentru un tehnician timp de 6 luni pentru suport, asistență tehnică, instruire, supervizare și coordonare activități de mentenanță/operare, rezolvare situații de garanție

În cadrul acestui contract nu sunt incluse operațiunile de mentenanță de rutină, acestea vor fi efectuate de către beneficiar. În această categorie se înscriu de exemplu inspecțiile zilnice specificate în graficul de mentenanță planificată (de exemplu, verificarea vizuală a scurgerilor zilnic, managementul fluidelor, verificarea și înlocuirea bujiilor).

De asemenea, consumabilele fluide (ulei, apă, gaz, uree) nu fac parte dintr-un astfel de contract.

De regulă, durata unui astfel de contract de servicii se poate întinde pe o perioadă de 40.000 ore; acesta poate fi extins pentru încă două perioade de 40.000 ore. La fiecare 40.000 ore se realizează o revizie minoră. Pe durata de viață de 120.000 ore de operare, după două cicluri de 40.000 ore urmează o reparație capitală, stabilită de producător.

Prețul contractului se stabilește în baza unui tarif orar (euro / oră de funcționare). Prețul este de regulă valid pentru anul confirmării, după care se ajustează anual în funcție de politica specifică producătorului.

5.3.2 Obiectul 2 – CA : Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz

5.3.2.1 Necesitatea

Pentru acoperirea producției de energie termică sub formă de apă caldă / fierbinte la partea superioară a necesarului mediu și la vârful curbei de sarcină, respectiv pentru a permite în viitor utilizarea unor gaze cu potențial de emisie scăzută de CO2, precum hidrogenul verde, cu scopul de a îndeplini viitoarele cerințe privind eficiența energetică preconizate a se adopta la nivelul Uniunii Europene, au fost prevăzute în cadrul configurației noii centrale 4 (patru) cazane de apă caldă cu funcționare pe gaz natural, cu posibilitatea utilizării hidrogenului verde în amestec cu gazul natural în proporție de până la 20-25%, având fiecare capacitatea termică nominală de producere de 25 MWt.

Având în vedere tehnologiile actuale avansate de ardere și de recuperare a căldurii de înaltă eficiență, randamentul termic al cazanelor va fi de minim 95%.

Conținutul de hidrogen verde în amestec cu gazul natural poate crește prin upgradarea arzătoarelor în viitor, atunci când vor fi create premizele pentru utilizarea hidrogenului verde pe scară largă și cu costuri optime.

Astfel, noua sursă propusă este concepută pentru a asigură flexibilitatea la adaptările programatice pe care Uniunea Europeană dorește să le realizeze pentru trecerea la utilizarea unei energii cât mai curate și prietenoase cu mediul înconjurător, respectiv pentru asigurarea țintelor de eficiență energetică adoptate.

Figura 17. Schema simplificată de proces CA (cazane de apă caldă)

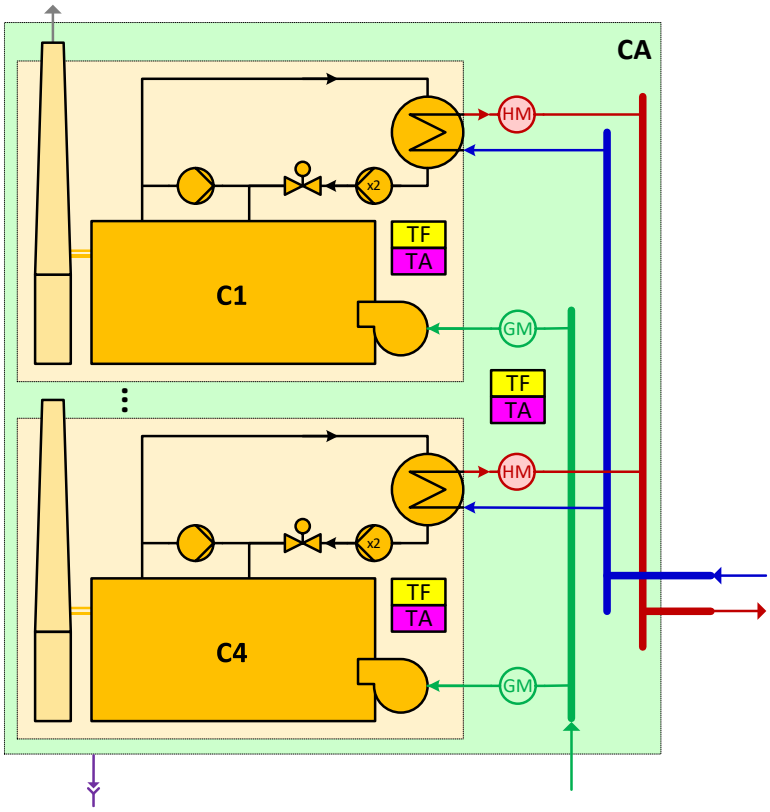
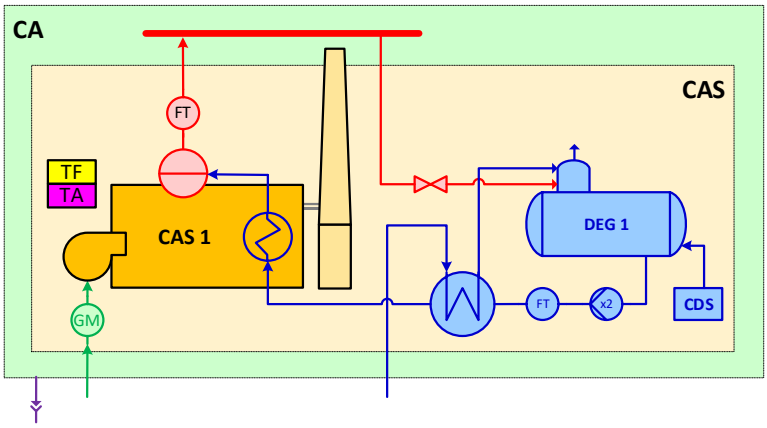


Figura 18. Schema simplificată de proces CA (cazane de abur și auxiliarele principale)



Legendă:

HM – Contor de energie termică	GM – Contor gaz natural	FT – Debitmetru
TF – tablou forță (tablou de alimentare)	TA – tablou de automatizare / control	
DEG – degazor termic la cazan de abur	CDS – sistem de dozare chimicale	
C1, C2, C3, C4 – cazane de apă caldă	CAS – cazan de abur saturat	

5.3.2.2 Descrierea soluției

Pentru asigurarea necesarului de energie termică pentru încălzire și preparare apă caldă de consum în cadrul SACET Arad, preponderent pentru regimul de vârf de sarcină dar și pentru acoperirea consumului mediu, sunt prevăzute 4 (patru) cazane de apă caldă de tip ignitubular, cu funcționare pe combustibil gaz natural, pregătite H2R, de capacitate termică egală de 25 MWt, împreună cu toate auxiliarele necesare.

Pentru producerea aburului de degazare a apei de adaos necesară pentru completarea pierderilor din rețeaua de termoficare SACET Arad, este prevăzut 1 (un) cazan de abur saturat de tip ignitubular, cu funcționare pe combustibil gaz natural, pregătite H2R, de capacitate 12 t/h, împreună cu toate auxiliarele necesare.

Randamentul termic al cazanelor va fi de minim 95%, iar domeniul de reglaj al sarcinii termice a cazanelor de apă caldă va fi între 25 și 100%.

Toate cazanele vor fi fabricate de același producător.

Pentru cuplarea cazanelor în cadrul noii centrale, schema propusă prevede instalarea unor schimbătoare de căldură cu plăci pentru separarea circuitului de apă al cazanului de circuitul de apă de termoficare. Vor fi considerate câte 2 schimbătoare racordate în paralel din considerente de flexibilitate a configurației, respectiv câte 2 electropompe de circulație apă prin cazan, 1F+1R.

Pentru protejarea cazanelor de apă caldă la temperatură scăzută pe intrarea cazanului sub o anumită valoare, este obligatorie adoptarea unei soluții de recirculare a apei pe cazan, cu ajutorul unui grup de două electropompe echipate fiecare cu câte un convertizor de frecvență. Intrările și ieșirile în/din cazane vor fi prevăzute cu vane de secționare. Cazanele vor fi prevăzute cu supape de siguranță la suprapresiune. Fiecare cazan va fi prevăzut cu sisteme de măsură a energiei termice și a gazului natural.

Toate echipamentele termo-energetice menționate împreună cu auxiliarele aferente vor fi instalate într-o clădire tehnologică dedicată. Clădirea va asigură suprafața de explozie conform normelor de utilizare a gazului natural respectiv grilele de aspirație a aerului la cazane. Clădirea va fi dotată cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte, respectiv în funcție de dimensiunile stabilite.

Cazanele propuse vor asigură temperatura agentului termic necesar în cadrul rețelei termice primare SACET, în conformitate cu curba de sarcină și cu diagrama de reglaj optim al temperaturii de operare tur/retur.

Cazanele de apă caldă vor fi alese astfel încât, pentru regimul normal de operare:

- să asigure un ecart de temperatură de până la 50 °C între intrare (retur) și ieșire (tur);
- să producă la ieșire o apă fierbinte cu o temperatură maximă de până la 103 °C;

- să accepte la intrare o apă de retur cu o temperatură minimă de până la 50 °C.

Fiecare cazan de apă caldă va fi dotat cu tablou de automatizare propriu, fabricat de producătorul cazanului. Sistemul propriu de automatizare va acționa astfel încât să nu se permită intrarea apei reci de retur în ansamblul cazan + recuperator de căldură cu o temperatură mai mică de 50 °C. Ansamblul celor patru cazane de apă caldă va fi controlat prin intermediul unui tablou de automatizare de sistem fabricat și furnizat tot de producătorul cazanelor. Tablourile vor fi testate în fabrică, iar ansamblurile cazanelor, echipamentele și cablurile aferente vor fi verificate anterior punerii lor în operă (buletine de verificare).

Cazanele și arzătoarele propuse spre livrare sunt "H2-Ready". Întrucât există particularități cu privire la utilizarea hidrogenului, prezentăm în cele ce urmează care sunt condițiile cunoscute la acest moment:

- Cazanele propuse sunt capabile să opereze, de la momentul achiziției, cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 20%vol hidrogen. Rampa de alimentare cu gaz natural este stabilită pentru alimentare cu gaz natural. La introducerea hidrogenului în amestec cu gazul natural într-un anumit procent, va fi necesară recalcularea rampei de gaz. Performanțele cazanului se vor modifica; spre exemplu, în cazul unui conținut de 20% H2 în gazul natural, temperatura minimă de retur va fi de cca. 55 °C în loc de 50 °C.
- Cazanele propuse vor putea fi echipate în viitorul apropiat prin upgrade cu arzătoare care să permită utilizarea unui gaz natural în amestec cu un conținut mai ridicat de hidrogen de până la 100%. Performanțele cazanului se vor modifica pe măsură ce conținutul de hidrogen va crește. Informațiile privind calendarul de upgrade și costurile aferente vor fi disponibile la o dată ulterioară. Spre exemplu, pentru utilizarea cu hidrogen 100%, capacitatea termică a cazanului va scădea cu aproximativ 10%. În cazul în care se va dori păstrarea capacității de producere a cazanului aproximativ la aceeași valoare, va fi necesară realizarea recirculării gazelor de ardere către arzător. De asemenea, pentru un conținut de hidrogen peste 80%, temperatura minimă de retur trebuie să fie de 70°C iar temperatura minimă de tur trebuie să fie de 90°C. Totodată, vor fi necesare măsuri suplimentare de reducere NOx în gazele de ardere.
- Pentru trecerea la utilizarea hidrogenului după momentul implementării investiției, se va realiza în prealabil un proiect tehnic detaliat, iar costurile aferente vor fi cuantificate atunci.

Presiunea de alimentare cu combustibil gaz natural a rampelor incluse în furnitura cazanelor va fi de 1...2 bar(g). Punctul de racord pentru alimentarea cu gaz natural este situat în proximitatea amplasamentului indicat pentru realizarea obiectivului de investiție.

Soluția tehnică adoptată pentru evacuarea gazelor de ardere va lua în considerare temperatura punctului de rouă pe drumul gazelor de ardere spre gura de evacuare a coșului. Condensul format la recuperarea căldurii din gazele de ardere generate de cazane va fi neutralizat la bazinul de neutralizare din cadrul stației existente de tratare chimică a apei.

Cazanele de apă caldă vor utiliza apă dedurizată în circuitul propriu, asigurată din stația de tratare chimică a apei.

Unitățile de degazare a apei de alimentare a cazanelor de abur vor fi alimentate cu apă demineralizată asigurată din cadrul stației de tratare chimică a apei.

Cazanele de apă caldă vor fi dotate fiecare cu coș de fum individual, de înălțime minim 25 m, care să asigure conformarea la condițiile tehnice ce vor fi stabilite în cadrul actului de reglementare ce va fi emis de APM Arad pentru faza PT+DE.

Cazanele vor respecta condițiile de conformare a instalațiilor de ardere la limitele emisiilor poluante stabilite prin Legea 188/2018 (MCPD) și Legea 278/2013 (LCPD).

Nivelul maxim al zgomotului nu va depăși 85 dB(A) măsurat la 1,0 m distanță de agregat.

Pentru alimentarea cu energie electrică a obiectului CA, se va realiza un racord dublu 0,4 kV la tabloul electric existent în cadrul blocului TP3 existent. Pentru considerente de operare locală cu operator uman, se va organiza o cameră locală de control în care se va instala un sistem de conducere locală dotat cu interfață de comunicație de date pentru integrarea în sistemul de control distribuit DCS al noii centrale.

Cazanele de apă caldă C1, C2, C3, C4

Cazanele de apă caldă vor fi realizate în tehnologie ignitubulară, cu 3 drumuri de fum fără componente de obstrucționare a curgerii, cu distribuție uniformă a temperaturilor în interior, dotate cu recuperator de căldură din gazele de ardere, vane de reglaj și grupuri de pompare aferente, echipate cu toate echipamentele asociate de control, reglare și protecție (vane de reglaj, robineți de izolare, senzori de presiune, temperatură, nivel, presostate, termostate, comutatoare de nivel, etc). Cazanele vor fi construite pe cadru metalic suport amplasat pe amortizoare de zgomot, cu ușă frontală complet rabatabilă pe stânga sau pe dreapta căptușită cu material de izolare termică specială, dotate cu dispozitiv de curățare a țevilor de fum. Cazanele vor fi concepute pentru mentenanță cât mai scăzută, fără piese de uzură pe partea de gaze de ardere și apă.

Instalația de ardere a cazanelor de apă caldă va include arzătorul de gaz natural monobloc, H2R, cu modulare continuă, carcasat pentru zgomot redus, complet automatizat și echipat conform EN 676, inclusiv sondă de măsurare și modul de monitorizare conținut de oxigen în gazele de ardere, convertizor de frecvență pentru reglarea aerului de combustie. Rampa de alimentare cu gaz natural va include dispozitiv de închidere, filtru de gaz, regulator de presiune, supapă de închidere de siguranță, supapă de evacuare, manometru, compensator de montaj.

Cazanele de apă caldă vor include tablou propriu de alimentare și control, cu controller, cu ecran tactil de minim 8”, cu modul de achiziție și comunicație la distanță în scop de diagnoză, mentenanță, alarmare, evaluare și optimizare, cu interfață de comunicație digitală Modbus RTU sau TCP pentru schimbul de date cu sistemul de conducere al centralei (comenzi, ajustări set-point, monitorizare stări, mesaje de operare și mărimi măsurate/procesate). Se va include setul de cabluri de alimentare și semnal necesare. Tabloul de automatizare propriu cazanului va fi produs și testat de către producătorul cazanului, proiectat și instalat conform EN 50156-1, cu examinare CE de tip conform modulelor B+D conform Regulamentului 765/2008/CE și Directivei 95/2001/CE. Funcțiile tabloului de automatizare propriu cazanului vor include: controlul sarcinii, controlul sarcinii scăzute, controlul nivelului, contorizarea orelor de operare ale cazanului și arzătorului, contorizarea numărului de porniri, analiza, evaluarea și monitorizarea condițiilor de operare, afișarea pe ecran tactil a informațiilor și comenzilor de operare, vizualizarea semnalelor de funcționare/alarmă/defect, memorarea de istorice cu reperul de timp, monitorizarea eficienței și operării corecte, generarea de notificări pentru service.

Cazanele de apă caldă vor fi livrate de asemenea împreună cu un tablou de automatizare care să realizeze funcțiile de sistem ale grupului de cazane, inclusiv posibilitatea de a opera în cascadă. Acest tablou va fi asigurat de producătorul cazanelor, cu testare în fabrică.

Cazanele de apă caldă vor fi dotate cu contor de energie termică și contor de gaz natural.

Construcția cazanelor va include toate izolațiile necesare, precum și toate platformele și scările metalice de acces la partea superioară.

În vederea asigurării serviciilor de garanție și mentenanță, se recomandă utilizarea serviciului de monitorizare și diagnoză de la distanță oferit de producătorul cazanelor.

Cazanul de abur CAS1

Cazanul de abur va fi realizat în tehnologie ignitubulară, cu 3 drumuri de fum, dotat cu recuperator de căldură din gazele de ardere și echipate cu toate echipamentele asociate de control, reglare și protecție (vane de reglaj, robineți de izolare, senzori de presiune, temperatură, nivel, presostate, termostate, comutatoare de nivel, senzor de conductivitate). Cazanul va fi construit pe cadru metalic suport amplasat pe amortizoare de zgomot, cu ușă frontală rabatabilă căptușită cu material de izolare termică specială, dotat cu dispozitiv de curățare a țevilor de fum.

Instalația de ardere a cazanului de abur va include arzătorul de gaz natural monobloc, H2R, cu modulare continuă, carcasat pentru zgomot redus, complet automatizat și echipat conform EN 676, inclusiv sondă de măsurare și modul de monitorizare conținut de oxigen în gazele de ardere, convertizor de frecvență pentru reglarea aerului de combustie. Rampa de alimentare cu gaz natural va include dispozitiv de închidere, filtru de gaz, regulator de presiune, supapă de închidere de siguranță, supapă de evacuare, manometru, compensator de montaj.

În furnitură se vor include expandorul și răcitorul apei de purjă, răcitoarele pentru prelevarea de probe apă, precum și coșul de fum cu structura de susținere aferentă.

Cazanul de abur va include tablou propriu de alimentare și control, cu controller, cu ecran tactil, cu modul de achiziție și comunicație la distanță în scop de diagnoză, mentenanță, alarmare, evaluare și optimizare, cu interfață de comunicație digitală Modbus RTU sau TCP pentru schimbul de date cu sistemul de conducere al centralei (comenzi, ajustări set-point, monitorizare stări, mesaje de operare și mărimi măsurate/procesate). Se va include setul de cabluri de alimentare și semnal necesare. Tabloul de automatizare propriu cazanului va fi produs și testat de către producătorul cazanului, proiectat și instalat conform EN 50156-1, cu examinare CE de tip conform modulelor B+D conform Regulamentului 765/2008/CE și Directivei 95/2001/CE. Funcțiile tabloului de automatizare propriu cazanului vor include: controlul sarcinii, controlul sarcinii scăzute, controlul nivelului, contorizarea orelor de operare ale cazanului și arzătorului, contorizarea numărului de porniri, analiza, evaluarea și monitorizarea condițiilor de operare, afișarea pe ecran tactil a informațiilor și comenzilor de operare, vizualizarea semnalelor de funcționare/alarmă/defect, memorarea de istorice cu reperul de timp, monitorizarea eficienței și operării corecte, generarea de notificări pentru service, generarea de rapoarte.

Cazanul de abur va fi dotat cu contor de energie termică pentru abur și debitmetru pentru măsurarea apei de alimentare.

Construcția cazanului va include toate izolațiile necesare, precum și toate platformele și scările metalice de acces la partea superioară.

În vederea asigurării serviciilor de garanție și mentenanță, se recomandă utilizarea serviciului de monitorizare și diagnoză de la distanță oferit de producătorul cazanelor.

Pentru operarea corespunzătoare a cazanului de abur va fi inclusă unitatea de degazare termică complet echipată și automatizată, de minim 10 m3, cu operare la o presiune de 1,2 bar(a) care să asigure o temperatură a apei de alimentare de minim 103°C. Conținutul de oxigen dizolvat în apa de alimentare la cazan nu va depăși valoarea de 0,05 mg/l. Carcasa degazorului și părțile interne vor fi din material oțel inoxidabil. Pentru finisarea degazării se va utiliza un sistem de dozare chimică de substanțe pentru eliminarea oxigenului. Vor fi incluse toate echipamentele asociate degazorului: supape de siguranță, vane de reglaj, robineți de izolare, clapete de sens, filtre de impurități, senzori de presiune, temperatură, conductivitate, nivel. Unitatea va include grupul de pompe de alimentare a cazanului, 2 x 100%, cu convertizoare de frecvență, precum și tabloul local de alimentare și control, asigurat de către producătorul degazorului. Funcțiile tabloului de automatizare propriu instalației de degazare vor include: controlul nivelului, controlul pompelor, controlul temperaturii în rezervor și al apei la intrare, controlul dozării de chimicale, monitorizarea condițiilor de operare, afișarea pe ecran a informațiilor și comenzilor de operare, vizualizarea semnalelor de funcționare/alarmă/defect, interfață de comunicație digitală Modbus RTU sau TCP pentru schimbul de date cu sistemul de conducere al centralei.

Se recomandă achiziționarea degazorului împreună cu cazanul de abur, de la același producător.

Specificații tehnice privind combustibilul disponibil

- Tip combustibil: gaz natural
- Sursă: Delgaz Grid
- Puterea calorifică inferioară, min ... max: 10,0 ... 10,6 kWh/Nm3
- Puterea calorifică inferioară, referință: 10,0 kWh/Nm3
- Compoziția combustibilului: conform buletin de analiză, indicativ
- Conținut minim de metan: 90%
- Presiune minimă disponibilă pentru livrare: 2 bar(g)
- Temperatură de livrare: 5 ... 25 °C

5.3.2.3 Specificațiile tehnice principale

Performanțe orare (instantanee) pentru 1 cazan cu auxiliare

- Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50 m dm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 20%vol H2, în prezent)
- Tehnologie: cazan ignitubular
- Sarcina termică: 100% (nominal)
- Căldură utilă în apă: ≥ 25.000 kWt
- Randament termic cazan + recuperator căldură: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 26.315 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 2.632 Nm3/h
- Temperatură maximă apă tur (circuit termoficare): ≥ 100 °C
- Temperatură minimă apă retur (circuit termoficare): ≥ 50 °C
- Diferență admisibilă de temperatură tur/retur: 50 °C

- Presiune maximă de lucru (circuit termoficare): 16 bar
- Sarcina termică minimă: ≤ 25 %, sarcină modulantă
- Temperatură gaze de ardere la coș: ≤ 120 °C
- Nivel de zgomot: ≤ 85 dB(A) la 1 m
- Emisii poluante pentru cazane pe gaz natural, limite conform IED:
  - Nivel emisie NOx la 3 % O2 g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm3
  - Nivel emisie CO la 3 % O2 g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm3
  - Nivel emisie SO2 la 3 % O2 g.a. uscate: ≤ 35 mg/Nm3
  - Nivel emisie PM la 3 % O2 g.a. uscate: ≤ 5 mg/Nm3
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 5.315 kg/h
- Factor de emisie specifică de CO2: 213 gCO2/kWh
- Disponibilitate anuală: ≥ 92 %
- Standarde: EN 12953, EN 267, EN 676
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001
  CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD

Performanțe orare (instantanee) pentru 4 unități cazane de apă caldă

- Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina termică: 4 x 100% (nominal)
- Căldură utilă în apă: ≥ 100.000 kWt
- Randament termic cazan + recuperator căldură: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 105.260 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 10.526 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 10.630 kg/h

Performanțe orare (instantanee) pentru 1 cazan de abur cu auxiliare

- Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 20%vol H2, în prezent)
- Tehnologie: cazan ignitubular
- Sarcina termică: 100% (nominal)
- Capacitate de producere abur: 12 t/h
- Presiune de lucru abur, saturat: 6 bar(g)
- Temperatură de alimentare cu apă, saturat: 103 ... 105°C
- Randament termic cazan: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 7.770 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 777 Nm3/h
- Sarcina termică minimă: ≤ 50 %, sarcină modulantă
- Presiune de lucru abur, maxim posibil: 10 bar(g)
- Temperatură gaze de ardere la coș: ≤ 120 °C
- Temperatură de alimentare cu apă demineralizată: 20 °C
- Nivel de zgomot: ≤ 85 dB(A) la 1 m
- Emisii poluante pentru cazane pe gaz natural, limite conform MCPD:
  - Nivel emisie NOx la 3 % O2 g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm3

  - Nivel emisie CO la 3 % O2 g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm3
  - Nivel emisie SO2 la 3 % O2 g.a. uscate: n/a mg/Nm3
  - Nivel emisie PM la 3 % O2 g.a. uscate: n/a mg/Nm3
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 1.570 kg/h
- Factor de emisie specifică de CO2: 213 gCO2/kWh
- Disponibilitate anuală: ≥ 92 %
- Standarde: EN 12953, EN 267, EN 676
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001
  CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD

Schimbătoare de căldură aferente cazanelor de apă caldă

- Cantitate: 8 buc.
- Tehnologie: cu plăci, demontabil
- Capacitate termică: 13 MWt
- Diferență de temperatură: ≤ 3 K
- Cădere de presiune: ≤ 0,55 bar
- Presiune de lucru: PN16
- Material plăci: oțel inoxidabil AISI 316L
- Conformitate: ISO 9001, ISO 14001, CE, PED

Electropompe de circulație aferente cazanelor de apă caldă

- Cantitate: 8 buc.
- Tehnologie: centrifugale
- Capacitate debit: ≥ 273 m3/h
- Înălțime de pompare: ≤ 27 m H2O
- Temperatură de lucru: ≥ 130 °C
- Presiune de lucru: PN10
- Tensiune de alimentare motor: 400 Vca
- Mod de control: cu convertizor de frecvență
- Control local: tablou de alimentare și comandă
- Control la distanță: da
- Conformitate: ISO 9001, ISO 14001,
  CE, PED, LVD, EMCD

5.3.2.4 Scopul de furnizare necesar

Obiectul CA va include următoarele elemente:

- 4 cazane ignitubulare de apă caldă, cu gaze, H2R, împreună fiecare cu auxiliarele aferente
  - Grup de pompe de protecție pentru recircularea apei la cazan
  - Grup de pompe de circulație apă prin circuitul cazanului
  - Vas de expansiune
  - Set schimbătoare de căldură pentru separarea circuitului de termoficare
  - Contor de energie termică pe circuitul secundar al schimbătoarelor
  - Contor de gaz natural pe circuitul rampei de alimentare
  - Set de echipamente și materiale pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, armături, conducte)

  - Coș de fum
- 2 cazane ignitubulare de abur saturat, cu gaze, H2R, împreună fiecare cu auxiliarele aferente:
  - Degazor termic pentru tratarea apei de alimentare cazan, complet echipat și automatizat
  - Grup de pompe de alimentare cazan cu apă degazată
  - Schimbător de căldură pentru preîncălzire apă alimentare degazor
  - Sistem de dozare chimică pentru finisare conținut de oxigen
  - Sistem de recuperare condens (rezervor, grup de pompare)
  - Contor de energie termică pentru abur
  - Contor de gaz natural pe circuitul rampelor de alimentare (comun)
  - Set de echipamente și materiale pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, armături, conducte)
  - Coș de fum
- Setul de echipamente pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, armături)
- Pod rulant
- Sistem de alimentare electrică și control pentru realizarea automată a tuturor funcțiunilor specifice cazanelor
  - Tablou electric general de distribuție cu AAR
  - Sursă UPS
  - Tablou de automatizare și control cu PLC, I/O, HMI, COM
  - Stație de operare PC complet echipată
  - Aplicații software aferente
- Piesele de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție
- Sistemele de pompare necesare în cadrul STCA vor include următoarele elemente:
  - Electropompele de transfer al apei dedurizate către degazorul pentru apa de termoficare, complet asamblate (pompă, motor, cuplaj, cadru metalic)
  - Convertizoare de frecvență (VFD) pentru fiecare electropompă cu controller propriu și consolă de operare, cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA
  - Setul de echipamente și materiale asociate pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, clapete de sens, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, debitmetru/contor de apă, filtru, armături, conducte)
  - Sistem de alimentare și automatizare pentru realizarea automată a tuturor funcțiunilor specifice modulului de pompare

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii cazanelor – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundație, clădire industrială, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnet la coșurile de fum, prize, iluminat interior și exterior, balizaj la coșurile de fum, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, stingere incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Dotări (PSI, mobilier cameră locală)
- Lucrări de montaj echipamente asociate cazanelor, inclusiv structuri metalice de acces și de susținere necesare pentru operare și mentenanță

- Procurare și montaj conducte și cabluri, inclusiv materiale asociate
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele
- Teste, probe și punere în funcțiune

5.3.2.5 Livrarea

Termenul de livrare pentru un cazan de apă caldă este în medie de 6-7 luni de la data comenzii. Se va considera că primele două cazane pot fi livrate în cca. 7 luni de la comandă, iar următoarele două cazane vor sosi în amplasament la interval de 1 lună.

5.3.2.6 Dezafectările

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi detaliate în faza de proiectare PT+DE.

Notă: Următoarele lucrări precum cele descrise în cele ce urmează nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect: lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber.

5.3.2.7 Construirea și montajul

Cazanele și auxiliarele acestora vor fi instalate într-o clădire industrială cu amprenta necesară. Infrastructura și suprastructura clădirii (rezistență și arhitectură) vor fi proiectate în faza PT+DE corespunzător cu echipamentele stabilite, în conformitate cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile.

Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- Tip: industrial
- Categorie de importanță: C
- Categoria de pericol de incendiu: D
- Gradul de rezistență la foc: III

Sistemul de automatizare a cazanelor va fi integrat în sistemul de conducere și control distribuit DCS / SCADA al noii surse. Pentru operarea cazanelor, reglementările impune personal permanent în cadrul clădirii. Din acest motiv, clădirea va include o cameră locală de operare și control dedicată.

Alimentarea cu energie electrică se va realiza din cadrul stației electrice existente TP3 6/0,4 kV. Construcția TP3 va fi păstrată în cadrul configurației noii centrale. Vor fi prevăzute măsuri de reabilitare a construcției TP3 în măsura în care acestea se vor impune ca fiind necesare. De asemenea, racordurile electrice între TP3 și stația electrică SE 6 kV servicii interne nr. 2 se vor păstra operaționale.

Clădirea cazanelor va fi amplasată optim în raport cu celelalte obiecte ale noii centrale. Spațiul indicat în cadrul planului de amplasare este obligatoriu (nu poate fi depășit), acesta incluzând și trotuarul aferent clădirii. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării la faza PT+DE.

5.3.3 Obiectul 3 – DT : Degazor termic pentru apa de termoficare

5.3.3.1 Necesitatea

Degazarea apei de termoficare vehiculată prin rețeaua termică primară joacă un rol esențial în exploatarea corespunzătoare a SACET pe termen lung. Pentru protejarea rețelelor termice (parte care face obiectul unor investiții separate de modernizare / reabilitare), apa de termoficare trebuie să fie menținută la o anumită calitate, de natură să nu afecteze integritatea fizică a acesteia prin coroziuni, depuneri, colmatări. Prin urmare, în cadrul configurației noii centrale este prevăzut un sistem degazor care să asigure tratarea necesarului de apă de adaos actual și care să se adapteze ușor pentru situația viitoare când rețelele de termoficare vor fi reabilitate și pierderile se vor diminua.

Pentru prepararea apei degazate și alimentarea centralei cu apă tratată în conformitate cu cerințele tehnice ale producătorilor de echipamente termo-energetice precum și cu prescripțiile tehnice din standardele și normativele aplicabile, în cadrul configurației se va utiliza stația de tratare chimică a apei (ST, sau STCA), obiect existent în cadrul incintei CET Hidrocarburi. În prealabil, s-au verificat condițiile tehnice de furnizare a apei din cadrul ST iar concluzia este posibilitatea de a utiliza acest sistem existent în cadrul configurației noii centrale propuse. Eventualele eforturi viitoare de modernizare a acestui obiect nu sunt cuprinse în cadrul bugetului proiectului de investiție. Pentru detalii privind situația existentă în cadrul STCA, vă rugăm să consultați capitolul descriptiv 3.2. Așadar, alimentarea noii centrale se va realiza cu două sortimente de apă:

- apă dedurizată, necesară în primul rând pentru umplerea / completarea rețelei de termoficare în scopul compensării pierderilor existente în rețeaua de transport și în rețelele de distribuție aferente punctelor termice centrale, precum și pentru umplerea / completarea circuitelor interne ale noii centrale (circuitele termice proprii motoarelor și cazanelor), după caz;

- apă demineralizată, necesară pentru alimentarea cu apă a cazanelor generatoare de abur produs pentru degazare, precum și pentru umplerea / completarea circuitelor interne ale noii centrale (circuitele termice proprii motoarelor și cazanelor), după caz.

STCA va asigura debitele de apă dedurizată și apă demineralizată necesare noii centrale.

5.3.3.2 Descrierea soluției

Conform prescripțiilor tehnice aplicabile în domeniu, calitatea apei de termoficare și a apei de adaos care se introduce în returul rețelei SACET trebuie să respecte următoarele cerințe:

- apă termoficare:	Duritate totală:	≤ 0,05 mval/l
	Oxigen dizolvat:	≤ 0,05 mg/l
	pH la 25°C:	8,5 … 9,5
	Fe:	≤ 0,5 mg/l
	Suspensii:	lipsă
	Uleiuri:	lipsă
	Aspect:	limpede, incolor

Pentru asigurarea acestei ape de termoficare, se utilizează și se echipează rezervorul unui degazor termic existent la care se adaugă un grup nou de electropompe de livrare a apei de adaos. Aceste elemente vor fi localizate în cadrul clădirii / sălii mașinilor în proximitatea cazanelor de abur C6 și C7 existente. Degazorul existent va fi expertizat, reabilitat și echipat cu toate dispozitivele de izolare, măsură, control și automatizare necesare. Degazorul va asigura un debit degazat de 100 m3/h. Grupul

de pompare a apei de adaos va fi format din 4 (patru) electropompe cu debit nominal de 45 m3/h și înălțime de pompare 20 m H2O. Grupul de pompe va fi prevăzut cu tablou electric nou de alimentare și control echipat cu convertizoare de frecvență, dotat cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de conducere al noii centrale.

Degazorul va fi alimentat continuu cu apă dedurizată din cadrul stației de tratare a apei STCA, prin intermediul unui sistem de pompare prevăzut în cadrul obiectului nr. 2. Apa va fi degazată (eliminarea oxigenului dizolvat) prin procedeu termic. Totodată, ansamblul degazor reabilitat va fi prevăzut și cu o treaptă chimică de degazare, în vederea finisării corespunzătoare și asigurării conținutului de oxigen în apă sub limita maximă acceptată; se va utiliza carbohidrazidă sau un echivalent.

Procedeul de degazare se va baza pe utilizarea aburului saturat de cca. 6 bar(g), produs continuu cu ajutorul cazanelor de abur pe gaz parte din obiectul nr. 2.

Înainte de a fi introdusă în degazor, apa dedurizată va fi preîncălzită corespunzător, cu ajutorul unor schimbătoare de căldură apă/apă și abur/apă care trebuie prevăzute în configurația centralei. Soluția specifică și capacitățile acestora vor fi stabilite în faza de proiectare PT+DE.

În urma tratării apei în ansamblul degazor, apa degazată va fi introdusă în returul de termoficare pe intrarea în stația de pompare SP (obiectul nr. 5), utilizând grupul de pompare a apei de adaos prevăzut.

Ansamblul degazor și pompele de adaos vor fi automatizare corespunzător, cu integrare în sistemul de automatizare și conducere al noii centrale. Funcționalitățile vor fi realizate prin intermediul unor tablouri electrice locale de alimentare și control, aferente echipamentelor. Automatizările degazorului vor putea opera independent de restul automatizărilor din centrală, respectiv vor fi incluse toate instrumentele de măsură și contorizare necesare (debit, presiune, temperatură, nivel, conductivitate). Controllerul de automatizare va deține interfață de comunicație pentru conectarea în cadrul sistemului de automatizare și conducere. Datele măsurate și contorizate vor fi preluate în cadrul sistemului de automatizare. Alimentarea echipamentelor degazorului termic se va realiza din tabloul prevăzut pentru grupul de pompe apă adaos; acesta se va alimenta din cel mai apropiat tablou de distribuție: din stația de pompare SP nouă, sau din stația de servicii interne nr. 1 existentă.

Pentru preluarea apei dedurizate din cadrul STCA, este necesară realizarea unui grup (modul) de pompare 1F+1R racordat la unul din rezervoarele de stocare a apei de adaos produse. Grupul de pompare va fi amplasat în interiorul clădirii STCA existente. Grupul va funcționa automat, funcționalitățile fiind realizate prin intermediul unui tablou electric local de alimentare și control. Alimentarea modulului de pompare se va realiza local din cel mai apropiat tablou general de distribuție din cadrul clădirii STCA. Automatizarea modulului va putea opera independent, vor fi incluse toate instrumentele de măsură și contorizare necesare (debit, presiune, temperatură, nivel). Controllerul de automatizare va deține interfață de comunicație pentru conectarea în cadrul sistemului de automatizare și conducere. Datele măsurate și contorizate vor fi preluate în cadrul tabloului local de control prevăzut.

Pentru preluarea apei demineralizate din STCA, având în vedere volumul de apă mai mic necesar, s-a prevăzut racordarea la o conductă aflată sub presiune, realizată de un sistem de pompare existent la nivelul ST. Ca atare, s-a prevăzut doar un sistem de măsură și contorizare adecvat (debit, presiune, temperatură), datele fiind prevăzute a se prelua la nivelul tabloului local de control prevăzut.

Calitatea apei tratate livrate către noua centrală respectă / va respecta următoarele cerințe:

- apă dedurizată:	Duritate totală:	≤ 0,05 mval/l
	pH la 25°C:	8,5 … 9,5
	Fe:	≤ 0,5 mg/l

	Uleiuri:	lipsă
	Aspect:	limpede, incolor
- apă demineralizată:	duritate totală:	≤ 0,05 mval/l
	pH:	≥ 9,2
	Conductivitate:	5 ... 7 µS/cm
	Fe:	≤ 0,3 mg/l
	SiO2:	≤ 0,2 mg/l
	Substanțe organice (KMnO4):	≤ 10 mg/l
	Uleiuri:	lipsă
	Aspect:	limpede, incolor

Capacitatea de livrare a apei tratate va fi:

- apă dedurizată: cca. 100 m3/h
- apă demineralizată: cca. 25 m3/h

5.3.3.3 Schema de proces

Figura 19. Schema funcțională DT

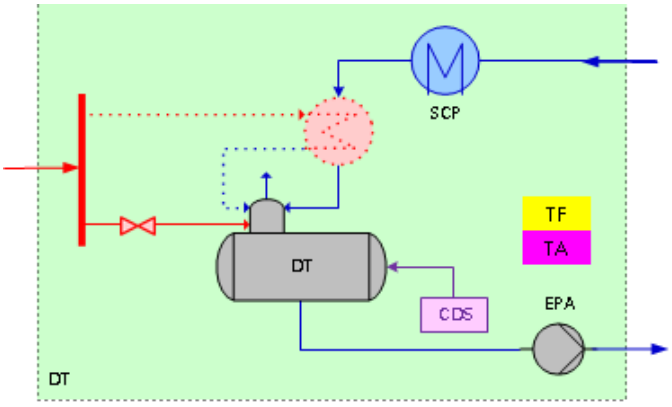
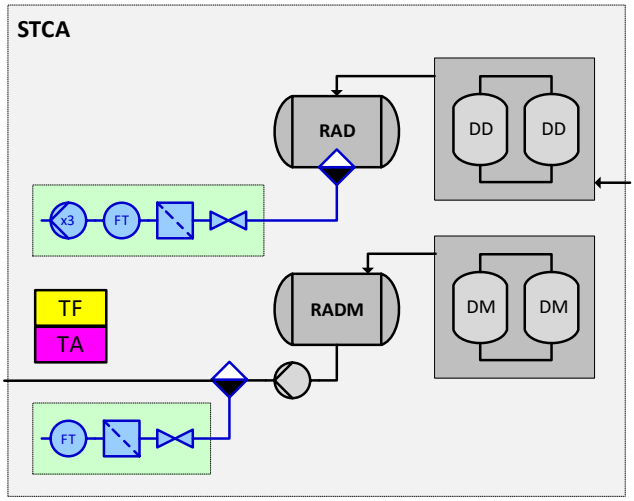


Figura 20. Schema funcțională la nivelul STCA



Legendă:

TF – tablou forță (tablou de alimentare)
TA – tablou de automatizare / control
EPA – Grup pompe circulație apă de adaos
FT – Debitmetru-contor
SCP – Schimbător de căldură
CDS – Sistem de dozare chimicale

DT – Degazor termic

5.3.3.4 Specificațiile tehnice principale

Degazoare:

- Număr degazoare: 1 buc.
- Tip: termic
- Volum: 100 m3
- Presiune de lucru: 1,2 bar(a)
- Temperatura apei degazate: 105°C
- Conținutul de oxigen dizolvat: ≤ 0,05 mg/l
- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS)
- Conformitate: ISO 9001, CE, PED, EMCD, LVD

Electropompe de adaos:

- Număr electropompe: 4 buc.
- Tip: centrifugală
- Fluid: apă degazată
- Temperatura de lucru: 103...105°C
- Capacitatea de pompare: 45 m3/h
- Înălțimea de pompare: 20 m H2O
- Tensiune de alimentare: 400 Vca
- Clasă de eficiență motor: minim IE3
- Nivel de zgomot: ≤ 85 dB(A) la 1 m
- Control: cu convertizoare de frecvență
- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS)
- Conformitate: ISO 9001, ISO 14001, CE, PED, EMCD, LVD

Electropompe de alimentare cu apă dedurizată:

- Număr electropompe: 3 buc.
- Tip: centrifugală
- Fluid: apă dedurizată
- Capacitatea de pompare: ≥ 100 m3/h
- Înălțimea de pompare: ≥ 30 m H2O
- Tensiune de alimentare: 400 Vca
- Clasă de eficiență motor: minim IE3
- Nivel de zgomot: ≤ 85 dB(A) la 1 m
- Control: cu convertizoare de frecvență
- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață pentru monitorizare și control de la distanță

	prin intermediul unui sistem distribuit (DCS)
- Conformitate:	ISO 9001, ISO 14001, CE, PED, EMCD, LVD

5.3.3.5 Scopul de furnizare necesar

Degazorul va include următoarele elemente:

- Degazor termic complet echipat cu vane, supape, senzori, robineți de izolare, vane de reducere presiune abur, schimbător de căldură abur/apă, oale condens)
- Schimbător de căldură apă/apă cu plăci pentru preîncălzire
- Sistem de dozare chimică pentru finisarea conținutului de oxigen
- Sistem de colectare și pompare condens
- Grup de electropompe de adaos în retur SP, dotate cu convertizoare de frecvență și tablou de alimentare și control, cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA
- Modulul de pompare ST va include următoarele elemente:
    - Electropompele de transfer al apei dedurizate către degazorul pentru apa de termoficare, complet asamblate (pompă, motor, cuplaj, cadru metalic)
    - Convertizoare de frecvență (VFD) pentru fiecare electropompă cu controller propriu și consolă de operare, cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA
    - Setul de echipamente și materiale asociate pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, clapete de sens, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, debitmetru/contor de apă, filtru, armături, conducte)
    - Sistem de alimentare și automatizare pentru realizarea automată a tuturor funcțiunilor specifice modulului de pompare
- Setul de echipamente și materiale asociate pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, clapete de sens, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, debitmetru/contor de apă, filtru, armături, conducte)
- Sistem de alimentare și automatizare pentru realizarea automată a tuturor funcțiunilor specifice obiectului
- Piesele de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente degazorului termic – instalații, procurări materiale (instalații de legare la pământ, detecție și semnalizare incendiu, evacuare ape uzate)
- Lucrări de construcții și instalații aferente modulului de pompare apă dedurizată în STCA – terasamente, rezistență, instalații, procurări materiale (postamente pompe, racordare la instalația de legare la pământ, racordare pentru alimentare din tablou de distribuție local existent)
- Lucrări de montaj echipamente asociate degazorului termic, inclusiv structuri metalice de acces și de susținere necesare pentru operare și mentenanță
- Lucrări de montaj echipamente asociate modulului de pompare STCA
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive

- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele

5.3.3.6 Construirea și montajul

Poziția actuală a degazorului termic existent se păstrează.

Condițiile de execuție a lucrărilor C+M vor fi definitivate la faza de proiectare PT+DE, cu respectarea normelor, standardelor și reglementărilor tehnice și legislative aplicabile. Degazorul va fi racordat cu sursa de producere a aburului, cu returul general SACET și cu modulul de pompare a apei de dedurizare.

Modulul de pompare STCA și contoarele aferente vor fi amplasate în interiorul clădirii STCA existente. Locația exactă și condițiile de execuție a lucrărilor C+M vor fi definitivate la faza de proiectare PT+DE, cu respectarea normelor, standardelor și reglementărilor tehnice și legislative aplicabile.

Instalațiile de automatizare ale degazorului termic retehnologizat DT și ale modulului de pompare STCA vor fi integrate în sistemul DCS/SCADA al noii surse. Legătura cu DCS se va realiza prin cablu cu fibră optică.

Instalația electrică de alimentare cu energie electrică a degazorului DT se va realiza din cel mai apropiat tablou de distribuție: din stația de pompare SP nouă, sau din stația de servicii interne nr. 1 existentă. Instalația electrică de alimentare cu energie electrică a modulului de pompare STCA se va realiza în cadrul clădirii STCA din cel mai apropiat tablou de distribuție existent.

5.3.4 Obiectul 4 – AC : Acumulator de căldură

5.3.4.1 Necesitatea

Stocarea căldurii permite operarea instalației de cogenerare propuse la capacitatea maximă pentru o perioadă de timp determinată, în perioade cu consum de energie termică mai redus, fără a fi necesară modularea permanentă a sarcinii termice. Totodată, se maximizează producția de energie electrică la eficiența maximă posibilă pentru punctul nominal de funcționare. În consecință, decuplarea dintre generarea și cererea de căldură este deosebit de utilă în cazul unei centrale de cogenerare asigurând astfel o funcționare flexibilă și o fiabilitate mai ridicată a acestora.

5.3.4.2 Descrierea soluției

Un acumulator de căldură permite funcționarea instalației de cogenerare într-un mod optimizat pentru piața de energie electrică, fiind posibilă astfel maximizarea veniturilor din vânzarea energiei electrice inclusiv prin asigurarea serviciilor de sistem, fără a afecta asigurarea căldurii necesare în cadrul SACET.

Prin operarea optimă a acumulatorului de căldură este evitată funcționarea unității de cogenerare la sarcina parțială asigurându-se folosirea motoarelor continuu la sarcina nominală cu randament maxim și ore de funcționare minime. În acest fel se prelungește durata de viață concomitent cu reducerea costurilor de mentenanță.

Cu subprodusele de energie electrică și energie termică, avem două piețe diferite care au prețuri independente și au diferite curbe de cerere.

De exemplu atunci când pe piață energia electrică se tranzacționează la prețuri mari și cererea de energie termică este scăzută (de regulă în perioadele de tranziție între sezoane) centrala de cogenerare poate evacua puterea electrică în SEN în timp ce căldura generată simultan este stocată în acumulatorul de căldură. Centrala de cogenerare poate sta în așteptare atunci când prețul de piață al

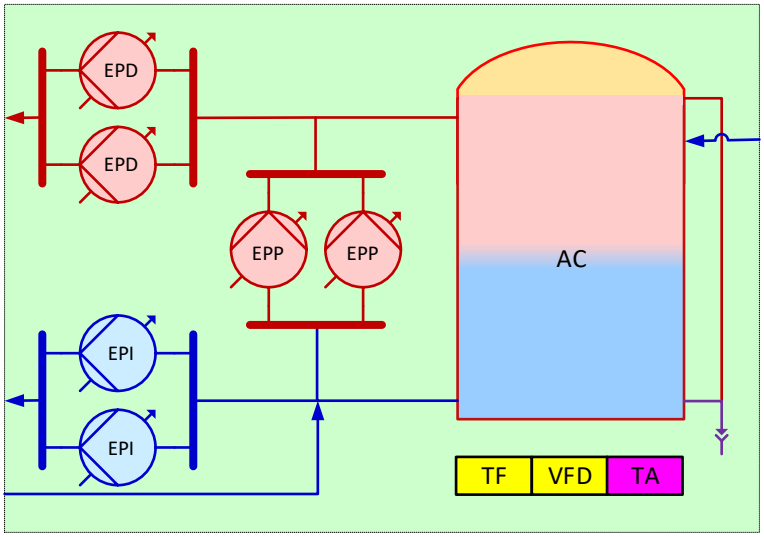
energiei electrice este scăzut, necesarul de căldură fiind acoperit din acumulator până când se epuizează agentul termic la parametrii de furnizare corespunzători.

Stocarea zilnică a agentului termic în acumulator este de asemenea o posibilitate de utilizare în cadrul centralei de cogenerare. Astfel, energia termică stocată poate fi distribuită uniform pe intervalul a 24 ore asigurându-se astfel posibilitatea unei prognoze foarte precise de operare a unităților de producere a energiei termice. Se asigură astfel o reacție rapidă de adaptare la variații ale necesarului de consum de energie termică în rețea.

Acumulatorul de căldură poate asigură și alte funcții pentru SACET, precum menținerea presiunii în sistem, umplerea rețelei în cazul unei avarii, completarea cu apă de adaos atunci când sistemul de producere a apei de adaos / degazare este indisponibil, sau înmagazinarea căldurii înainte de o oprire programată a centralei. Prin intermediul unui sistem de automatizare adecvat, încărcarea și descărcarea sunt posibile cu un minim de efort și grad maxim de control.

5.3.4.3 Schema de proces

Figura 21. Schema funcțională AC



Legendă:

AC – acumulator de căldură

TF – tablou forță (tablou de alimentare)

TA – tablou de automatizare / control

VFD – convertizor de frecvență

EPD – Grup pompe de descărcare acumulator

EPI – Grup pompe de încărcare acumulator

EPP – Grup pompe amestec

Se va asigură un nivel constant în rezervor. Încărcarea se va realiza prin introducerea apei calde prin difuzorul superior, concomitent cu extragerea apei reci prin difuzorul inferior. Descărcarea se va realiza prin extragerea apei calde prin difuzorul superior, concomitent cu introducerea apei reci prin difuzorul inferior. Rezervorul va fi dotat cu sistem de preaplin. Pentru controlul temperaturii în rezervor și al separației între partea caldă și partea rece se vor utiliza traductori specifici imersați.

5.3.4.4 Specificațiile tehnice principale

Acumulator de căldură:

- Capacitatea de stocare: ≥ 420 MWh
- Volum brut: ≥ 9.500 m3
- Volum util: ≥ 8.500 m3

- Temperatură maximă de lucru: 100 °C
- Temperatură de referință apă caldă: 95 °C
- Autonomie de operare la sarcina nominală a motoarelor: ≥ 8 ore
- Tip: rezervor închis, atmosferic
- Formă: cilindrică
- Diametru rezervor: estimativ 23...25 m
- Material de construcție: tablă de oțel, cu grosime și calitate adecvate
- Izolație termică: necesară, λ = 0,042 W/m.K
- Protecție anti-corozivă: necesară
- Acces: la exterior și la interior
- Sistem de încărcare/descărcare: automat
- Sisteme de protecție necesare: la suprapresiune, infiltrare oxigen, îngheț, sens curgere
- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS)
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001

Electropompe de încărcare/descărcare:

- Număr electropompe: 4 buc.
- Tip: centrifugală
- Fluid: apă de termoficare
- Capacitatea de pompare: 1.000 m3/h
- Înălțimea de pompare: ≥ 130 m H2O (2 buc), ≥ 65 m H2O (2 buc)
- Temperatura maximă de lucru: ≥ 130 °C
- Presiune maximă de lucru: 16 bar
- Tensiune de alimentare: 400 Vca

5.3.4.5 Scopul de furnizare necesar

Acumulatorul de căldură va include următoarele elemente:

- Rezervorul de stocare a agentului termic (AC)
- Setul de echipamente pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, armături)
- Grupuri de electropompele pentru încărcare și descărcare, echipate cu convertizoare de frecvență
- Grup de electropompe de amestec, dotate cu convertizoare de frecvență, pentru protejarea anti-îngheț
- Sistem de producere a aerului instrumental necesar
- Sistem de protecție la infiltrarea oxigenului în rezervor
- Sistem de alimentare și automatizare pentru realizarea automată a tuturor funcțiunilor specifice acumulatorului
- Piesele de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente acumulatorului de căldură – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundație, instalație de legare la pământ și paratrăsnet, scurgeri, iluminat exterior, balizaj, etc.)
- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii stației de pompe aferentă acumulatorului de căldură – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații (fundație, clădire industrială, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnet, prize, iluminat interior și exterior, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de construire și montaj acumulator căldură, inclusiv structură de acces la nivelul superior și racordurile principale, formată din scări, trepte, balustrade, elemente de protecție
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la acumulator, echipamente asociate și conductele

5.3.4.6 Dezafectările

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi stabilite în faza de proiectare PT+DE.

Pentru construirea acumulatorului de căldură este necesară demolarea turnului de răcire.

Notă: Următoarele lucrări precum cele descrise în cele ce urmează nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect: lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber; lucrări de neutralizare și ecologizare a terenurilor / obiectelor unde s-au desființat construcțiilor.

5.3.4.7 Construirea și montajul

Pentru construirea acumulatorului în amplasament, este necesară realizarea unei fundații din beton armat, atent proiectată. Construirea se va realiza de o companie cu experiență în rezervoare industriale de mare capacitate, prin aplicarea unei proceduri speciale și a unor utilaje care să determine un timp și cost optim de execuție. După ridicarea structurilor metalice, sudarea panourilor, testarea/verificarea sudurilor, realizarea probelor hidraulice, se trece la realizarea izolației termice cu panouri prefabricate acoperite cu tablă protejată. Echipamentele asociate acumulatorului precum pompele, tablourile și convertizoarele de frecvență se vor instala într-o clădire dedicată aflată în apropierea acestuia, proiectată corespunzător reglementărilor aplicabile. Pentru operare, nu este necesar personal permanent în cadrul clădirii.

La dezafectarea construcțiilor existente (turnul de răcire), respectiv la construirea rezervorului, se vor ține cont de condițiile stabilite în avizul tehnic obținut din partea MT+CFR.

Stația de pompare aferentă acumulatorului va fi realizată în cadrul clădirii SP obiect nr. 5.

Instalația de automatizare a acumulatorului de căldură va fi integrată în sistemul DCS / SCADA al noii surse.

Alimentarea cu energie electrică se va realiza din cadrul stației electrice prevăzute în cadrul noii surse.

Acumulatorul de căldură va fi poziționat conform planului de amplasare propus. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate acumulatorului vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și

reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

5.3.5 Obiectul 5 – SP : Stație de pompare agent termic

5.3.5.1 Necesitatea

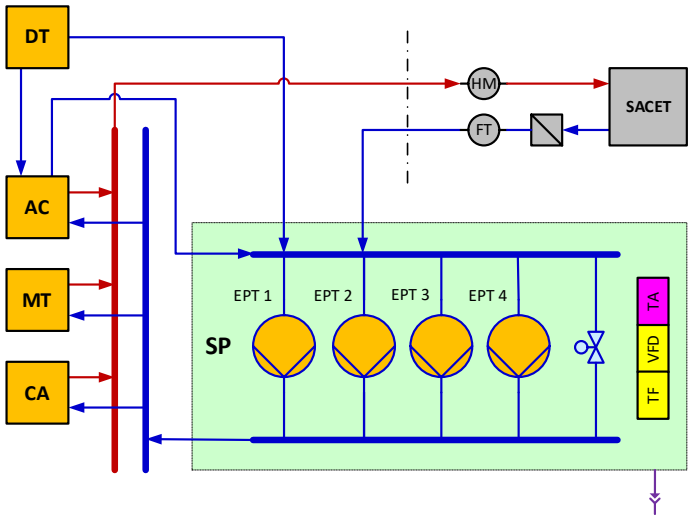
Pentru implementarea unei centrale de cogenerare complete, este necesară realizarea unui sistem nou de pompare a agentului termic care să asigure circulația acestuia prin echipamentele termo-energetice și livrarea în rețeaua SACET.

5.3.5.2 Descrierea soluției

Stația de pompare va asigură debitul și presiunea necesară în circuitul de termoficare, fiind dimensionată să livreze agentul de termoficare către punctele termice, modulele termice și consumatorii racordați la rețeaua termică primară. Pentru stabilirea optimă a debitului se vor utiliza un număr de patru electropompe centrifugale, echipate cu convertizoare de frecvență (VFD), astfel încât să se asigure atât debitul maxim necesar din sezonul rece cât și debitul minim posibil în sezonul cald. Sistemul va funcționa automat în funcție de presiunea și de consumul din rețea. În acest sens vor fi incluse toate echipamentele de măsură, control și protecție specifice acestui obiect. În funcție de amplasarea stației de pompare în raport cu celelalte obiecte ale centralei, sistemul de alimentare va presupune realizarea unei camere electrice în care se vor instala două transformatoare auxiliare 10,5/0,4kV de capacitate adecvată, pe lângă tabloul de alimentare și control TF+TA aferent acestui obiectiv. Convertizoarele de frecvență vor asigură bypass pentru conectarea directă a motoarelor pompelor la sursa de alimentare.

5.3.5.3 Schema de proces

Figura 22. Schema funcțională SP



Legendă:

MT – instalație HE CHP cu motoare termice, CA – instalație cu cazane de apă și abur, DT – degazor termic, AC – acumulator de căldură, SP – stație de pompare agent termic, EPT – electropompe pentru termoficare, TF – tablou de forță (alimentare), TA – tablou de automatizare, VFD – convertizoare de frecvență, HM+FT – contor ET.

Schema de principiu de mai sus evidențiată integrarea acestui obiect cu celelalte obiecte tehnologice. SP va fi proiectată să opereze eficient și adaptat la orice sarcină de consum și orice condiții de anotimp / sezon. SP va fi amplasată pe circuitul retur al sursei, asigurând circulația prin instalațiile de producere a energiei termice (MT, CA, AC).

5.3.5.4 Specificațiile tehnice principale

- Număr electropompe: 4 buc.
- Tip: centrifugală

- Fluid: apă de termoficare
- Capacitatea de pompare: ≥ 1.000 m3/h
- Înălțimea de pompare: ≥ 110 m H2O
- Temperatura maximă de lucru: ≥ 130 °C
- Presiune maximă de lucru: 16 bar
- Tensiune de alimentare: 400 Vca
- Putere electrică consumată: ≤ 450 kW
- Clasă de eficiență motor: minim IE3
- Nivel de zgomot: ≤ 85 dB(A) la 1 m de agregat
- Sisteme de protecție: la supra-presiune, sens de curgere, vibrație
- Control: cu convertizoare de frecvență
- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS)
- Conformitate: ISO 9001, ISO 14001, CE, PED, EMCD, LVD

5.3.5.5 Scopul de furnizare necesar

Stația de pompare SP va include următoarele elemente:

- Electropompele de circulație a apei de termoficare complet asamblate (pompă, motor, cuplaj, cadru metalic)
- Convertizoare de frecvență (VFD) pentru fiecare electropompă cu controller propriu programabil și consolă de operare, cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA
- Setul de echipamente și materiale asociate pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, clapete de sens, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură, contor de energie termică, filtru duplex, armături, conducte)
- Sistem de alimentare și automatizare pentru realizarea automată a tuturor funcțiunilor specifice stației de pompare
- Piesele de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii stației de pompare – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundație, clădire industrială, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnet, prize, iluminat interior și exterior, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de montaj echipamente asociate stației de pompare, inclusiv structuri metalice de acces și de susținere necesare pentru operare și mentenanță
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele

5.3.5.6 Dezafectările

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi stabilite în faza de proiectare PT+DE, în măsura în care terenul este pus la dispoziție de beneficiar conform situației actuale.

Dezafectările necesare sunt construcțiile, echipamentele și instalațiile rămase în urma dezafectării cazanului CAF6, respectiv construcția depozit.

Notă: Următoarele lucrări precum cele descrise în cele ce urmează nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect: lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber; lucrări de neutralizare și ecologizare a terenurilor / obiectelor unde s-au desființat construcțiilor.

5.3.5.7 Construirea și montajul

Stația de pompare va fi realizată într-o clădire industrială cu amprenta necesară. Funcție de soluția proiectată la faza PT+DE, clădirea SP poate include și electropompele aferente acumulatorului de căldură, caz în care suprafața necesară clădirii este estimată la cca. 650 m2. Infrastructura și suprastructura clădirii (rezistență și arhitectură) vor fi proiectate în faza PT+DE corespunzător cu echipamentele stabilite, în conformitate cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile.

Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- Tip: industrial
- Categorie de importanță: C
- Categoria de pericol de incendiu: D
- Gradul de rezistență la foc: III

Instalația de automatizare a stației de pompare va fi integrată în sistemul DCS / SCADA al noii surse.

Pentru operare, nu este necesar personal permanent în cadrul clădirii.

Alimentarea cu energie electrică se va realiza din cadrul stației electrice prevăzute în cadrul noii surse (obiect 6).

Stația de pompare va fi amplasată conform planului de amplasare propus. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

5.3.6 Obiectul 6 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit

5.3.6.1 Necesitatea

Sursa noua de producție propusa necesită o stație electrică nouă în perimetrul echipamentelor termoenergetice noi propuse, pentru a putea beneficia de ultimele tehnologii de generare a puterii, alimentare și control disponibile.

5.3.6.2 Descrierea soluției

Sistemul electric

Pentru evacuarea puterii electrice generate la nivelul noii centrale precum și pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor aferenți obiectelor descrise anterior, s-a prevăzut o stație electrică (SE) pe nivelul de tensiune 10,5 kV, interconectată corespunzător cu stația electrică existentă pentru conectare la SEN pe nivelul de tensiune de 110kV, prin intermediul unui transformator ridicător nou 10,5/110kV, de capacitate minim 50 MVA.

Unitățile de cogenerare cu grup motor-generator din cadrul obiectului nr. 1 al noii centrale vor respecta prevederile Ordinelor ANRE nr. 72/2017 și 214/2018 privind cerințele tehnice de conectare a grupurilor generatoare sincrone la rețelele electrice de interes public, precum și prevederile Ordinului ANRE nr. 51/2019 privind notificarea racordării unităților generatoare și verificarea conformității acestora cu cerințele tehnice de racordare a grupurilor generatoare sincrone la rețelele electrice de interes public. În acest sens, grupurile motor-generator racordate prin intermediul unei linii electrice 110 kV se clasifică în categoria D, indiferent de puterea electrică generată, având în vedere că punctul de racord la rețeaua electrică de interes public este situat la nivelul stației electrice 110kV Mureșel aparținând E-Distribuție Banat SA.

În vederea conectării la stația de conexiune la SEN existentă în apropierea amplasamentului de proiect în afara incintei CETH, este inclusă modernizarea unui ansamblu de celulă 110kV existentă (echipare complet nouă: întreruptor, separatoare, descărcătoare, transformatoare de măsură, izolatoare, cutie de joncțiune, dulap de protecție), respectiv va fi realizată linia electrică de racord aferentă; cablurile vor fi instalate pe un traseu combinat, parțial îngropat, parțial prin canal tehnic existent. Celula de 110kV nr. 1 vizată pentru modernizare va fi integrată cu sistemele electrice de înaltă tensiune, sistemele de automatizare/SCADA și circuitele cc/ca de joasă tensiune existente la nivelul stației electrice 110kV Mureșel.

Stația de 10,5 kV va fi compusă din două secțiuni distincte, interconectate între ele printr-o cuplă. O secțiune de 10,5kV este alocată unui grup de 2 generatoare – 2 GenSet-uri de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT– iar cealaltă secțiune de 10,5kV este alocată celui de-al 3-lea generator – 1 GenSet de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT. Cele două secțiuni vor fi cuplate la SE 110kV Mureșel printr-un transformator de putere ridicător de tensiune 10,5/110kV, prin cabluri și cutii de conexiune adecvate. Transformatorul ridicător va fi dotat cu dulap de protecție și control și sistem de stingere. Transformatorul ridicător va fi amplasat lângă clădirea SE 10,5/0,4kV nou prevăzută, fiind parte din configurația sursei noi. Fiecare generator va fi contorizat.

Pentru alimentarea consumatorilor electrici în cadrul centralei sunt utilizate transformatoare auxiliare coborâtoare 10,5/0,4kV pentru obiectele unde sunt concentrate consumuri semnificative (SE, SP) și dulapuri de distribuție 0,4 kV cu dublă alimentare și AAR.

Pentru asigurarea pornirii centralei în situația unei situații de black-out, este prevăzut un generator de pornire de urgență Diesel, dimensionat corespunzător puterii de pornire necesare, cuplat printr-un tablou electric cu AAR în dulapul general de distribuție al stației electrice.

Pentru asigurarea serviciilor proprii de c.c. aferente stației electrice se va utiliza un sistem dublu redresor 400Vca / 220Vcc și un set de baterii acumulator de capacitate adecvată. Pentru alimentarea sistemului DCS se va include o sursă neîntreruptibilă UPS de capacitate adecvată cu autonomie de minim 30 minute.

În cadrul soluției este prevăzută realizarea unui sistem SCADA de monitorizare și management al parametrilor electrici (protecții, contoare), sistem care va fi interconectat cu sistemul existent la nivelul SE 110kV. Vor fi prevăzute terminale numerice de protecție și interfețe de comunicație

adecvate pentru celulele de medie tensiune instalate la nivelul noii stații SE cât și pentru cele două celule noi de 110kV. Pentru linia de evacuare a puterii va fi instalat un contor de energie electrică bidirecționale. Toate dispozitivele IED vor fi interconectate prin fibră optică la un cabinet echipat cu sistem SCADA electric dedicat. Acest sistem va fi interconectabil cu sisteme informatice terțe (OTS, ODS/ORR, DCS proces). Sistemul va include o stație operator.

Lucrările de cablare vor respecta prevederile normativului NTE 007-08-00. Se vor alege trasee de cabluri cu lungime cât mai scurtă, cu respectarea distanțelor de protecție și siguranță, respectiv vor fi prevăzute rezerve de cablu necesare la montaj.

Sistemul de control distribuit

Noua stație electrică SE va fi include întregul sistem de control distribuit și conducere a proceselor tehnologice ale noii centrale (DCS), bazat pe microprocesoare, care să asigure toate funcțiile specifice, de operare, conducere, supervizare, reglare, comandă, automatizări, protecție, diagnoză, mentenanță, alarmare, raportare, configurare, acces securizat.

DCS și sistemele locale de automatizare vor asigură toate regimurile de operare necesare, respectiv vor porni, opera sau opri în siguranță instalațiile tehnologice utilizate pentru producerea energiei termice și electrice. Sistemele de automatizare vor realiza toate operațiile necesare de achiziție date, conversie și procesare de semnale, filtrare, validare, utilizând sisteme controller dedicate echipate cu module de intrări/ieșiri, module de comunicație digitală, ecrane de afișare grafică.

Sistemul de conducere și control distribuit (DCS) va include:

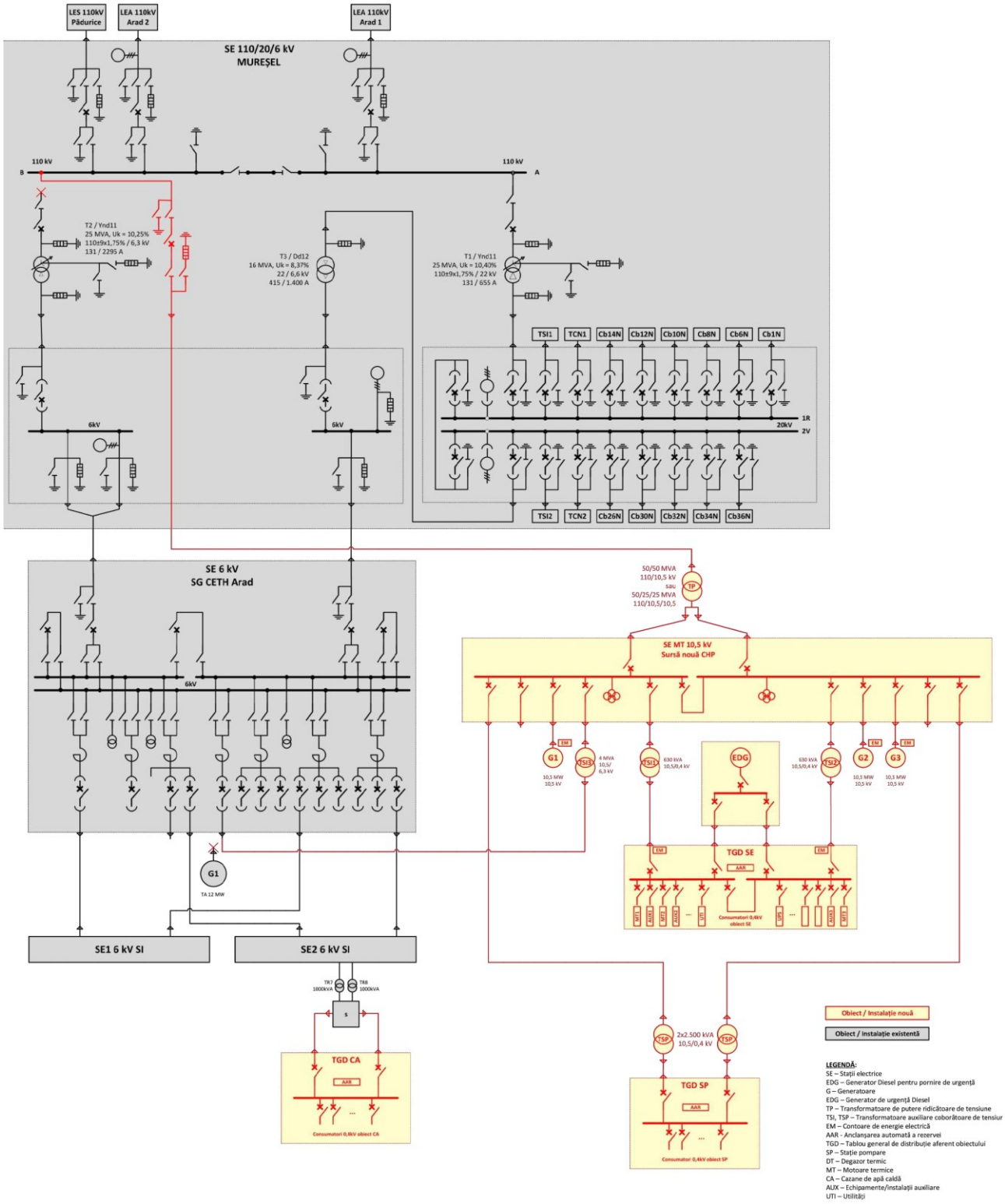
- stații operator, inclusiv inginerie
- server(e) de proces
- imprimante
- sistem de afișare pe perete
- cabinetele rack necesare
- infrastructura de comunicație Industrial Ethernet prin cabluri de cupru și respectiv de fibră optică
- cabinetul de control al centralei cu controller redundant
- cabinetele de comunicație, achiziție date și control din câmp, la nivelul obiectelor
- licențele și aplicațiile software necesare

DCS se va interconecta cu sistemele de automatizare ale obiectelor (MT, CA, DT, SP, AC, SE) prin intermediul unei rețele de comunicație digitală cu interfețe Industrial Ethernet și Seriale, cu protocoale de comunicație adecvată (Modbus, Profibus, Ethernet/IP, M-Bus, etc). Rețeaua principală DCS va asigură redundanța comunicațiilor și va utiliza cablu cu fibră optică în topologie inel.

Toate contoarele și sistemele de măsură vor fi integrate la nivelul DCS.

5.3.6.3 Schema electrică de principiu

Figura 23. Schema electrică de principiu



5.3.6.4 Specificațiile tehnice principale

- Nivel de tensiune punct de racord la SEN: 110 kV
- Frecvență de rețea SEN: 50 Hz
- Categorie GGS: D
- Număr racorduri la SEN / ansamblu GGS: 1
- Putere instalată / ansamblu GGS: 31,2 MVA
- Nivel de tensiune generatoare electrice: 10,5 kV
- Nivel de tensiune alimentare consumatori (1): 0,4 kV
- Nivel de tensiune alimentare consumatori (2): 6,3 kV
- Capacitate electrică minimă instalată (putere la bornele generatoarelor): 3 x 10,4 MWe
- Capacitate transformator ridicător 10,5/110 kV: 1 x 50 MVA
- Capacitate transformator coborâtor 10,5/6,3 kV: 1 x 3.125 ... 4.000 kVA, pentru SP
- Capacitate transformator coborâtor 10,5/0,4 kV: 2 x 630 ... 800 kVA, pentru SE + MT
- Capacitate transformator coborâtor 10,5/0,4 kV: 2 x 2.500 kVA, pentru SP
- Dispecer central: DCS/SCADA proces + electric
- Conformitate: ISO 9001, ANRE, NTE, PE, CE
  ANRE 72/2017, 214/2018, 51/2019

5.3.6.5 Scopul de furnizare necesar

Obiectul SE va include următoarele echipamente:

<u>La nivelul stației electrice existente 110/20/6 kV Mureșel</u>

- 1 set de echipamente celulă înaltă tensiune (întreruptor, separatoare, descărcătoare, trafo măsură, izolatoare, terminale, cutii, contor bidirecțional, dulap protecție, piese schimb)

<u>La nivelul stației electrice noi SE 10,5/0,4 kV CHP</u>

- 1 transformator ridicător de putere 10,5/110 kV, OLTC, 50 MVA, echipate cu set aparataj electric specific, dulap de protecție și sistem de stingere
- 2 seturi de celule de medie tensiune cu câte 9 celule complet echipate, inclusiv bare de racord, contoare de energie electrică bidirecționale, pentru preluarea puterii generate, distribuția pentru alimentările 10,5kV, măsurare, evacuare putere
- 2 transformatoare auxiliare uscate 10,5/0,4kV aferente stației electrice (în SE)
- 2 transformatoare auxiliare uscate 10,5/0,4kV aferente stației de pompare (în SP)
- 1 transformator auxiliar uscat 10,5/6,3kV aferent stației existente 6 kV servicii generale
- 1 generator Diesel pentru pornire de urgență, cu tablou AAR și rezervor combustibil
- 1 dulap general de distribuție 0,4kV cu AAR
- 1 set dulapuri locale de alimentare 0,4kV / 230 V pentru echipamente și utilități
- 1 sursă UPS cu baterie
- 1 sistem de alimentare 220Vcc cu redresoare și baterii
- 1 sistem de alimentare 24Vcc cu redresoare și baterii
- 1 sistem de control distribuit și conducere (DCS)
  - stații PC de operare și inginerie

  - sistem de afișare pe perete
  - servere
  - cabinete rack
  - infrastructură de comunicație Ethernet FTP+FO
  - tablou de control principal
  - tablouri de comunicație, achiziție date și control instalate în câmp
  - licențe și aplicații software
- 1 sistem SCADA pentru monitorizarea parametrilor electrici
  - stație PC de operare
  - cabinet central cu dispozitiv RTU și echipamente de comunicație
  - dulapuri de protecție
  - licențe și aplicații software
- piesele de schimb recomandate pentru perioada de garanție

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate pentru realizarea acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii stației electrice și transformatoarelor ridicătoare – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundații, platforme, împrejmuiri, clădire industrială, structuri de acces și de susținere, cămine, canale de cabluri, trotuare, instalații de legare la pământ, prize, iluminat interior și exterior, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, control acces, supraveghere video, telecomunicații voce + date, instalații sanitare de apă potabilă și canalizare menajeră, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de montaj echipamente, inclusiv structuri metalice de acces și de susținere necesare pentru operare și mentenanță
- Procurare și montaj conducte și cabluri, inclusiv materiale asociate – cutii, terminale, conectori, canale, jgheaburi, etc.
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice necesare
- Servicii de programare, configurare, interfațări și inginerie pentru punerea în funcțiune
- Teste de demonstrare a conformității grupurilor generatoare sincrone
- Verificări, inspecții, încercări, teste, probe și punere în funcțiune
- Teste de performanță

5.3.6.6 Dezafectările

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi detaliate în faza de proiectare PT+DE.

Dezafectările necesare sunt cazanele CAF4 și CAF5 și turnul de răcire.

Notă: Următoarele lucrări precum cele descrise în cele ce urmează nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect: lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor

depozitate în aer liber; lucrări de neutralizare și ecologizare a terenurilor / obiectelor unde s-au desființat construcțiilor.

5.3.6.7 Construirea și montajul

Obiectul SE, ce include transformatoarele ridicătoare și amenajări exterioare, va utiliza o amprentă la sol cât mai redusă. Spațiul estimat pentru realizarea acestui obiect este de cca. 30 x 25 m conform planului de amplasare propus. Amplasarea propusă și spațiul indicat sunt obligatorii. Va fi prevăzut drum de acces între obiectele învecinate, cu o lățime adecvată. Transformatorul ridicător va fi instalat în exterior în proximitatea clădirii SE, cu împrejmuire și cuvă pentru reținere scurgeri ulei.

Clădirea SE va fi compartimentată după necesități, pe orizontală și verticală. Echipamentele aferente nivelului de tensiune 10,5 kV vor fi instalate într-o cameră dedicată. Transformatoarele auxiliare vor fi instalate în camere distincte în cadrul clădirii. Echipamentele aferente nivelului de tensiune 0,4 kV vor fi instalate într-o cameră dedicată.

Clădirea SE va fi prevăzută cu o cameră tehnică pentru instalarea cabinetelor DCS la nivel central și a infrastructurii de comunicație necesare, respectiv cu o cameră centrală de control (dispecer) din cadrul căruia se va realiza supervizarea, controlul și conducerea proceselor noii centrale. De asemenea, pentru operare și administrare tehnică vor fi prevăzute birouri, magazie, vestiar, grup sanitar. Vor fi amenajate culoare, holuri și spații de acces care să asigure un acces corespunzător pentru toate elementele obiectului SE.

Pentru pozarea cablurilor se vor include în lucrările de infrastructură canale corespunzătoare, care vor face legătura cu obiectele centralei.

Infrastructura și suprastructura clădirii SE (rezistență și arhitectură) va fi proiectată în faza PT+DE, în conformitate cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile. Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- Tip: industrial
- Categorie de importanță: C
- Categoria de pericol de incendiu: D
- Gradul de rezistență la foc: III

Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate obiectului vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Amplasamentul SE și al celorlalte obiecte este indicat în planul de situație atașat. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

5.3.7 Obiectul 7 – SG : Servicii generale, rețele în incintă și racorduri

5.3.7.1 Necesitatea

Pentru realizarea noii centrale, toate obiectele prezentate vor fi interconectate și interfațate corespunzător, în scopul asigurării unei funcționări integrate și eficiente. Toate activitățile de proiectare și execuție vor lua în considerare obiectele și necesitățile acestora de a realiza interconexiunile și racordurile la sistemele externe (utilități, electricitate, gaz natural, apă).

Având în vedere că amplasamentul alocat include obiecte de construcții diverse, acestea vor fi desființate sau utilizate corespunzător cu soluțiile tehnice indicate în descrierea generală și în descrierile particulare ale celorlalte obiecte.

5.3.7.2 Schema termomecanică generală

Vă rugăm consultați secțiunea B. Piese desenate. Schema de proces va fi detaliată la faza de proiectare PT+DE de către antreprenorul angajat de beneficiar.

5.3.7.3 Descrierea soluției

În secțiunile următoare se prezintă toate serviciile generale și lucrările aferente planului general (construcții, instalații, rețele în incintă, racorduri).

5.3.7.4 Amenajarea terenului alocat proiectului [1.2]

5.3.7.4.1 Dezmembrări, demontări și demolări

În amplasamentul alocat pentru noua centrală s-au constatat o serie de obiecte (clădiri, instalații și facilități tehnologice), unele utilizate altele neutilizate în prezent conform descrierilor din cap. 3.1. Obiectele neutilizabile din amplasamentul de proiect de pe terenul alocat, care se suprapun cu obiectele noi ale obiectivului de investiție, vor trebui obligatoriu dezafectate prin operațiuni de dezmembrare, demolare, demontare. Cheltuielile de manipulare, colectare, sortare și transport la depozitele autorizate de deșeuri rezultate sunt incluse. Respectivele construcții și instalații pot fi identificate în planurile de situație existentă și propusă din cadrul secțiunii B cu piese desenate.

Totodată, în amplasament sunt depozitate diverse echipamente și materiale vechi. Acestea vor necesita îndepărtarea lor din amplasament înainte de începerea efectivă a lucrărilor, prin grija beneficiarului.

Având în vedere solicitarea beneficiarului de a include lucrările necesare pentru aducerea terenului de proiect la stadiul de construire, în urma evaluării condițiilor s-au identificat următoarele operațiuni necesare în vederea pregătirii terenului pentru construirea centralei.

a) în zona 1 de proiect (terenul S1.1):

- Dezmembrare, demontare și demolare ansamblu cazane CAF4 și CAF5 și instalații auxiliare
- Dezmembrare, demontare și demolare turn de răcire, fundații și canale aferente
- Demontare și demolare construcție, rezervor HCl și anexe
- Demolare platforme de beton, căi ferate uzinale interioare, după cum este cazul
- Demolare drumuri betonate / asfaltate, dacă este cazul
- Demontare suporți din beton/metal, stâlpi, dacă este cazul
- Demontări de conducte, unde este cazul
- Relocări de conducte, unde este cazul
- Defrișare spații verzi în zonă (arbuști, mărăciniș, etc.), unde este cazul

b) în zona 2 de proiect (terenul S1.2): Nu sunt prevăzute lucrări de dezmembrare, demontare, demolare în cadrul acestei investiții. Dacă va fi necesar pentru extinderi viitoare, beneficiarul va asigura:

- Demontare separator de păcură, conducte de păcură, rezervor de condens
- Demontare echipamente, instalații și demolare stație de pompe păcură
- Demolare/dezmembrare rezervoare de păcură subterane (3 buc)
- Demolare/dezmembrare rezervor de păcură suprateran (1 buc)

c) în zona 3 de proiect (terenul S2):

- Demontare echipamente electrice aferente TP8-TR11-TR12
- Demolare construcție TP8
- Demontare rezervor existent lângă TP8
- Demolare depozit / garaj auto nr. 2
- Demolare rezervoare existente lângă garaj auto
- Demolare cămine de canalizare, drenaje, dacă este cazul
- Refacere trasee de conducte existente în proximitate, dacă este cazul
- Defrișare spații verzi în zonă (arbuști, mărăciniș, etc.), unde este cazul

d) în zona 4 de proiect (alte suprafețe din incinta CETH): Nu sunt prevăzute lucrări de dezafectare și demolare la clădirile și instalațiile existente CETH, cu excepțiile următoare:

- Instalarea echipamentelor noi în cadrul construcțiilor existente (STCA) va presupune reparații ale construcțiilor respective, după cum va fi cazul;
- Demontări izolații termice, aparataje și conducte aferente degazorului termic existent, în scopul modernizării / reabilitării

Toate instalațiile întâlnite în terenul alocat dezvoltării proiectului vor fi înlăturate în măsura în care este posibil (costuri incluse în bugetul de proiect), sau vor fi deviate dacă există condiționalități de păstrare în funcțiune a acestora; în cazul din urmă, cheltuielile pentru acest tip de lucrări vor fi decontate din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute (cap. 5.3 din DG).

Dacă este cazul, anumite părți de construcție pot face obiectul unor evaluări / expertize în vederea înglobării fundațiilor existente (părți din acestea) în structura de rezistență nou proiectată. Se vor realiza umpluturi până la cota de fundare, umpluturi ce se vor realiza din balast stabilizat cu ciment, unde e cazul.

Lucrările de dezafectare pot fi realizate fie prin intermediul unui contract distinct de cel prevăzut pentru construirea obiectivului de investiție, fie prin intermediul unui singur contract comun, cu lucrări de dezafectare și lucrări de construire.

Aceste lucrări fac obiectul cap. 1.2 din DG.

5.3.7.4.2 Construcția de drumuri și căi de circulație în incinta noii centrale

Toate drumurile în incinta noii centrale de pe terenul S1.1 sunt prevăzute, astfel încât obiectele să poată fi accesibile pentru autovehicule. Drumurile existente din incintă se vor reabilita și integra cu sistemul de drumuri noi. Drumurile vor fi însoțite de drenaje/rigole/canale de scurgere. Vor fi realizate două racorduri de drum pentru acces, unul în exterior aferent porții nr. 3 din zona obiectului nr. 2 cazane, celălalt în interior la drumul din incintă care face legătura cu poarta nr. 2 spre bd. Nicolae Titulescu respectiv cu incinta CETH situată pe partea stângă a canalului Mureșel. Drumurile vor fi proiectate în acord cu greutățile care vor necesita vehicularea spre exterior sau în interiorul amplasamentului. În incinta amenajată pentru noua centrală va fi disponibilă o zonă pentru parcarea autovehiculelor, integrată în sistemul de drumuri nou amenajate.

Toate clădirile includ trotuare, cu excepția intrărilor/ieșirilor, racordate direct la drumurile din incintă.

Odată cu realizarea drumurilor se va realiza și sistematizarea pe verticală, inclusiv drenajele pluviale, stâlpii de iluminat.

Drumurile în incinta CETH inclusiv cele care permit accesul la terenul S2 pe care se realizează stația de pompare SP, vor fi păstrate cele existente (nu sunt incluse în proiect pentru reabilitare).

Aceste lucrări fac obiectul cap. 1.2 din DG.

5.3.7.4.3 Limitele bugetului de proiect

Următoarele lucrări nu au fost cuantificate în cadrul bugetului proiectului de investiție la momentul elaborării acestei documentații, fiind în responsabilitatea beneficiarului să le asigure în măsura în care acestea vor fi considerate necesare:

- lucrări de golire și valorificare sau neutralizare a produselor petroliere, uleiurilor și lubrifianților încărcați în rezervoare, echipamente și instalații tehnologice;
- lucrări de decontaminare și ecologizare a terenurilor / obiectelor;
- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente;
- lucrări de relocare a instalațiilor subterane existente, în măsura în care există motive obiective pentru păstrarea funcționalității acestora;
- lucrări de reparare și/sau înlocuire a împrejmuirii existente în zona de proiect;
- lucrări de reparare și/sau înlocuire și/sau înființare porți de acces în amplasament, inclusiv cabine de pază/control/securitate;
- lucrări de extindere și/sau reabilitare a drumurilor interioare și exterioare ale incintei CETH (ex: lărgire drum, creștere capacitate de transport, etc.);
- orice alte lucrări de reabilitare de drumuri în afara zonei de proiect stabilite pentru dezvoltarea proiectului.

De asemenea, construcțiile și instalațiile existente pe terenul S1.2 nu au fost considerate pentru dezafectare în cadrul bugetului de proiect, fiind de asemenea în responsabilitatea beneficiarului să le asigure în măsura în care acestea vor fi considerate necesare.

5.3.7.5 Amenajările pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială [1.3]

S-au prevăzut lucrări de refacere cadru natural și de aducere la starea inițială după terminarea lucrărilor, pentru terenul alocat proiectului:

- amenajare de spații verzi;
- plantare copaci;
- curățare teren eliberat de organizarea de șantier.

5.3.7.6 Asigurarea utilităților necesare investiției

S-au prevăzut lucrări de racordare la utilități, tehnologice și edilitare, necesare operării. Majoritatea utilităților sunt prezente în incinta CET Hidrocarburi.

Racordurile edilitare (apă potabilă, apă uzată menajeră, ape pluviale, apă de incendiu) au fost considerate în cadrul cap. 4.1 din DG.

Racordurile tehnologice (gaz natural, apă dedurizată, apă demineralizată, ape uzate tehnologice, consum energie electrică, agent termic) au fost considerate în cadrul cap. 4.2 din DG.

Racordul tehnologic pentru evacuarea puterii electrice a fost considerat în cadrul cap. 2 din DG.

5.3.7.6.1 Racordul pentru alimentarea cu gaz natural [4.2]

Soluția propusă s-a bazat pe utilizarea instalației de utilizare existentă în incinta CET Hidrocarburi, având în vedere caracteristicile tehnice ale instalației de utilizare GN, accesul mai facil la instalația existentă cu costuri mai mici, cerințele beneficiarului.

Instalația de utilizare existentă în incinta CET Hidrocarburi permite racordarea noii centrale la o presiune de lucru stabilă în domeniul 0,5 - 2 bar(g), conform datelor confirmate de beneficiar. Pentru

livrarea GN la presiunea de 2 bar(g) dar și pentru actualizarea consumatorilor în conformitate cu noua situație proiectată va fi necesară obținerea ATR la faza de proiectare PT+DE.

Necesarul de gaze naturale estimat pentru alimentarea noilor surse prevăzute este de până la aprox. 18.000 Nm3/h, astfel:

- pentru alimentarea motoarelor termice este necesar un debit de până la 6.600 Nm3/h la o presiune de utilizare stabilă de 9...10 bar(g)
- pentru alimentarea cazanelor de apă caldă este necesar un debit de până la 10.600 Nm3/h la o presiune de utilizare stabilă de 1...2 bar(g).
- pentru alimentarea cazanelor de abur saturat este necesar un debit de până la 800 Nm3/h la presiune de utilizare stabilă de 1...2 bar(g).

În vederea alimentării motoarelor termice din cadrul obiectului nr. 1 (MT), va fi necesară realizarea unei stații de comprimare a gazului natural (CGN) care să livreze la ieșire o presiune stabilă de 9...10 bar(g), racordată la conducta existentă din proximitatea amplasamentului MT.

În vederea alimentării cazanelor de apă caldă și cazanelor de abur saturat din cadrul obiectului nr. 2 (CA), va fi necesară realizarea unui punct de filtrare și reducere a presiunii gazului natural la cca. 1 ... 2 bar(g), racordat la conducta existentă din proximitatea amplasamentului MT.

5.3.7.6.2 Racordul pentru evacuarea energiei electrice [2]

Soluția propusă s-a bazat pe realizarea unui racord electric de la transformatorul ridicător 10,5/110 kV 50MVA prevăzut în cadrul stației electrice aferente noii surse până la celula nr. 1 din cadrul stației electrice 110/20/6 kV Mureșel. Soluția consideră utilizarea capacității de preluare a puterii electrice în SE Mureșel, evaluată la cca. 33 MWe. Soluția presupune realizarea unui traseu îngropat / pe estacadă în incinta CETH, până la intercepția canalului tehnic de cabluri ce unește stația electrică 6 kV servicii generale cu stația electrică 110kV Mureșel. Se va utiliza cablu 110kV tip XLPE.

Pentru adoptarea soluției de racord propuse, în faza de proiectare PT+DE se va include realizarea unui studiu de soluție ce va fi avizat de către ODS/ORR (E-Distribuție Banat) și OTS (Transelectrica). Studiul de soluție va sta la baza obținerii ATR din partea ORR/ODS, în conformitate cu noua situație proiectată. În vederea racordării, este prevăzută modernizarea ansamblului de celulă 110kV și completarea sistemului de protecție.

5.3.7.7 Construcțiile și instalațiile aferente construcțiilor (C) [4.1]

În cadrul obiectului nr. 7, lucrările de racord pentru asigurarea utilităților edilitare (alimentare cu apă potabilă, evacuare apă uzată menajeră, evacuare ape pluviale, alimentare cu apă de incendiu) aferente tuturor celorlalte obiecte includ:

- lucrările de instalații aferente (conducte, armături, vane, cabluri, jgheaburi, tuburi, doze de conexiuni, alte elemente intercalate);
- lucrările de construcții (fundații și stâlpi de susținere a estacadei de conducte, cămine de apă uzată sau de legătură, canale de cabluri, necesare în amplasamentul de proiect).

5.3.7.8 Montajul echipamentelor și instalațiilor tehnologice și funcționale (M) [4.2]

În cadrul obiectului nr. 7, lucrările de racord pentru asigurarea utilităților tehnologice (alimentare cu gaz natural, alimentare cu apă dedurizată, alimentare cu apă demineralizată, evacuare ape uzate tehnologice, alimentare cu energie electrică servicii generale 10,5/6kV) aferente tuturor celorlalte obiecte (partea comună) includ:

- lucrările de instalații aferente (conducte, armături, vane, cabluri, jgheaburi, tuburi, doze de conexiuni, alte elemente intercalate);

- lucrările de construcții (stâlpi de susținere estacade, canale de cabluri, necesare în amplasamentul de proiect).

5.3.7.9 Procurările de utilaje, echipamente tehnologice și funcționale [4.3]

În cadrul obiectului nr. 7, procurările de utilaje și echipamente tehnologice și funcționale sunt incluse: vane, instrumente, pompe, etc.

5.3.8 Grupurile de măsurare

Toate soluțiile tehnice prevăzute în cadrul SF, inclusiv cea privind grupurile de măsurare obligatorii pentru combustibilii utilizați și pentru energia produsă și livrată, vor respecta toate reglementările tehnice și legislative aplicabile acestei investiții, naționale și europene, acest lucru fiind asumat la nivelul SF. Grupurile de măsură stabilite ca fiind necesare vor respecta Directiva MID și reglementările ANRE și BRML privitoare la măsurarea mărimilor, atât pentru utilizare comercială cât și pentru evidențierea performanțelor noii surse, inclusiv pentru necesitatea realizării bilanțurilor de cantitate și energie pe fluxurile de intrare și ieșire ale centralei. Din punct de vedere tehnic, grupurile de măsurare vor fi robuste, fiabile, durabile, adecvate și vor respecta cerințele esențiale și specifice stabilite în HG nr. 711/2015 cu privire la asigurarea unui nivel înalt de protecție metrologică și la proiectarea și fabricarea de înaltă calitate, ținându-se cont de condițiile climatice, mecanice, electromagnetice și de mediu specifice spațiului de montaj prevăzut, precum și cerințele stabilite în Ordinul ANRE nr. 114/2013 cu modificările și completările ulterioare, cu privire la calificarea producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență.

În esență, baza legală ce privește grupurile (mijloacele, sistemele) de măsurare implicate în cadrul proiectului de investiție pentru noua sursă SACET, este enumerată mai jos, fără ca aceasta să fie considerată limitativă:

1. Legea nr. 123/2012 privind ”Energia electrică și gazele naturale”, modificată și completată prin Rectificarea 1/2012, Legea nr. 255/2013, OUG nr. 35/2014, Legea nr. 117/2014, Legea nr. 127/2014, OUG nr. 86/2014, Codul fiscal 2015, OUG nr. 28/2016, OUG nr. 64/2016, HG nr. 778/2016, Legea nr. 203/2016, Legea nr. 167/2018, Legea nr. 202/2018, OUG nr. 114/2018, OUG nr. 19/2019, OUG nr. 1/2020, OUG nr. 74/2020, OUG nr. 106/2020, Legea nr. 155/2020, OUG nr. 103/2020, OUG nr. 106/2020, OUG nr. 212/2020, Legea nr. 226/2021, OUG nr. 143/2021, OUG nr. 27/2022, Legea nr. 248/2022, OUG nr. 119/2022.

2. HG nr. 219/2007 privind “Promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă”, modificată și completată prin Rectificarea nr. 219/2007 și HG nr. 846/2015 (transpune Directiva 27/2012/EU privind Eficiența energetică)

3. HG nr. 1215/2009 privind “Stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă”, modificată și completată prin HG nr. 494/2014, HG nr. 925/2016, HG nr. 129/2017, HG nr. 846/2018, HG nr. 409/2022.

4. Ordinul BRML nr. 148/2012 pentru “Aprobarea Listei oficiale a mijloacelor de măsurare supuse controlului metrologic legal L.O.-2012”, modificat prin Ordinul BRML nr. 463/2013 și HG nr. 264/2006.

5. HG nr. 711/2015 privind “Stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a mijloacelor de măsurare”, cu modificările și completările aduse de HG nr. 486/2016 (abrogă HG nr. 264/2006), transpune Directiva 32/2014/EU.

6. Ordinul ANRE nr. 114/2013 privind "Regulamentul de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență", modificat și completat de Regulamentul 2401/2015/EU și Ordinele ANRE nr. 49/2016, 81/2017, 159/2019, 237/2019.

7. Ordinul ANRE nr. 115/2013 privind "Aprobarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de retehnologizare ale centralelor de cogenerare", modificat și completat de Ordinele ANRE nr. 28/2016, 53/2016, 105/2017, 8/2021, 35/2022.

8. Ordinul ANRE nr. 72/2017 privind "Aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone", transpune Regulamentul 631/2016/EU, modificat și completat de Ordinul ANRE nr. 214/2018.

9. Ordinul ANRE nr. 51/2019 privind "Procedura de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public".

10. Ordinul ANRE nr. 62/2008 privind "Aprobarea Regulamentului de măsurare a cantităților de gaze naturale tranzacționate în România", modificat și completat de Ordinele ANRE nr. 115/2008, 125/2008, 92/2018, 80/2020, Rectificarea 80/2020.

11. Ordinul ANRE nr. 103/2015 privind "Aprobarea Codului de măsurare a energiei electrice", modificat și completat de Regulamentul 2401/2015/EU și Ordinele ANRE nr. 49/2016, 81/2017, 159/2019, 237/2019.

12. Ordinul ANRE nr. 12/2015 privind "Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice", modificat și completat prin Ordinele ANRE nr. 158/2015, 211/2018, 181/2019, 209/2019, 197/2020, 115/2021, 24/2022.

13. Ordinul ANRSPG nr. 91/2007 privind "Aprobarea Regulamentului-cadru al serviciului public de alimentare cu energie termică".

14. HG nr. 1055/2001 privind "Condițiile de introducere pe piață a mijloacelor de măsurare", cu modificările și completările aduse de HG nr. 962/2007 și Legea nr. 203/2018.

Toate aceste grupuri de măsurare obligatorii sunt incluse, fără nicio restricție, în bugetul prevăzut pentru scenariile analizate, inclusiv pentru scenariul recomandat al proiectului de investiție. Bugetul alocat pentru grupurile de măsură stabilite de ANRE cu respectarea reglementărilor din domeniu, din cadrul bugetului general al noii surse.

Prezentăm lista cu toate grupurile de măsurare considerate de noi necesare pentru asigurarea măsurătorilor de calificare ANRE în concordanță cu reglementările tehnice BRML. Eventualele completări / ajustări ale acestei liste vor fi realizate în extenso în faza PT+DE în baza reglementărilor valabile la momentul respectiv.

OBIECT 1 – MT (motoare termice pe gaz)

Fluxuri de combustibil

3 contoare de gaz (GM), câte unul pentru fiecare motor termic, instalat pe circuitul de alimentare cu gaze naturale, care împreună evidențiază energia primară (EP) a combustibilului consumat de motoare.

Fluxuri de energie termică

3 contoare de energie termică (HM), câte unul pentru fiecare motor termic, instalat pe circuitul de apă caldă / fierbinte după schimbătorul de căldură separator, care împreună evidențiază energia termică (ET) produsă și livrată către SACET*;

Notă: * Producția de agent termic sub formă de apă caldă/fierbinte la nivelul obiectului nr. 1 este prevăzută a se utiliza exclusiv ca energie termică utilă care se regăsește integral în energia termică

livrată către SACET. Dacă soluția detaliată ce va fi proiectată la nivelul PT+DE va prevedea consum de ET pentru servicii interne (de exemplu pentru încălziri de spații ale clădirilor, uscare, curățire circuite, preîncălziri) care scad ET din apa caldă/fierbinte livrată în SACET, atunci tot acest consum intern se va contoriza corespunzător cu un grup de măsură separat (sau mai multe, dacă este cazul).

Fluxuri de energie electrică

3 contoare de energie electrică (EM), câte unul pentru fiecare motor termic (grup generator sincron), instalat la generatorul electric al motorului, care împreună evidențiază energia electrică (EE) produsă la bornele generatoarelor.

OBIECT 2 – CA (cazane de apă și abur pe gaz)

Fluxuri de combustibili

4 contoare de gaz (GM), câte unul pentru fiecare cazan de apă caldă, instalat pe circuitul de alimentare cu gaze naturale, care împreună evidențiază EP a combustibilului consumat;

1 contor de gaz (GM) pentru cazanul de abur, care evidențiază EP a combustibilului consumat.

Fluxuri de energie termică

4 contoare de energie termică (HM), câte unul pentru fiecare cazan de apă caldă, instalat pe circuitul secundar de apă caldă/fierbinte al schimbătorului de căldură separator, care împreună evidențiază ET produsă și livrată către SACET*;

Notă: * Producția de agent termic sub formă de apă caldă/fierbinte la nivelul obiectului nr. 3 este prevăzută a se utiliza exclusiv ca energie termică utilă care se regăsește integral în energia termică livrată către SACET. Dacă soluția detaliată ce va fi proiectată la nivelul PT+DE va prevedea consum de ET pentru servicii interne (de exemplu pentru încălziri de spații ale clădirilor, curățire circuite, preîncălziri) care scad ET din apa caldă/fierbinte livrată în SACET, atunci tot acest consum ET intern se va contoriza corespunzător cu un grup de măsură separat (sau mai multe, dacă este cazul).

Fluxuri de apă

1 contor de apă instalat pe circuitul de alimentare cu apă demineralizată din stația de tratare chimică existentă, care evidențiază cantitatea de apă demineralizată livrată către noua sursă;

1 contor de apă instalat pe circuitul de alimentare cu apă dedurizată din stația de tratare chimică existentă, care evidențiază cantitatea de apă dedurizată livrată către noua sursă.

Notă: Sursele actuale de alimentare cu apă brută a STCA (instalație existentă) sunt contorizate.

OBIECT 3 – DT (degazor termic apă adaos)

Fluxuri de energie termică

1 contor de energie termică (HM), instalat pe circuitul de livrare a apei de adaos în returul magistralei de termoficare SACET (la intrarea în stația de pompare SP), care evidențiază ET produsă pentru compensarea pierderilor din rețelele termice SACET, regăsită integral în ET livrată către SACET.

Notă: ET totală livrată către SACET este suma dintre ET netă livrată de sursele de producere din cadrul obiectelor 1 și 2 (ET produsă minus ET consumată de servicii interne, unde este cazul) și ET livrată sub formă de apă de adaos.

OBIECT 4 – AC (acumulator de căldură)

Nu este cazul

OBIECT 5 – SP (stație de pompare agent termic)

Flux de energie termică

1 contor de energie termică (HM) cu 2 debitmetre (tur + retur), instalat înainte de punctul de racord la rețeaua termică primară SACET, care evidențiază ET diferență între ET livrată și ET pierdută în rețelele de termoficare ale SACET, respectiv volumul de agent termic pierdut în rețelele de termoficare ale SACET;

Notă: ET totală livrată către SACET va fi calculată ca sumă dintre ET livrată de MT, ET livrată de CA și ET livrată de DT. Diferența între ET totală livrată și ET diferență dată de contorul general constituie ET pierdută în RT SACET. De asemenea, ET livrată de o sursă de producere va fi calculată ca diferență între ET produsă de sursa respectivă și ET consumată de serviciile interne ale sursei respective.

OBIECT 7 – SE (stație electrică și sistem de conducere)

Fluxuri de combustibil

1 contor de motorină instalat la grupul generator pentru pornire de urgență, care evidențiază EP a combustibilului secundar consumat.

Fluxuri de energie electrică

1 contor de energie electrică (EM) pentru linia electrică de evacuare a puterii electrice către stația electrică de racord la SEN pe nivelul de tensiune de 110kV, instalat în stația electrică de racord SE 110kV Mureșel, care evidențiază EE livrată în SEN. Acest contor va fi bidirecțional, astfel încât, dacă în cadrul noii surse nu sunt operaționale grupurile generatoare sincrone din diverse motive, să fie posibilă contorizarea consumului de EE necesar noii surse pentru acest regim de operare;

3 contoare de energie electrică (EM) instalate pentru fiecare generator de GenSet inclus în cadrul configurațiilor de la obiectul 1, care împreună evidențiază EE produsă de noua sursă;

1 contor de energie electrică (EM) instalat la generatorul de urgență EDG prevăzut în configurație, care evidențiază EE produsă de generatorul G4 pentru situația de urgență în care G1-G3 sunt indisponibile;

2 contoare de energie electrică (EM), instalate la nivelul SE 10,5/0,4 kV pentru evidențierea EE consumată de serviciile interne ale noii surse la nivelul SE 10,5/0,4kV (obiect 7);

1 contor de energie electrică (EM), instalat la nivelul SE 10,5/0,4 kV pentru evidențierea EE consumată de serviciile interne ale SE 6kV SG existentă (obiect 7);

2 contoare de energie electrică (EM), instalate la nivelul SE 10,5/0,4 kV pentru evidențierea EE consumată de serviciile interne ale SP 10,5/0,4kV (obiect 5);

1 contor de energie electrică (EM), instalat la nivelul STCA / SE 6,3 kV SG, pentru evidențierea EE consumată de serviciile interne proprii STCA (asociată obiectului 3).

2 contoare de energie electrică (EM), instalate la nivelul stației existente TP3 SI 6kV, pentru evidențierea EE consumată de serviciile interne proprii CA (asociată obiectului 2);

Informațiile de mai sus nu sunt limitative, soluția se va proiecta în faza de proiectare PT+DE cu respectarea tuturor prevederilor tehnice și legislative aplicabile.

5.3.9 Formarea devizului general și devizelor pe obiecte

Toate cheltuielile solicitate în cadrul GS PNRR C6 I3 au fost prezentate sub forma unui **Deviz General** (DG) stabilit în conformitate cu conținutul cadru din Anexa 7, HG nr. 907/2016. De asemenea, pentru detalierea cheltuielilor investiției pe categorii de lucrări s-au stabilit obiectele

relevante ale obiectivului de investiție și s-au prezentat **Devizele Obiect** întocmite în conformitate cu conținutul cadru din Anexa 8, HG nr. 907/2016.

5.3.9.1 Obținerea terenului [1.1]

Se consideră că terenul propus pentru dezvoltarea proiectului este în proprietatea beneficiarului, respectiv orice cost aferent obținerii terenului îi revine acestuia.

5.3.9.2 Amenajarea terenului alocat proiectului [1.2]

În cadrul acestui capitol sunt cuprinse următoarele:

a) Lucrări de dezafectare (dezmembrare, demontare, demolare, gestionare deșeuri)

- cazane CAF4 și CAF5 și instalații auxiliare
- turn de răcire, fundații și canale aferente
- rezervor HCl și anexe
- construcții, echipamente și instalații aferente CAF6 dezafectat
- depozit / garaj auto 2
- suporți din beton/metal, stâlpi
- conducte
- defrișări spații verzi

b) Relocări de conducte de termoficare;

c) Reparații în clădire STCA aferente sistemului de pompare apă dedurizată;

d) Demontări aferente degazorului termic existent (izolații termice, aparataje, conducte);

e) Manipulare, colectare, sortare și transport deșeuri la depozitele autorizate;

f) Drumuri și căi de circulație în amplasament.

5.3.9.3 Amenajările pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială [1.3]

S-au prevăzut lucrări de refacere cadru natural și de aducere la starea inițială după terminarea lucrărilor (amenajare de spații verzi, plantare copaci, curățare teren eliberat de organizarea de șantier, etc.). Aceste lucrări fac obiectul cap. 1.3 din DG.

5.3.9.4 Relocarea utilităților [1.4]

În cadrul **cap. 1.4 din DG** nu au fost prevăzute lucrări pentru relocarea utilităților.

5.3.9.5 Asigurarea utilităților necesare investiției [2]

Noua centrală va fi racordată la toate utilitățile tehnologice și edilitare necesare operării. Majoritatea utilităților sunt prezente în incinta CET Hidrocarburi.

Racordurile edilitare pentru alimentarea cu apă potabilă, evacuarea apei uzate menajere, evacuarea apelor pluviale, alimentarea cu apă de incendiu, se realizează toate în incinta CETH, la instalații existente deja racordate, motiv pentru care acestea au fost cuprinse în categoria lucrărilor de construcții și instalații aferente construcțiilor (C) aferente cap. 4.1 din DG.

Racordurile tehnologice pentru alimentarea cu gaz natural, alimentarea cu apă dedurizată, alimentarea cu apă demineralizată, evacuarea apelor uzate tehnologice, alimentarea cu energie electrică servicii generale 10,5/6kV), se realizează toate în incinta CETH la instalații existente deja racordate, motiv pentru care acestea au fost cuprinse în categoria lucrărilor de montaj echipamente și instalații tehnologice (M) aferente cap. 4.2 din DG.

Singurul racord tehnologic conectat la un sistem extern îl constituie cel de evacuare a puterii electrice generate de noua centrală, pentru care este necesară conectarea în stația electrică 110kV Mureșel, aflată la o distanță de cca. 100 m față de corpul administrativ al CET Hidrocarburi SA, peste bd. Iuliu Maniu. Racordul electric se realizează atât în interiorul incintei CETH pornind de la transformatorul ridicător 10,5/110 kV cât și în exterior, prin intermediul unei linii electrice subterane, cu cablu XLPE 110kV. Astfel, lucrările aferente de racordare au fost cuprinse în categoria lucrărilor de asigurare a utilităților (U) aferente cap. 2.1 din DG.

Punctele de interfață pentru utilități sunt considerate astfel:

- C: la instalația internă CETH de **alimentare cu apă potabilă** pentru uz menajer, cuplată la rețeaua municipală de apă potabilă (CAA);
- C: la instalația internă CETH de **furnizare a apei pentru stingere incendiu**, cuplată la stația PSI existentă de pompare și stocare apă;
- C: la instalația internă CETH de **evacuare a apelor uzate menajere**, cuplată la rețeaua municipală de canalizare (CAA);
- C: la canalul Mureșel (ANIF) pentru **descărcarea apelor meteorice**;
- M: la canalul Mureșel (ANIF) pentru **descărcarea apelor uzate tehnologic** convențional curate;
- M: la instalația internă CETH de neutralizare a **apelor uzate tehnologice**, existentă în cadrul stației de tratare a apei STCA;
- M: la instalația internă CETH de **livrare a agentului termic**, cuplată în nodul tehnologic din care pleacă magistralele de termoficare către SACET;
- M: la instalația de utilizare internă CETH de **alimentare cu gaz natural**, cuplată la stația de reglare măsurare SRM3 existentă, instalație la care sunt racordate cazanele de apă CAF4 și CAF5 și cazanele de abur CAE6 și CAE7;
- M: la o celulă 6kV disponibilă în stația electrică CETH 6kV servicii generale pentru **alimentarea cu electricitate** a consumatorilor conectați la aceasta, prin intermediul unei linii electrice subterane 6kV cuplată la transformatorul auxiliar 10,5/6kV;
- U: la linia de 110kV din stația electrică Mureșel pentru conexiunea de **livrare a energiei electrice** în SEN, prin intermediul unei linii electrice subterane 110kV cuplată la celula nr. 1 (conexiunea către transformatorul T2 25 MVA 110/6kV va fi întreruptă);

5.3.9.6 Proiectarea [3]

Toate serviciile de proiectare tehnică asigurate (realizate) de antreprenorul angajat în etapa de proiectare PT+DE a contractului de implementare, sunt incluse în bugetul proiectului:

- Realizarea studiilor de teren: topografic, geotehnic, hidrologic (cap. 3.1.1 DG);
- Realizarea studiilor de specialitate, după caz (cap. 3.1.3 DG);
- Realizarea expertizelor tehnice aferente construcțiilor existente care se utilizează (cap. 3.3 DG);
- Elaborarea documentațiilor tehnice necesare în vederea obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (cap. 3.5.4 DG);
- Elaborarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție (cap. 3.5.6 DG);
- Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și detaliilor de execuție (cap. 3.5.5 DG);
- Asistență tehnică din partea proiectantului pe durata execuției lucrărilor și pentru participarea la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție avizat de ISC (cap. 3.8.1 DG).

Următoarele servicii asigurate prin grija beneficiarului sunt incluse în bugetul proiectului:

- Elaborarea raportului privind impactul asupra mediului (cap. 3.1.2 DG);

- Elaborarea de documentații suport pentru obținerea certificatului de urbanism, documentațiilor cadastrale, avizelor, acordurilor și autorizațiilor (cap. 3.2 DG);
- Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor (cap. 3.4 DG) – nu este cazul;
- Elaborarea tema de proiectare (cap. 3.5.1 DG) – nu este cazul;
- Elaborarea studiului de pre-fezabilitate (cap. 3.5.2 DG) – nu este cazul;
- Elaborarea studiului de fezabilitate (cap. 3.5.3 DG);

5.3.9.7 Managementul de proiect [3.6, 3.7, 3.8.2]

Serviciile de organizare și management de proiect care revin beneficiarului investiției sunt stabilite în cadrul capitolelor **3.6** (organizare proceduri de achiziție), **3.7** (servicii de consultanță, management de proiect, asistență pentru managementul proiectului, audit financiar) și **3.8.2** (asistență tehnică pentru supervizare asigurată de personal tehnic de specialitate autorizat / dirigenție de șantier pentru verificarea execuției lucrărilor de construcții și instalații) din devizul general.

Serviciile de management de proiect care revin antreprenorului angajat pentru implementarea proiectului de investiție, prin intermediul unui contract de lucrări la cheie cu proiectare și execuție, sunt considerate incluse în cadrul tuturor articolelor de buget care intră în responsabilitatea acestuia.

5.3.9.8 Construcțiile și instalațiile aferente construcțiilor (C) [4.1]

Lucrările de construcții și instalații (C, sau C+I) necesare pentru realizarea obiectivului de investiție includ următoarele categorii de lucrări, aferente cap. 4.1 din DG:

- Lucrările de terasamente aferente construcțiilor (4.1.1: terasamente);
- Lucrările de rezistență aferente construcțiilor (4.1.2: infrastructură clădiri, cămine, canale, fundații);
- Lucrările de arhitectură aferente construcțiilor (4.1.3: suprastructură clădiri, trotuare);
- Lucrările de instalații aferente construcțiilor (4.1.4.1: instalații interioare);
- Lucrările de racord pentru asigurarea utilităților edilitare (alimentare cu apă potabilă, evacuare apă uzată menajeră, evacuare ape pluviale, alimentare cu apă de incendiu), care includ atât lucrările de instalații aferente (conducte, armături, vane, cabluri, jgheaburi, tuburi, doze de conexiuni, alte elemente intercalate) cât și lucrările de construcții (fundații și stâlpi de susținere a estacadei de conducte, cămine de apă uzată sau de legătură, canale de cabluri, necesare în amplasamentul de proiect) (4.1.4.2: instalații exterioare);

În categoria lucrărilor de instalații aferente construcțiilor sunt cuprinse următoarele subcategorii:

instalații electrice (Ie):

- Instalații electrice de protecție prin legare la pământ;
- Instalații electrice de protecție la descărcări atmosferice (paratrăsnet);
- Instalații electrice de iluminat interior și prize în clădiri;
- Instalații electrice de iluminat exterior, inclusiv stâlpi și corpuri de iluminat;
- Instalații electrice de încălzire conducte acolo unde este necesară protejarea la îngheț;

sisteme suport și instalații de curenți slabi (Ie):

- Sistem de detecție și semnalizare incendiu (SDSI);
- Sisteme de stingere a incendiilor, inclusiv dotări;
- Sisteme de evacuare fum din încăperi;
- Sistem de supraveghere video pentru efracție și în scop tehnologic (CCTV)
- Sistem de telecomunicații de voce și date în clădiri (STC)

instalații termice (It) și sanitare (Is):

- Instalații de încălzire cu agent termic
- Instalații de alimentare cu apă potabilă
- Instalații de canalizare apă uzată menajeră
- Instalații de canalizare ape meteorice
- Instalații de spălare cu apă
- Instalații de ventilație aer în încăperi
- Instalații de climatizare aer în încăperi

În cadrul lucrărilor de construcții și instalații C sunt incluse procurările de materiale aferente.

Pentru fiecare obiect ce formează obiectivul de investiție sunt evidențiate în cadrul cap. 5.3 categoriile de lucrări de construcții și instalații C cuprinse în cadrul bugetului de investiție.

5.3.9.9 Montajul echipamentelor și instalațiilor tehnologice și funcționale (M) [4.2]

Lucrările de montaj echipamente, utilaje și instalațiile tehnologice (M) necesare pentru realizarea obiectivului de investiție includ următoarele categorii de lucrări, aferente cap. 4.2 din DG:

- Lucrările de construire în amplasament a echipamentelor tehnologice și funcționale aferente obiectului de investiție proiectate după specificațiile aplicației (rezervoare);
- Lucrările de montaj echipamente tehnologice și funcționale aferente obiectului de investiție, nominalizate în cadrul cap. 5.3 pentru obiectele 1-7;
- Lucrările de instalații tehnologice mecanice pentru toate liniile de proces (conducte, armături, vane, alte elemente intercalate, izolații termice, suporți, estacade metalice, etc.) – apă de termoficare, apă adaos, abur, condens, apă dedurizată, apă demineralizată, gaz natural, electricitate;
- Lucrările de instalații tehnologice electrice (cabluri, jgheaburi, canale, tuburi, doze, alte elemente intercalate, suporți, etc.);
- Lucrările de instalații tehnologice de automatizare (cabluri; jgheaburi, canale, tuburi, doze, alte elemente intercalate, suporți, etc.);
- Lucrările de racord pentru asigurarea utilităților tehnologice (alimentare cu gaz natural, alimentare cu apă dedurizată, alimentare cu apă demineralizată, evacuare ape uzate tehnologice, alimentare cu energie electrică servicii generale 10,5/6kV), care includ stâlpi de susținere estacade, canale de cabluri, necesare în amplasamentul de proiect – cât și lucrările de instalații aferente – conducte, armături, vane, cabluri, jgheaburi, tuburi, doze de conexiuni, alte elemente intercalate.

În cadrul lucrărilor de montaj M sunt incluse procurările de materiale aferente.

Pentru fiecare obiect ce formează obiectivul de investiție sunt evidențiate în cadrul cap. 5.3 categoriile de lucrări de montaj M cuprinse în cadrul bugetului de investiție.

Obiectul nr. 7 include lucrările de racord pentru asigurarea utilităților tehnologice aferente tuturor celorlalte obiecte (partea comună): alimentarea cu gaz natural, alimentarea cu apă dedurizată, alimentarea cu apă demineralizată, evacuarea apelor uzate tehnologice, alimentarea cu energie electrică servicii generale 10,5/6kV.

5.3.9.10 Procurările [4.3-4.6]

5.3.9.10.1 Procurările de utilaje, echipamente tehnologice și funcționale [4.3]

Procurările de utilaje și echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj pentru realizarea obiectivului de investiție includ următoarele categorii de echipamente, aferente cap. 4.3 din DG:

- Procurări de echipamente termomecanice;
- Procurări de echipamente electrice;
- Procurări de echipamente de automatizare;
- Procurări de echipamente funcționale (aferente construcțiilor și instalațiilor).

Pentru fiecare obiect ce formează obiectivul de investiție sunt evidențiate în cadrul cap. 5.3 procurările cuprinse în cadrul bugetului de investiție.

Obiectul nr. 7 include procurările pentru realizarea lucrărilor de racord, respectiv sunt prevăzute vane și robineți de izolare, filtre, instrumente de măsură, echipamente PSI, etc. după cum va fi necesară includerea acestora.

5.3.9.10.2 Procurările de utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj [4.4]

Procurările de utilaje și echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj în cadrul obiectivului de investiție includ următoarele articole, aferente cap. 4.4 din DG:

- Procurări de mijloace auto – nu este cazul;
- Procurări de aparatură de laborator – nu este cazul;
- Procurări de scule și instrumente speciale;
- Procurări de piese de schimb pentru perioada de garanție;

Astfel de articole au fost asimilate în cadrul cap. 4.3 din DG.

Pentru fiecare obiect ce formează obiectivul de investiție sunt evidențiate în cadrul cap. 5.3 procurările de piese de schimb și scule speciale cuprinse în cadrul bugetului de investiție.

5.3.9.10.3 Dotări [4.5]

Procurările de dotări în cadrul obiectivului de investiție includ următoarele articole, aferente cap. 4.5 din DG:

- Procurări de mobilier;
- Procurări de dotări PSI;
- Procurări de dotări protecția muncii – nu este cazul;

Astfel de articole au fost asimilate în cadrul cap. 4.3 din DG.

Pentru fiecare obiect ce formează obiectivul de investiție sunt evidențiate în cadrul cap. 5.3 procurările de mobilier și dotări cuprinse în cadrul bugetului de investiție.

5.3.9.10.4 Active necorporale [4.6]

Procurările de active necorporale în cadrul obiectivului de investiție includ următoarele articole, aferente cap. 4.6 din DG:

- Procurări de licențe / aplicații software;
- Procurări de brevete – nu este cazul;

Astfel de articole au fost asimilate în cadrul cap. 4.3 din DG.

Pentru fiecare obiect ce formează obiectivul de investiție sunt evidențiate în cadrul cap. 5.3 procurările de licențe și aplicații software cuprinse în cadrul bugetului de investiție.

5.3.9.11 Organizarea de șantier [5.1]

Toate cheltuielile cu organizarea de șantier (OS) necesară pe durata implementării sunt incluse în cadrul bugetului de proiect, în cap. 5.1 din DG.

În buget sunt incluse atât lucrările de construcții și instalații pentru realizarea organizării de șantier înainte de începerea efectivă a lucrărilor în amplasament (împrejmuiri, instalare containere, amenajare și dotare cu facilități PSI, sistem supraveghere video, sistem informatic local, tablou organizare șantier și racord electric, racord de alimentare cu apă, dezafectare șantier după recepție) în cap. 5.1.1 din DG, cât și cheltuielile conexe cu utilitățile (apă, electricitate), cazare personal, consumabilele, închirierile de dotări, serviciile de pază și curățenie, traduceri de documente, închirieri semne de circulație, întreruperea temporară a rețelelor de transport / distribuție a utilităților sau a circulației rutiere / feroviare, contractele de asistență cu poliția rutieră, unitățile de salubrizare, taxe locale, chirii, ș.a. în cap. 5.1.2 din DG.

Componentele care formează organizarea de șantier sunt construcții provizorii tip baracă / container pentru birouri, ateliere, vestiare, grupuri sanitare, spații de depozitare, platforme de pre-asamblare, etc., dotate adecvat funcției pe care o îndeplinesc, și vor funcționa numai pe perioada de execuție a lucrărilor aferente investiției, urmând a fi dezafectate la terminarea lucrărilor. Antreprenorul angajat va elibera suprafețele de teren folosite pentru organizarea de șantier și le va aduce la stadiul inițial, redându-le funcționalitatea anterioară.

5.3.9.12 Alte cheltuieli investiționale [5.2, 5.3, 5.4]

Următoarele cheltuieli sunt incluse în devizul general:

- Asigurarea finanțării (comisioane și dobânzi aferente creditului) (5.2.1 DG);
- Controlul calității lucrărilor de construcții asigurat de ISC (5.2.2 DG);
- Controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții asigurat de ISC (5.2.3 DG);
- Asigurarea bugetului CSC (5.2.4 DG);
- Plata taxelor pentru avize conforme, acorduri și autorizații (5.2.5 DG);
- Asigurarea cheltuielilor diverse și neprevăzute pentru investiția de bază (5.3 DG);
- Informare și publicitate (5.4 DG).

Cheltuielile cu comisioanele și dobânzile aferente creditelor pentru susținerea dezvoltării proiectului de investiție, aferente articolului 5.2.1, sunt asigurate de beneficiar.

Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții, aferentă articolului 5.2.2, asigurată de beneficiar, se calculează aplicând procentul de 0,5% la suma dintre valoarea lucrărilor de construcții și instalații din cadrul investiției de bază (cap. 4.1) și valoarea lucrărilor de construcții și instalații din cadrul organizării de șantier (cap. 5.1.1): **[5.2.2] = 0,5% * ([4.1] + [5.1.1])**.

Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții, aferentă articolului 5.2.3, asigurată de beneficiar, se calculează aplicând procentul de 0,1% la valoarea lucrărilor de construcții și instalații din cadrul investiției de bază (cap. 4.1): **[5.2.3] = 0,1% * [4.1]**.

Baza de aplicare pentru cotele ISC este conformă cu prevederile Legii nr. 10/1995 (Calitatea în construcții).

Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, aferentă articolului 5.2.4, asigurată de beneficiar, se calculează aplicând procentul de 0,5% la suma dintre valoarea lucrărilor de construcții și instalații C (cap. 4.1) și valoarea lucrărilor de montaj M (cap. 4.2): **[5.2.4] = 0,5% * ([4.1] + [4.2])**. Baza de aplicare este conformă cu prevederile Legii nr. 215/1997 (Casa Socială a Constructorilor), art. 15.

Cheltuielile cu taxele pentru obținerea avizelor conforme, acordurilor și autorizațiilor, stabilite la articolul 5.2.5, sunt asigurate de beneficiar.

Cheltuielile diverse și neprevăzute (CDN) aferente cap. 5.3, asigurate de beneficiar, sunt prevăzute pentru compensarea eventualelor cheltuieli suplimentare ce pot să apară în legătură cu investiția de bază. Valoarea aferentă se calculează prin utilizarea unui procent **de până la 10%** aplicat la suma valorilor aferente capitolelor de cheltuieli 1.2, 1.3, 1.4, 2, 3.5, 3.8, 4: **[5.3] = [1.2] + [1.3] + [1.4] + [2] + [3.5.4] + [3.5.5] + [3.5.6] + [3.8] + [4]**. Procentul CDN a fost estimat de elaboratorul SF la valoarea de **10%** în funcție de natura și complexitatea lucrărilor, în conformitate cu prevederile HG nr. 907/2016. Din valoarea astfel stabilită se pot acoperi, după caz, cheltuieli rezultate în urma modificărilor de soluții tehnice, sau din cantități suplimentare de lucrări și procurări care se impun pe parcursul derulării investiției, precum și cheltuielile de conservare pe parcursul întreruperii execuției din cauze independente de beneficiar, cu respectarea legislației din domeniul achizițiilor publice.

5.3.9.13 Instruirea personalului de exploatare [6.1]

Toate serviciile de instruire a personalului beneficiarului / operatorului în vederea realizării activităților și operațiunilor de exploatare – operare și mentenanță – sunt incluse în cadrul bugetului de proiect, în cap. 6.1 din DG. De asemenea, în cadrul acestui articol este inclusă elaborarea și formarea manualelor de operare și mentenanță.

5.3.9.14 Testele și probele tehnologice [6.2]

Toate serviciile și lucrările aferente testelor, inspecțiilor, verificărilor și probelor tehnologice necesare pentru realizarea obiectivului de investiție în ansamblu și per obiecte sunt incluse în cadrul bugetului de proiect, în cap. 6.2 din DG.

5.3.9.15 Alte sume relevante

Valoarea lucrărilor de construcții + montaj (C+M) se calculează prin suma următoarelor capitole: **[C+M] = [1.2]+[1.3]+[1.4]+[2]+[4.1]+[4.2]**.

Valoarea contractului pentru investiția de bază se calculează prin suma următoarelor capitole: **[A] = [1.2]+[1.3]+[1.4]+[2]+[3.1.1]+[3.1.3]+[3.3]+[3.5.4]+[3.5.5]+[3.5.6]+[3.8.1]+[4]+[5.1]+[6]**.

5.4 Principalii indicatori tehnico-economici

Următorii indicatori tehnico-economici se prezintă astfel, conform prevederilor HG nr. 907/2016 cu modificările și completările ulterioare.

5.4.1 (a) Indicatorii maximali

Tabel 37. Indicatorii maximali conform devizului general

Indicator	Valoare	
	fără TVA	**cu TVA**
Valoarea obiectivului de investiție	448.665.909,00 lei	533.737.112,82 lei
	91.201.526,37 eur	*108.494.178,84 eur*
din care: Valoarea C+M	130.039.775,00 lei	154.747.332,25 lei
	26.433.534,91 eur	*31.455.906,55 eur*

5.4.2 (b) Indicatorii minimali

Se prezintă mai jos indicatorii de performanță – elementele fizice / capacitățile fizice care indică atingerea țintei obiectivului de investiții – și, după caz, indicatorii calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare.

Tabel 38. Indicatorii minimali

Nr.	Indicator minimal	Valoare limită*
Ob. 1	**Instalația de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz**	
1	Număr de unități CHP (motoare)	3 buc.
2	Capacitatea termică a unei unități CHP (Qt1)	≥ 9 MWt
3	Capacitatea electrică a unei unități CHP (Pe1)	≥ 10,4 MWe
4	Randamentul global al unei unități CHP (ηg)	≥ 88,2%
5	Randamentul electric al unei unități CHP (ηe)	≥ 47,3%
Ob. 2a	**Instalația de producere a energiei termice cu cazane de apă pe gaz**	
1	Număr de unități (cazane apă)	4 buc.
2	Capacitatea termică a unei unități (Qt)	≥ 25 MWt
3	Randamentul termic al unei unități (ηb)	≥ 95,0%
Ob. 2b	**Instalația de producere a energiei termice cu cazane de abur pe gaz**	
1	Număr de unități (cazane abur)	1 buc.
2	Capacitatea termică a unei unități (Qt)	7,4 MWt
3	Randamentul termic al unei unități (ηb)	≥ 95,0%

* Valori minime garantate

Tabel 39. Analiza producțiilor și emisiilor pentru scenariul S2 (primul an de operare)

Nr. Crt.	Parametru	Simbol	UM	Valoare
1	*2*	*3*	*4*	*5*
0	Scenariu / soluție tehnică	-	-	S2
	Tip de instalație de cogenerare HE CHP	-	-	MT 10,5 MWe
1	Număr de unități în cadrul instalației	N	buc	3
2	Număr de ore medii de operare la sarcina nominală, pentru obținerea energiei termice în primul an de operare	Ho	h/an	6.241
3	Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	9,0
4	Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	27,0

5	Capacitate electrică unitară	Pe1	MWe	10,4
6	Capacitate electrică totală	Pe = N*Pe1	MWe	31,2
7	Energie termică totală produsă	ET = Qt*Ho	MWh(t)/an	168.502
8	Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	168.502
9	Energie electrică totală produsă	EE = Pe*Ho	MWh(e)/an	194.713
10	Energie combustibil total consumat	EF = Pf*Ho	MWh(f)/an	411.894
11	Energie electrică livrată în SEN	EEN = EE - EEC	MWh(e)/an	180.713
12	Energie utilă produsă	EU = EE + ET	MWh/an	363.215
13	Energie utilă livrată	EUN = EEN + ETN	MWh/an	349.215
14	Economie de energie primară în cogenerare de înaltă eficiență	EEP = 1 - 1 / ((ηt,chp/ηt,ref) + (ηe,chp/ηe,ref)	%	29,22%
15	Energie primară combustibil consumat pentru producerea separată a energiei termice respectiv electrice	EF,ref	MWh(f)/an	581.945
16	Cantitate de emisie CO2 generată în total prin arderea GN de instalația de cogenerare	MC = qc*Ho	tCO2/an	83.186
17	Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă totală netă (livrată)	FESN = MC*1000/EUN	gCO2/kWh	238,2
18	Pondere emisii CO2 aferentă producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență (metoda Eurostat/IEA)	ae = ηe/(ηe+ηt) = ηe/ηg	%	53,61%
19	Cantitate de emisie CO2 generată în total prin arderea GN aferentă producerii energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență	MCE = MC*ae	tCO2eq/an	44.595
20	Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia electrică totală netă (livrată în SEN)	FESNE = MC*1000/EEN	gCO2eq /kWh(e)	246,77

Tabel 40. Indicatorii de proiect

ID	Indicatori obținuți la nivel de proiect implementat	U.M.	Valoare
I.1	Reducerea anuală a gazelor cu efect de seră (CO2), în cogenerare de înaltă eficiență (configurație HE CHP)	tCO2eq	34.344
		%	29,2%
I.2	Capacitatea instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă	MW	58,2
I.3	Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat, în cogenerare de înaltă eficiență (configurație HE CHP)	MWh(f)/an	170.051
		%	29,2%

5.4.3 (c) Alți indicatori

Indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta obiectivului de investiție.

- externalităților pozitive identificate: creșterea nivelului de trai, prin creșterea confortului termic;
- implicarea activă a mediului de afaceri local, regional precum și a autorităților locale în procesul de valorificare a resurselor regenerabile de energie;
- protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice;
- reducerea emisiilor de SO2, NOx cu impact asupra sănătății locuitorilor, recoltelor, încălzirii globale
- ca și impact social major al acestui proiect s-a considerat influența poluării asupra sănătății locuitorilor Municipiului Arad.

Principalii indicatori financiari și economici sunt prezentați în cadrul Anexei C7.0 – ACB.

5.4.4 (d) Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții

Durata estimată de realizare a proiectului este de **36 luni**, conform Grafic estimat propus (Anexa C4). În cadrul acestei durate, lucrările de realizare a obiectivului de investiție sunt prevăzute pentru cca. **30 luni**. Implementarea și efectuarea plăților în cadrul contractului de finanțare se va realiza fără depășirea datei de **30.06.2026**, conform prevederi GS PNRR C6 I3.

5.5 Conformarea obiectivului de investiție cu reglementările specifice

[Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice]

5.5.0 Preambul

În faza de proiect tehnic: Se vor respecta normativele, codurile, standardele, reglementările tehnice și legislative în vigoare la data depunerii ofertei pentru atribuirea contractului / la data depunerii proiectului tehnic și detaliilor de execuție (PT+DE). În cadrul documentației de atribuire pentru achiziția proiectului se va prezenta o listă cu reglementările aplicabile.

În faza de execuție: Se vor respecta reglementările de mai sus dar și reglementările în vigoare la data execuției, precum și instrucțiunile producătorilor de echipamente privitoare la montaj, teste, probe la rece și la cald, punere în funcțiune.

În faza de operare: Se vor respecta normele de exploatare și de securitate în vigoare precum și manualul și instrucțiunile producătorilor de echipamente privitoare la operare și mentenanță.

5.5.1 Reglementările aplicabile proiectului de investiție

Cele mai importante reglementări cu privire la proiectul de investiție au fost nominalizate în cadrul altor capitole, pe domeniile respective. În cadrul caietului de sarcini pentru atribuirea contractului se va centraliza o listă cu aceste reglementări. O listă recomandată cu standarde, norme și reglementări aplicabile tipice se regăsește în cadrul Anexei C5; această listă va fi actualizată corespunzător, ținând cont de cerințele programului de finanțare.

5.6 Surse de finanțare

[Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite]

5.6.1 Sursele de finanțare a investiției

Sursele de finanțare care pot fi accesate pentru realizarea investiției sunt următoarele:

- Programul Termoficare 2020-2027 (PT)
- Programul Național de Redresare și Reziliență 2022-2026 (PNRR C.6 I.3)
- Programul Operațional Dezvoltare Durabilă 2020-2024 (PODD)
- Fondul de modernizare 10(d) 2021-2030 (FM)
- InvestEU

Acest studiu de fezabilitate a fost elaborat luând în considerare cerințele de finanțare ale **Planului Național de Redresare și Reziliență** (PNRR), Pilonul I. Tranziția Verde, Componenta 6. Energie, Măsura de Investiții I.3 – "*Dezvoltarea de capacități de producție pe gaz, flexibile și de înaltă eficiență, pentru cogenerarea de energie electrică și termică (CHP) în sectorul încălzirii centralizate, în vederea atingerii unei decarbonizări profunde*".

5.6.1.1 PNRR C6 I.3 CHP 2022-2026

Condițiile de finanțare prin Programul Național de Redresare și Reziliență se regăsesc în cadrul Anexei C8 – Ghid Specific PNRR C6 I3 @ 30.06.2022.

În cadrul cap. 7.2.1 sunt prezentate condițiile principale și modul de conformare la acestea. În cele ce urmează se prezintă succint condițiile principale ale programului de finanțare.

SCOP:

Programul se implementează în perioada 30.06.2022-30.06.2026 și va finanța proiecte de dezvoltare (modernizare sau construire) de **capacități de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență (CHP)**, pe gaz, flexibile, în sectorul încălzirii centralizate, în vederea atingerii unei decarbonizări profunde. Cogenerare de înaltă eficiență va îndeplini criteriile stabilite în Anexa II din Directiva 2012/27/UE privind Eficiența Energetică.

Realizarea de capacități noi de producție a energiei vizează crearea de unități/instalații noi de producție, acolo unde nu au existat până în prezent. Noua centrală de cogenerare de înaltă eficiență în sectorul încălzirii centralizate, pe gaze, trebuie să asigure economii globale de energie primară în comparație cu producerea separată de energie termică și de energie electrică, astfel cum se prevede la art. 2 pct. 34 din Directiva 2012/27/UE.

Modernizarea de capacități de producție se referă la lucrările de reconstrucție și renovare a unei instalații/centrale pentru a produce energie în cogenerare de înaltă eficiență, în sectorul încălzirii centralizate, pe gaz, flexibile din punct de vedere al utilizarii gazelor regenerabile în cazul în care operațiunea se referă la părți considerabile ale centralei precum și prelungirea duratei de viața a acesteia. Modernizarea nu se referă la operațiunile privind mentenanța și înlocuirea unor componente mai mici ale instalației, lucrări care se fac în mod normal în timpul perioadei de exploatare. Totodată, modernizarea unei centrale de cogenerare existente sau conversia unei instalații convenționale existente de producere energie electrică sau termică într-o centrală de cogenerare de înaltă eficiență și flexibilă, în sectorul încălzirii centralizate, pe gaz, trebuie să aibă drept rezultat economii de energie primară în comparație cu situația inițială.

Instalația propusă trebuie să îndeplinească cerințele privind „*sistemele eficiente de termoficare și răcire centralizată*" astfel cum sunt definite la art. 2 punctul 41 din Directiva 2021/27/UE, respectiv: *„sistem eficient de termoficare și răcire centralizată" înseamnă un sistem de termoficare sau răcire centralizat care utilizează cel puțin 50% energie din surse regenerabile, cel puțin 50% căldură reziduală, cel puțin 75% energie termică cogenerată sau cel puțin 50% dintr-o combinație de energie și căldură de tipul celor sus-menționate.*

Vor fi eligibile proiectele de realizare / modernizare a centralelor de cogenerare de înaltă eficiență în sectorul încălzirii centralizate, prin folosirea gazului natural, pregătite pentru amestec cu gazele regenerabile / cu emisii reduse, inclusiv hidrogen verde, oferind centralelor posibilitatea să atingă pe durata de viață economică, pragul de maximum 250 gCO2eq/kWh.

BENEFICIARI:

UAT care produc energie termică în scopul furnizării în rețeaua de transport și distribuție pentru asigurarea serviciului public de alimentare cu energie termică.

Societățile constituite legal care au ca obiect de activitate producerea energiei electrice și termice în cogenerare (CHP) în sectorul încălzirii centralizate.

INDICATORI:

I.1: Reducerea anuală a gazelor cu efect de seră (CO2), exprimată în tCO2eq;

I.2: Capacitatea instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă, exprimată în MW. Include capacitatea termică și capacitatea electrică;

I.3: Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat, exprimată în MWh(f)/an.

ALOCARE:

Bugetul total estimat al schemei este echivalentul în lei al sumei de **388.050.000 euro** (echivalentul în lei la cursul de 4,9195 lei/euro), compus din **298.500.000 euro** fonduri europene asigurate prin Mecanismul de Redresare și Reziliență în cadrul Planului Național de Redresare și Reziliență – Componenta C.6 Energie și fonduri naționale de **89.550.000 euro** prin aplicarea procentului de supracontractare de **30%**, în temeiul prevederilor art. 24 din O.U.G. nr. 124/2021.

Cheltuielile pentru asistența tehnică aferentă derulării de către Ministerul Energiei a acestei măsuri de investiții sunt cuprinse în bugetul alocat măsurii de investiții I.3 (300.000.000 euro) și sunt în valoare de **1.500.000 euro**.

VALOAREA MAXIMĂ A FINANȚĂRII:

Intensitatea ajutorului de stat acordat din bugetul PNRR este **100% din costurile eligibile**, cu respectarea regulilor de ajutor de stat.

Diferența până la valoarea totală a proiectului se acoperă de către beneficiar. Acesta trebuie să aducă o contribuție financiară pentru diferența până la totalul costurilor proiectului, fie din resurse proprii, fie din surse atrase, sub o formă care să nu facă obiectul nici unui ajutor public.

Costurile eligibile sunt:

a) costurile de investiții pentru **instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență**, pe gaz, în sectorul încălzirii centralizate, prin folosirea gazului natural, pregătite pentru amestec cu gazele regenerabile/ cu emisii reduse de carbon, inclusiv hidrogen verde, fără să depășească pe durata de viață economică, pragul de maxim 250 gCO2eq/kWh;

b) costurile de investiții pentru **modernizarea instalațiilor** pe gaz, în sectorul încălzirii centralizate, prin folosirea gazului natural, pregătite pentru amestec cu gazele regenerabile / cu emisii reduse de

carbon, inclusiv hidrogen verde, fără să depășească pe durata de viață economică, pragul de maxim 250 gCO2eq/kWh.

Costul eligibil este **costul net suplimentar** care trebuie determinat comparând profitabilitatea scenariului factual cu cea a scenariului contrafactual. Pentru determinarea **deficitului de finanțare** în astfel de cazuri, trebuie să fie prezentată o cuantificare, pentru scenariul factual și un scenariu contrafactual credibil, a tuturor costurilor și veniturilor principale, a costului mediu ponderat estimat al capitalului (CMPC) al beneficiarilor pentru actualizarea fluxurilor de numerar viitoare, precum și a valorii actualizate nete (VAN) pentru scenariile factuale și contrafactuale, pe durata de viață a proiectului. Costul suplimentar net tipic se determină ca **diferența dintre valoarea actualizată netă (VAN) pentru scenariul factual și valoarea actualizată netă (VAN) pentru scenariul contrafactual pe durata de viață a proiectului**, în conformitate cu prevederile Comunicării Comisiei Europene referitoare la Orientările privind ajutoarele de stat pentru climă, protecția mediului și energie pentru 2022.

Costurile eligibile sunt stabilite prin raportare la veniturile și costurile economice (inclusiv costurile de investiție și de exploatare) aferente proiectului care beneficiază de ajutor și cele aferente proiectului din scenariul contrafactual pe care beneficiarul ajutorului l-ar realiza în mod credibil în absența ajutorului, pentru cele **3 tipuri de investiții**:

(a) **instalație nouă de cogenerare de înaltă eficiență**, în sectorul încălzirii centralizate, prin folosirea gazului natural, pregătite pentru amestec cu gazele regenerabile/ cu emisii reduse de carbon, inclusiv hidrogen verde, fără să depășească pe durata de viață economică, pragul de maximum 250 gCO2eq/kWh;

(b) **modernizarea unei instalații de cogenerare pentru a funcționa în cogenerare de înaltă eficiență**, în sectorul încălzirii centralizate, prin folosirea gazului natural, pregătite pentru amestec cu gazele regenerabile/ cu emisii reduse de carbon, inclusiv hidrogen verde, fără să depășească pe durata de viață economică, pragul de maximum 250 gCO2eq/kWh;

(c) **modernizare unei instalații de producere energie electrică pentru a funcționa în cogenerare de înaltă eficiență**, prin folosirea gazului natural, pregătite pentru amestec cu gazele regenerabile / cu emisii reduse de carbon, inclusiv hidrogen verde, fără să depășească pe durata de viață economică, pragul de maximum 250 gCO2eq/kWh.

Valoarea ajutorului de stat este **100% din costul net suplimentar (deficitul de finanțare)** care trebuie determinat comparând profitabilitatea scenariului factual cu cea a scenariului contrafactual.

Pentru a stabili **contribuția proprie** și a determina **cuantumul maxim al finanțării nerambursabile** pe care îl poate solicita, solicitantul va avea în vedere, la întocmirea bugetului de proiect, **condițiile de eligibilitate a cheltuielilor** (a se vedea Anexa nr. 4 – Categorii de cheltuieli orientative eligibile și neeligibile) și intensitatea ajutorului de stat conform schemei de ajutor de stat aprobată prin decizie a Comisiei Europene.

LEGISLAȚIE:

- Regulamentul 241/2021/UE de instituire a Mecanismului de Redresare și Reziliență;
- Decizia Comisiei nr. 809/2021/CE de punere în aplicare a Planului Național de Redresare și Reziliență;
- Comunicarea Comisiei referitoare la Orientările privind ajutoarele de stat pentru climă, protecția mediului și energie 2022 (CEAG);
- Recomandarea Comisiei privind definirea microîntreprinderilor și a întreprinderilor mici și mijlocii din 6 mai 2003 (2003/361/EC);

- Directiva 27/2012/UE privind Eficiența Energetică (abreviată în continuare EED);
- Regulamentul 2402/2015/UE privind Revizuirea valorilor de referință armonizate ale randamentului pentru producția separată de energie electrică și termică, în aplicarea Directivei 2012/27/UE;
- Legea nr. 51/2006 privind Serviciile comunitare de utilități publice, cu actualizările ulterioare;
- Legea nr. 325/2006 privind Serviciul public de alimentare cu energie termică, cu actualizările ulterioare;
- Legea nr. 121/2014 privind Eficiența energetică, cu actualizările ulterioare;
- OUG nr. 77/2014 privind Procedurile naționale în domeniul ajutorului de stat, precum și pentru modificarea și completarea Legii concurenței nr. 21/1996, cu actualizările ulterioare;
- HG nr. 163/2004 privind aprobarea Strategiei naționale în domeniul eficienței energetice, cu actualizările ulterioare;
- HG nr. 203/2019 privind aprobarea Planului național de acțiune în domeniul eficienței energetice IV, cu actualizările ulterioare;
- HG nr. 1.076 din 4 octombrie 2021 pentru aprobarea Planului național integrat în domeniul energiei și schimbărilor climatice 2021-2030, cu actualizările ulterioare.
- OUG nr. 124/2021 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar pentru gestionarea fondurilor europene alocate României prin Mecanismul de redresare și reziliență, precum și pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 155/2020 privind unele măsuri pentru elaborarea Planului național de redresare și reziliență necesar României pentru accesarea de fonduri externe rambursabile și nerambursabile în cadrul Mecanismului de redresare și reziliență, cu actualizările ulterioare.

5.6.1.2 PT 2019-2027

SCOP:

Programul Termoficare se implementează în perioada 2019-2027 și va finanța proiecte de investiții noi și proiecte aflate în derulare care au fost începute în temeiul HG nr. 462/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare, cu respectarea prevederilor OUG nr. 53/2019 și ale HG nr. 1.069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020.

Scopul Programului Termoficare este de a asigură continuarea lucrărilor de investiții pentru modernizarea, reabilitarea, retehnologizarea și extinderea sau înființarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică a localităților.

FINANȚARE:

Finanțarea Programului Termoficare se realizează din următoarele surse:

a) sume din transferuri de la bugetul de stat prin bugetul Ministerului Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației;
b) sume din transferuri din bugetul Fondului pentru mediu, în limita sumei de 400.000 mii lei;
c) sume din bugetele locale.

Cota de cofinanțare din bugetul MDLPA este de maximum 85% din totalul cheltuielilor eligibile ale proiectului, iar contribuția de la bugetul local va fi de minim 15%.

Cofinanțarea obiectivelor/proiectelor din cadrul Programului Termoficare cu sume din bugetul M.L.P.D.A. se realizează prin transferuri către bugetele locale, în limita creditelor de angajament și a creditelor bugetare prevăzute anual cu această destinație.

SUME ALOCATE:

Pentru anul 2022, potrivit Legii bugetului de stat pe anul 2022 nr. 317/2021, pentru Programul Termoficare sunt prevăzute:

- credite bugetare: 50 milioane lei;
- credite de angajament: 290 milioane lei.

Pentru anul 2021, de la Fondul de mediu au fost prevăzute următoarele sume:

- credite bugetare: 66,5 milioane lei;
- credite de angajament: 30 milioane lei

LEGISLAȚIE:

- O.U.G. nr. 53/2019 privind aprobarea Programului multianual de finanțare a investițiilor pentru modernizarea, reabilitarea, retehnologizarea și extinderea sau înființarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică a localităților și pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006
- Ordinul MLPDA/MMAP/MFP nr. 3194/1084/3734/2019 pentru aprobarea Regulamentului privind implementarea Programului Termoficare
- Ordinul ANRE nr. 13/2020 pentru aprobarea Regulamentului de emitere a avizelor tehnice privind eficiența energetică în cadrul Programului Termoficare. Abrogă Ordinul ANRE nr. 188/2020.

DOCUMENTE NECESARE:

- Cererea de finanțare împreună cu documentele anexă solicitate în OUG 53/2019
- Strategia de alimentare cu energie termică a localității, care cuprinde lucrările ce se doresc finanțate
- Hotărârea Consiliului Local/Județean de aprobare a Strategiei de alimentare cu energie termică a localității
- Studiul de fezabilitate al proiectului, întocmit conform normelor în vigoare (va conține calculul EEP, calculul de reducere GES, durata de recuperare a investiției)
- Hotărârea Consiliului Local/Județean de aprobare a Studiului de Fezabilitate
- Avizul tehnic ANRE privind eficiența energetică, presupune înaintarea unei documentații formată din documentele mai sus menționate la care se adaugă:
    - Cererea pentru solicitarea avizului tehnic ANRE privind eficiența energetică
    - Fișa privind eficiența investiției, completată conform Regulament ANRE
    - Memoriul tehnico-economic aferent fișei privind eficiența investiției

CONDIȚII DE ELIGIBILITATE:

- Sunt eligibile soluțiile de producere a energiei termice care să demonstreze definiția pentru "*sisteme eficiente de alimentare centralizată cu energie termică*" stabilită în cadrul Directivei EED 27/2012/EU privind eficiența energetică (art. 2 pct. 41), prin care livrarea ET în cadrul SACET trebuie obținută astfel: cel puțin 50% ET produsă din surse regenerabile, sau cel puțin 50% ET produsă din căldură reziduală, sau cel puțin 75% ET produsă în cogenerare de înaltă eficiență, sau cel puțin 50% ET produsă dintr-o combinație de surse ET de tipul celor sus-menționate
- Fundamentarea investiției se face printr-un studiu de fezabilitate corelat cu strategia locală de alimentare cu energie termică a localității și cu programul propriu de îmbunătățire a eficienței energetice.

Mai multe detalii regăsiți aici:

https://www.mdlpa.ro/pages/programultermoficare20062020

5.6.1.3 FM 2021-2030

Detaliile privind accesarea finanțărilor prin Fondul de Mediu se regăsesc la adresa următoare:

http://energie.gov.ro/fondul-de-modernizare/

5.6.1.4 PODD 2020-2024

Programul Operațional Dezvoltare Durabilă Axa prioritară 1: Promovarea eficienței energetice, a sistemelor și rețelelor inteligente de energie și a soluțiilor de stocare și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră

DOMENIU:

- Digitalizare
- Eficiență energetică
- Energie
- Tranziție verde

BUGET:

470 milioane EUR, din care:

- 400 mil. EUR finanțare UE
- 70 mil. EUR de la Bugetul de stat

FINANȚARE:

Finanțarea UE se va realiza astfel:

- din FEDR : 300 mil EURO
- din FC: 100 mil EURO

COFINANȚARE:

- 85% pentru regiunile mai puțin dezvoltate
- 40% pentru regiunile mai dezvoltate

PĂRȚI IMPLICATE:

- Instituția finanțatoare: Comisia Europeană
- Direcția Generală din cadrul Comisiei Europene care gestionează programul: Direcția Generală Mediu (DG ENV)
- Autoritatea de Management: Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene

OBIECTIVE SPECIFICE:

- promovarea eficienței energetice și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră
- dezvoltarea de sisteme inteligente de energie, rețele și stocare în afara TEN-E

AXE DE FINANȚARE:

1. Îmbunătățirea eficienței energetice a IMM-urilor și a întreprinderilor mari

2. Sisteme de distribuție inteligentă a energiei electrice și soluții de stocare sau Sisteme și rețele inteligente de energie și soluții de stocare

ACTIVITĂȚI ELIGIBILE:

- proiecte demonstrative și de eficiență energetică în IMM-uri și măsuri de sprijin adiacente
- proiecte de eficiență energetică în întreprinderile mari și măsuri de sprijin adiacente
- modernizarea/ extinderea rețelelor termice primare și secundare din sistemele de alimentare cu energie termică, inclusiv a punctelor termice

- cogenerare de înaltă eficiență în termoficare urbană
- construcție rețele noi de distribuție a gazelor naturale doar pentru conectarea noilor centrale pe gaz care înlocuiesc vechile centrale pe cărbune
- promovarea utilizării de echipamente și sisteme inteligente pentru asigurarea calității energiei electrice
- implementarea de soluții digitale pentru localizarea/ izolarea defectelor și realimentarea cu energie în mediul rural și urban
- digitalizarea stațiilor de transformare și soluții privind controlul rețelei de la distanță - integrare stații în SCADA
- măsuri de creștere a adecvanței SEN prin investiții în soluții de flexibilitate
- implementarea de soluții privind stocarea energiei "behind the meter"
- implementarea de soluții privind stocarea energiei

COMPLEMENTARITATE CU ALTE PROGRAME:

- Programul Operațional Regional, care sprijină dezvoltarea de regiuni cu orașe smart și prietenoase cu mediul, educate și atractive
- Programul Operațional Tranziție Justă Axa 2, care susține investiții în tehnologii și infrastructuri pentru o energie curată cu emisii reduse
- Fondul de acțiune în domeniul managementului energiei durabile, care susține managementul energiei durabile la nivelul localităților sărace/ subdezvoltate din România, prin investiții în furnizarea de energie și termoficare
- Planul Național de Redresare și Reziliență, prin promovarea acțiunilor legate dezvoltarea infrastructurii de gaze naturale și alte gaze verzi sau referitor la reforma sectorului industrial, a IMM-urilor și / sau a întreprinderilor mari prin creșterea indicatorului de eficiență energetică
- Granturile SEE și Norvegiene, care finanțează și proiecte din domeniul securității energetice, prin creșterea accesului la electricitate a gospodăriilor
- Mecanismul Interconectarea Europei, care își propune dezvoltarea rețelelor electrice transeuropene și digitalizarea acestora, inclusiv sporirea capacității de stocare a energiei
- Orizont Europa, în ceea ce privește investițiile inovatoare în energie
- Fondul de modernizare, care finanțează acțiuni privind eficiența energetică și modernizarea rețelelor și sistemelor energetice
- Fondul de inovare, care susține tehnologiile inovative cu emisii reduse de carbon din sectoare precum energie regenerabilă și stocare de energie produsă de aceste instalații sau captarea și stocarea carbonului
- Fondul european pentru eficiență energetică, care vizează investițiile de eficiență energetică și energie regenerabilă la scară mica, în special în mediul urban, promovate de autoritățile locale, inclusiv investiții legate de cogenerarea de înaltă eficiență, microgenerare, rețele de încălzire/ răcire centralizată

LEGISLAȚIE:

- Regulamentul 1060/2021/EU: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX32021R1060

5.6.1.5 InvestEU

Detaliile privind accesarea finanțărilor prin InvestEU se regăsesc la adresa următoare:

https://investeu.europa.eu/index_ro

5.6.1.6 Recomandări privind finanțarea

Având în vedere situația SACET Arad și condițiile de finanțare enumerate, pentru etapa de dezvoltare a sursei noi cu instalație de cogenerare de înaltă eficiență se recomandă depunerea cererii de finanțare în conformitate cu Ghidul Specific PNRR C6 I3 CHP.

Pentru alte măsuri de investiție care consideră părțile de sursă ET ce nu fac obiectul eligibilității GS PNRR C6 I3 CHP, va fi posibilă aplicarea pe alte programe de finanțare.

5.6.2 Centralizatorul surselor de finanțare

Va fi asigurat de către Beneficiar în funcție de cerințele programului de finanțare stabilit.

6 URBANISM, AVIZE, ACORDURI ȘI AUTORIZAȚII

6.1 Certificatul de urbanism

Certificatul de Urbanism (CU) atașat este emis la faza de proiectare SF. În măsura în care va fi necesar, acesta va fi revizuit la faza de proiectare PT+DE de către antreprenorul (proiectantul general) angajat pentru proiectarea și execuția lucrărilor proiectului, în vederea stabilirii tuturor avizelor, acordurilor, autorizațiilor și studiilor necesare înainte de trecerea la execuția efectivă a lucrărilor.

Pentru acest studiu de fezabilitate s-a obținut CU nr. 1214 / 14.07.2022 și CU nr. 1533 / 30.08.2022 (completare privind autorizarea desființării construcțiilor), prezentate în cadrul **Anexelor C6.1**.

6.2 Extrasele de carte funciară aferente amplasamentului de proiect

Extrasele de carte funciară nr. 59779, 59780 și 59781 eliberate la faza de proiectare SF în data de 13.05.2022 de către ANCPI - OCPI Arad, aferente terenurilor alocate dezvoltării proiectului, identificate prin numerele cadastrale 359603, 307809 și 307811, sunt prezentate în cadrul **Anexelor C6.2**.

6.3 Studiile de specialitate

Studiul topografic împreună cu planurile topografice vizate de OCPI (Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară), este prezentat în cadrul **Anexei C6.15**.

Studiul geotehnic nr. 54/2020 împreună cu piesele desenate aferente este prezentat în cadrul **Anexei C6.14**. Studiul a fost pus la dispoziție de beneficiar fiind acoperitor pentru amplasamentul pe care se vor construi obiectele nr. 1 (instalație HE CHP) și nr. 2 (instalație de producere ET cu cazane).

Aceste studii de specialitate, precum și altele necesare dezvoltării proiectului după cum va fi cazul, vor fi actualizate și/sau elaborate la faza de proiectare PT+DE în scopul obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor.

6.4 Avize, acorduri și autorizații privind gospodărirea apelor și protecția mediului

6.4.1 Avizul de gospodărire a apelor

Având în vedere că:

- toate sursele de apă utilizabile în cadrul noii centrale sunt deja existente, iar zonele de protecție sanitară a forajelor existente se află la distanțe considerabile față de amplasamentele construcțiilor și instalațiilor propuse;
- nu este prevăzută o creștere a consumului de apă extrasă din cele patru foraje existente deținute de CETH, față de situația anterior avizată, respectiv că instalațiile existente asigură necesarul de alimentare cu apă tratată;
- nu este prevăzută o creștere a volumului de apă uzată convențional curată generată de noua centrală, față de situația anterior avizată, respectiv că instalațiile existente asigură capacitatea de epurare/neutralizare și evacuare a apelor uzate;

se apreciază că Avizul de gospodărire a apei nr. 240 / 13.07.2021 existent din partea AN Apele Române, ABA Mureș, SGA Arad este acoperitor, fiind suficientă o reînnoire a Avizului în faza de

proiectare PT+DE pentru confirmarea noii situații proiectate, având în vedere prevederile Legii Apelor nr. 107/1996 și ale Ordinului MAP nr. 828/2019 (*Procedura privind avizele de gospodărire a apelor*).

Având în vedere prevederile Deciziei APM Arad nr. 13795 / 13.09.2022 privind etapa de evaluare inițială, beneficiarul a demarat procedura de obținere a Avizului de gospodărire a apei, fiind obținut în acest sens un **Aviz de principiu nr. 181/OM/13.01.2023** din partea **ANAR ABA Mureș SGA Arad**, prezentat în cadrul **Anexei C6.3**.

Pe lângă Avizul de gospodărire a apelor, este necesară luarea în considerare a următoarelor avize relevante:

- Avizul tehnic pentru acces la Canalul Mureșel în scopul evacuării apelor uzate tehnologic (convențional curate) și a apelor pluviale, emis de ANIF Arad;
- Avizul tehnic pentru acces la rețelele municipale de alimentare cu apă potabilă respectiv de canalizare a apelor uzate menajere și/sau tehnologice (convențional curate), emis de Compania de Apă Arad SA.

6.4.2 Avizul/acordul ANIF

Avizul tehnic emis de ANIF Arad va fi obținut în faza de proiectare PT+DE (prevăzută în cadrul contractului de lucrări "proiectare + execuție" atribuit prin procedură de achiziție publică) pentru soluția proiectată la implementarea noii surse privind racordul de evacuare a apelor uzate tehnologic convențional curate la Canalul Mureșel, administrat de ANIF Filiala IF Arad. Avizul va fi solicitat de către beneficiar în baza documentațiilor tehnice de proiectare asigurate de antreprenor (proiectantul general) angajat.

La faza de proiectare SF se prezintă **Avizul de principiu nr. 2486 / 22.08.2022** emis de **ANIF Arad**, inclus în **Anexa C6.4**.

6.4.3 Avizul companiei municipale/regionale de apă

Avizul tehnic de racordare la rețelele de apă și canalizare va fi obținut în faza de proiectare PT+DE (prevăzută în cadrul contractului de lucrări "proiectare + execuție" atribuit prin procedură de achiziție publică) pentru situația nou proiectată. Avizul va fi solicitat de către beneficiar în baza documentațiilor tehnice de proiectare asigurate de antreprenor (proiectantul general) angajat.

La faza de proiectare SF se prezintă **Avizul de principiu nr. 15738 / 19.08.2022** emis de **Compania de Apă Arad SA**, inclus în **Anexa C6.5**.

6.4.4 Avizul/acordul privind protecția mediului

Autoritatea competentă pentru protecția mediului este Agenția de Protecție a Mediului din raza teritorială a beneficiarului, respectiv **APM Arad**. Autoritatea stabilește Actele administrative în domeniul protecției mediului, cu privire la evaluarea impactului asupra mediului, la ariile protejate NATURA 2000 din rețeaua ecologică a României, la gospodărirea apelor, respectiv la emisiile industriale ale instalațiilor de ardere incluse în cadrul noii surse.

Sursa propusă are o capacitate a instalației de ardere de maxim **180 MWf**. Conform art. 9 alin. 1 și Anexa 1 din Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, noua capacitate nu ar necesita evaluarea obligatorie a impactului asupra medului, neîncadrându-se în definiția 2.a "*Termocentrale și alte instalații de ardere, cu o putere termică de min. 300 MW*". Acest tip de instalație se încadrează însă în grupa 3.a din Lista proiectelor pentru care trebuie stabilită *necesitatea efectuării evaluării impactului asupra mediului*, conform Anexei 2 din Legea nr. 292/2018, respectiv "*Instalații industriale pentru producerea energiei electrice, termice și*

a aburului tehnologic, altele decât cele prevăzute în Anexa nr. 1", în baza criteriilor de selecție stabilite în Anexa nr. 3 a aceleiași legi.

Ca urmare, în baza memoriului întocmit de elaboratorul SF, beneficiarul a notificat și a solicitat actul administrativ (*Declarația etapei de încadrare / Acordul de mediu*) din partea **APM Arad** la faza SF, obținându-se în acest sens **Decizia etapei de evaluare inițială nr. 13795 / 13.09.2022**, prezentată în cadrul **Anexei C6.13**. Această Decizie APM stabilește necesitatea obținerii Avizului de gospodărire a apei pentru noua sursă, respectiv necesitatea demarării procedurii de evaluare a impactului proiectului asupra mediului (EIM) considerându-se că modificările sau extinderile aduse de proiectul de investiție propus spre implementare ar putea avea efecte semnificative asupra mediului, în baza Anexei 2, pct. 13, alin. (a) din Legea nr. 292/2018 (*Evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului*), fără ca proiectul să intre sub incidența OUG nr. 57/2007 (*Regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice*).

Această procedură EIM va fi derulată prin grija beneficiarului în baza Deciziei etapei de evaluare inițială, prin depunerea la APM a Memoriului de prezentare elaborat în conformitate cu Anexa 5.E (*Procedura privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului*) din Legea nr. 292/2018, până cel mai târziu la termenul stabilit în Decizie, inclusiv dacă este cazul cu depunerea Raportului de evaluare a impactului asupra mediului (RIM) și a documentelor conexe (poz. 3.1.2 din DG), care să aibă ca rezultat obținerea Acordului de mediu.

După depunerea memoriului de prezentare 5.E, procedura EIM se realizează în 3 etape:

- E1. etapa de încadrare a proiectului
- E2. etapa de definire a domeniului evaluării și elaborarea raportului RIM
- E3. etapa de analiză a calității raportului RIM

După derularea activităților din etapa E1, APM emite o **Decizie a etapei de încadrare (DEI)**, prin care se stabilește necesitatea sau nu a efectuării EIM. De asemenea, nu va fi necesară o evaluare adecvată a proiectului, având în vedere că proiectul nu intră sub incidența reglementărilor privind ariile naturale protejate. În cazul în care în DEI este luată decizia pentru efectuarea EIM, beneficiarul va trece la derularea activităților din etapa E2, care se finalizează cu redactarea RIM de către o persoană fizică sau un operator economic autorizat corespunzător. Etapa E3 constă în consultarea publicului (dezbaterea publică) și integrarea observațiilor. După parcurgerea acestor etape, ultimul pas în cadrul procedurii îl constituie emiterea **Acordului de Mediu (AM)** de către APM.

Așadar, Actul de reglementare emis de APM poate fi **DEI** dacă aceasta stabilește că nu este necesară EIM (în baza memoriului de prezentare 5.E) sau **AM** dacă DEI stabilește că este necesară EIM (în baza RIM și a dezbaterii publice). Actul de reglementare APM se va prezenta în termenul limită cf. GS PNRR C6 I3.

6.4.5 Avizul/Declarația NATURA 2000 privind ariile protejate

Zona de proiect nu se situează în cadrul ariilor naturale protejate NATURA 2000 ce fac parte din rețeaua ecologică a României, prin urmare proiectul nu ar intra sub incidența OUG nr. 57/2007 (*Regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice*) întrucât proiectul nu este de natură să aibă efecte semnificative asupra vreunui sit NATURA 2000 și astfel nu este necesară obținerea Avizului NATURA 2000.

Decizia privind etapa de evaluare inițială nr. 13795 / 13.09.2022 emisă de APM Arad confirmă faptul că, în urma verificărilor APM în raport cu poziția amplasamentului de proiect față arii naturale protejate, zone tampon, monumente ale naturii, monumente istorice sau arheologice, zone cu restricții

de construit, zone costiere, proiectul propus nu intră sub incidența art. 28 din OUG nr. 57/2007 aprobată prin Legea nr. 49/2011 și astfel nu a fost considerată necesară evaluarea descrisă la art. 6 alin. 3 din Directiva 92/43/CEE.

Din acest motiv, **APM Arad** a emis ca document de evidență o **Declarație de monitorizare a siturilor NATURA 2000 nr. 15 / 22.12.2022**., prezentat în cadrul **Anexei C6.12**.

6.5 Avizele tehnice de racordare principale

Principalele avize tehnice de racordare (ATR) necesare investiției sunt următoarele:

1. ATR la rețeaua de gaz natural, din partea DELGAZ GRID SA;
2. ATR la rețeaua de electricitate, din partea E-DISTRIBUȚIE BANAT SA;
3. ATR la rețeaua de termoficare, din partea CET Hidrocarburi SA.

ATR pentru situația propusă vor fi obținute în faza de proiectare PT+DE prevăzută în cadrul contractului de lucrări "proiectare + execuție" atribuit prin procedură de achiziție publică. ATR vor fi solicitate de către beneficiar în baza documentațiilor tehnice de proiectare asigurate de antreprenor (proiectantul general) angajat.

1. Soluția tehnică adoptată în cadrul SF privind **racordul de gaz natural** presupune realizarea unui racord de alimentare cu gaz natural la instalația de utilizare a gazului natural existentă în incinta CETH, mai exact, la conducta principală de distribuție gaz natural existentă în imediata apropiere a amplasamentului proiectului cu care se alimentează actualmente cazanele existente CAF4 și CAF5. Având în vedere disponibilitatea și condițiile tehnice de racord ale acestei conducte în amplasament, respectiv faptul că în noua situație proiectată nu se depășește cota alocată pentru consumul de gaz natural al instalațiilor CETH, după cum se poate observa în **Acordul de acces la SDGN nr. 211012861 / 30.03.2018**, emis de **DELGAZ GRID SA** (39.676 Sm3/h, echivalent cu aprox. 37.600 Nm3/h), se apreciază că Avizul de racordare existent din partea operatorului de rețea de distribuție este acoperitor, fiind suficientă o reînnoire a acestuia în faza de proiectare PT+DE pentru confirmarea noii situații proiectate.

Pentru confirmarea soluției de racordare propuse la faza de proiectare SF, s-a obținut un **Aviz de principiu favorabil nr. 213855414 / 22.08.2022** din partea DELGAZ GRID SA. La faza de proiectare PT+DE se va solicita și obține ATR pentru soluția de racordare în concordanță cu documentația tehnică de proiectare elaborată și detaliată corespunzător.

2. Soluția tehnică adoptată în cadrul SF privind **racordurile electrice** presupune:

- realizarea unei conexiuni la stația electrică Mureșel (deținută de E-Distribuție Banat SA) pe nivelul de tensiune de 110 kV în vederea furnizării energiei electrice generate de noua sursă în Sistemul Energetic Național (SEN), la o capacitate de maxim 33 MWe, respectiv

- păstrarea neschimbată a celei de-a 2-a conexiuni la stația electrică Mureșel pe nivelul de tensiune 6 kV în vederea alimentării cu energie electrică, în rezervă, realizată prin intermediul transformatorului de putere existent în SE Mureșel de 16 MVA 20/6 kV (T3).

Beneficiarul și operatorul SACET au făcut demersurile în vederea stabilirii / confirmării soluției de principiu care va sta la baza Avizului Tehnic de Racordare ce va fi solicitat și obținut la faza PT+DE, în concordanță cu soluția tehnică contractată. De asemenea, au fost studiate condițiile generale de capacitate disponibilă în zona F1 din care face parte RED 110kV, incluzând aici SE 400/220/110kV Arad și SE 110/20 kV Mureșel. În acest sens, la faza de proiectare SF prezentăm **Avizul de principiu** obținut din partea **E-Distribuție Banat SA** (ORR/ODS) pentru soluția de evacuare a puterii în SEN, în cadrul **Anexei C6.10**. Totodată, anterior acestui Aviz de principiu a fost obținut din partea E-Distribuție Banat SA și **Avizul de amplasament favorabil nr. 1323328 / 24.08.2022**, prezentat în cadrul **Anexei C6.7**. La faza de proiectare PT+DE se va solicita și obține ATR pentru soluția de

racordare în concordanță cu documentația tehnică de proiectare elaborată și detaliată corespunzător, documentație care include studiul de soluție pentru racordare.

3. Soluția tehnică adoptată în cadrul SF presupune realizarea unui racord de **livrare a energiei termice** sub formă de apă caldă în cadrul SACET, la conductele tur + retur existente în incinta CETH, în proximitatea amplasamentului de proiect. Având în vedere disponibilitatea și condițiile tehnice de racord ale acestor conducte în amplasament, s-a solicitat acordul operatorului SACET pentru soluția de racordare și interfațarea noii surse la rețelele de utilități din incinta CET Hidrocarburi. Pentru confirmarea soluțiilor adoptate la faza de proiectare SF, s-a obținut un **Aviz de amplasament favorabil nr. 3074 / 18.08.2022** din partea **CET Hidrocarburi SA**. La faza de proiectare PT+DE se va solicita și obține avizul/acordul CETH pentru soluțiile de racordare și interfațare în concordanță cu documentația tehnică de proiectare elaborată și detaliată corespunzător.

6.6 Alte avize, acorduri și studii specifice

În vederea executării lucrărilor de dezafectare prin dezmembrare, demontare și demolare a unor construcții și instalații existente în amplasamentul de proiect, respectiv a lucrărilor de construire aferente noii surse, este necesară obținerea unui Aviz tehnic din partea Ministerului Transporturilor și a Companiei Naționale "Căile Ferate Române", având în vedere că amplasamentul de proiect interferă cu zona de siguranță și de protecție a infrastructurii feroviare publice existente în proximitatea terenului alocat. Având în vedere că o astfel de procedură de avizare a mai fost parcursă în anul 2018 de către beneficiar pentru demolarea cazanelor CAF 1,2,3 (IMA 5,6,7), respectiv faptul că soluția propusă nu se suprapune cu zona cadastrală CFR și nu îngrădește utilizarea corespunzătoare a căii ferate din care ar fi putut să rezulte un aviz negativ din partea deținătorului căii ferate, beneficiarul consideră că este rezonabilă obținerea Avizului MT+CFR în faza de proiectare PT+DE.

Așadar, la faza de proiectare PT+DE se va solicita și obține Avizul tehnic specific în concordanță cu documentația tehnică de proiectare elaborată și detaliată corespunzător.

Alte documente avizatoare față de cele descrise în cadrul SF:

Toate celelalte avize prevăzute în cadrul Certificatului de Urbanism vor fi obținute în faza PT+DE. De asemenea, la faza de proiectare PT+DE prevăzută în cadrul contractului de achiziție publică de lucrări, tip „proiectare și execuție", vor fi obținute orice alte avize, acorduri, autorizații și certificări necesare care pot să apară, conform legislației în vigoare.

6.7 Autorizațiile pentru execuția lucrărilor

Principalele autorizații obligatorii pentru începerea execuției lucrărilor de desființare, construcții, instalații și montaj sunt, conform legislației aplicabile, următoarele:

1. Autorizația de organizare a execuției lucrărilor (AO)
2. Autorizația pentru dezafectări (AD)
3. Autorizația pentru construire (AC)

Toate aceste autorizații vor fi obținute obligatoriu în faza de proiectare PT+DE, în baza documentațiilor tehnice de proiectare (DTOE, DTAD, DTAC) asigurate de antreprenorul angajat pentru realizarea contractului de achiziție publică de lucrări, de tip „proiectare și execuție", numai după ce sunt obținute în prealabil toate avizele și acordurile prevăzute în Certificatul de Urbanism.

Cheltuielile aferente elaborării documentațiilor tehnice necesare pentru activitatea de obținere a avizelor, acordurilor și autorizațiilor pentru proiectul de construire a noii surse sunt prevăzute în cadrul bugetului de cheltuieli din Devizul General, capitolul 3.5.4.

Notă: Cheltuielile aferente elaborării documentațiilor tehnice necesare pentru activitatea de obținere a avizelor, acordurilor și autorizațiilor aferente dezafectării construcțiilor și instalațiilor existente în cadrul terenului identificat prin numărul cadastral 307809 (rezervoare de stocare păcură, stația de păcură și anexele sale, conductele de transport păcură, linii de cale ferată uzinală, rampă de descărcare), inclusiv cheltuielile conexe pentru ecologizarea terenului în urma dezafectărilor, NU sunt prevăzute în cadrul bugetului de cheltuieli din Devizul General, capitolul 3.5.4.

6.8 Autorizațiile pentru punerea în funcțiune

Pentru punerea în funcțiune a obiectivului de investiție este necesară obținerea de către beneficiar a **Autorizației Integrate de Mediu** din partea **APM Arad**, conform legislației în vigoare, cu respectarea Acordului de Mediu emis de APM Arad în faza de proiectare PT+DE.

De asemenea, pentru punerea în funcțiune a obiectivului de investiție este necesară parcurgerea prealabilă a procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public, în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 51/2019. În urma acestei proceduri, din partea Transelectrica SA se va obține **Certificatul de conformitate** cu Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone prevăzute în Ordinul ANRE nr. 72/2017 cu completările și modificările ulterioare.

6.9 Autorizațiile / licențele pentru operare

Beneficiarul va obține / actualiza **Licențele/Autorizațiile pentru producerea energiei electrice respectiv termice** din partea **ANRE**, conform legislației în vigoare.

Activitatea de acordare/modificare a licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice se desfășoară conform **Ordinului ANRE nr. 12/2015** (*Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice*), cu modificările și completările ulterioare (Ordinele ANRE nr. 211/2018, 181/2019, 209/2019, 197/2020, 115/2021, 24/2022).

Activitatea de acordare/modificare a licențelor pentru activitățile specifice serviciului de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) se desfășoară conform **Ordinului ANRE nr. 61/2022** (*Regulamentul pentru acordarea licențelor în domeniul serviciului public de alimentare cu energie termică*), cu modificările și completările ulterioare, în condițiile Legii nr. 325/2006 privind SPAET.

De asemenea, beneficiarul va actualiza **Autorizația privind emisiile de gaze cu efect de seră** (Autorizația GES) reglementată de Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor prin Ordinul nr. 1256/2020 (*Procedura de emitere a autorizației privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2021-2030*) cu modificările și completările ulterioare. Autoritatea competentă pentru analizarea documentației și emiterea acestei autorizații este **Agenția Națională pentru Protecția Mediului (ANPM)**, pentru activitatea nr. 1 privind "*arderea combustibililor în instalații cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW (cu excepția instalațiilor pentru incinerarea deșeurilor periculoase sau municipale)*".

7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1 Informațiile despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este:

UAT Municipiul Arad

Adresa: Bd. Revoluției nr. 75, Arad, RO 310130

Tel: +40 257 281850, Fax: +40 257 284744

E-mail: primarie@primariaarad.ro

Website: www.primariaarad.ro

CUI: 3519925

7.2 Strategia de implementare

În acest capitol se vor prezenta informațiile privind durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resursele necesare, etc.

7.2.1 Condițiile impuse de programul de finanțare

Principalele surse de finanțare accesibile în acest moment sau pe viitor pentru finanțarea proiectului sunt indicate în cadrul capitolului 5.6.

O atenție specială acordată în acest studiu de fezabilitate o constituie condițiile de finanțare stabilite în Programul Național de Redresare și Reziliență, Pilonul 1 - Tranziția verde, Componenta 6 - Energie, Măsura de investiție 3 (PNRR C6 I3 2022-2026) pentru dezvoltarea de capacități de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență (CHP), pe gaze, flexibile, în sectorul încălzirii centralizate, în vederea atingerii unei decarbonizări profunde. În cele ce urmează sunt evidențiate informațiile principale de dezvoltare a documentației însoțitoare pentru cererea de finanțare specifică acestui program.

7.2.1.1 Limita de emisie specifică CO2 pentru combustibilul utilizat

Instalațiile de producere a energiei termice și electrice prevăzute în cadrul configurației noii centrale necesare pentru termoficarea centralizată sunt considerate eligibile în cadrul proiectului dacă utilizează un combustibil gazos ce are la bază gazul natural, care să asigure o emisie specifică de CO2, raportată la energia utilizabilă (termică și electrică) produsă de instalație, de maxim **250 gCO2/kWh**.

Această limită de emisie specifică de 250 gCO2/kWh poate fi obținută astăzi numai prin utilizarea gazului natural, cu condiția utilizării unor instalații de ardere de înaltă eficiență având o eficiență globală de peste 80%. Totodată, în atingerea acestui deziderat, este necesar ca performanțele instalațiilor să fie menținute în timp. Din acest punct de vedere, următoarele aspecte sunt esențiale pentru stabilirea soluției în ansamblu:

- tehnologiile alese pentru echipamentele termo-energetice trebuie să aibă randamente globale care să fie cât mai insensibile la variațiile sarcinii de consum și la variația condițiilor climatice (ipotetic, operarea unui anumit număr de ore din an peste pragul de 250 gCO2/kWh datorat unei eficiențe scăzute, concomitent cu operarea la limită a instalației pentru celelalte ore din an la valoarea

apropiată de 250 gCO2/kWh, poate conduce la obținerea unui factor de emisie specifică anuală de CO2 neconform, peste pragul stabilit);
- politicile de operare trebuie stabilite cu respectarea priorităților stabilite de mixul energetic impus de cerințele de eficiență energetică, conform principiilor de eficiență atât tehnică cât și economică;
- mentenanța corespunzătoare a echipamentelor joacă un rol important, fiind recomandată beneficiarului investiției încheierea de contracte de mentenanță full-service prin care să se poată garanta performanțele.

a) Pentru soluțiile de cogenerare propuse în Scenariile S1 (cu turbine) și S2 (cu motoare), având un randament global de cca. 88,2 %, valoarea emisiei specifice GES raportată la energia totală utilă este de cca. **229 gCO2/kWh**.

Tehnologia de cogenerare cu motoare cu ardere internă de mare capacitate a fost adoptată pentru următoarele motive:

- Motoarele de capacități mari asigură randamente globale mai mari și permit o flexibilitate mai mare în recuperarea eficientă a căldurii, asigurându-se în final depășirea cerințelor de eficiență energetică stabilite prin directiva EED și programul de finanțare;
- Procesul de ardere internă realizat cu motoare cu pistoane este mult mai insensibil la variația condițiilor climatice, în comparație cu turbinele pe gaz spre exemplu;
- Randamentul global asigurat de motoare scade foarte puțin cu sarcina de operare (situată tipic între 100% și 50% sau mai jos), având în vedere că, la scăderea sarcinii de operare, scade randamentul electric dar crește randamentul termic;
- Asigură o eficiență electrică ridicată, sensibil mai mare comparativ cu turbinele pe gaz. O eficiență electrică ridicată raportată la aceeași energie de combustie este echivalentă cu o producție de energie electrică mai mare ce poate fi valorificată prin vânzare, aspect esențial pentru asigurarea activității economice optime pentru serviciul de termoficare urbană și menținerea unui preț optim de vânzare a energiei termice.

b) Instalația de completare a energiei termice la vârful curbei de sarcină, cu o capacitate termică de 100 MWt și un randament termic de cca. 95%, are caracteristică o emisia specifică de CO2 raportată la energia totală utilă de cca. **213 gCO2/kWh**.

Rezultatul este valid (**sub 250 gCO2/kWh**) pentru fiecare an de operare pe perioada de analiză, astfel că soluția adoptată în cadrul studiului este eligibilă pentru finanțare.

c) Emisia specifică de CO2 echivalentă producției de energie electrică în cogenerare se obține prin raportarea cantității de emisie CO2 la energia electrică netă (livrată în SEN), utilizându-se o cotă de alocare a emisiei pentru producerea EE în cogenerare după metoda Eurostat / IEA (**ae = ηe/ηg = 53,61%**). Astfel, emisia specifică de CO2 rezultată (FESNE = ae*MC / EEN) nu depășește **247 gCO2/kWh(e)**, în primul an de operare 2026 și nici în anii următori.

7.2.1.2 Utilizarea combustibililor gazoși cu emisii scăzute de gaze cu efect de seră

Instalațiile de producere a energiei termice și electrice prevăzute în cadrul configurației noii centrale necesare pentru termoficarea centralizată sunt considerate eligibile în cadrul proiectului dacă soluția este flexibilă, fiind posibilă utilizarea și adaptarea acesteia la un combustibil gazos care prin ardere duce la emisii scăzute de gaze cu efect de seră GES (CO2).

Trecerea la utilizarea unui combustibil cu un potențial de emisie scăzută de CO2, fie că este amestec de gaze naturale cu hidrogen verde, fie că este 100% hidrogen verde, este o măsură strategică

alternativă la funcționarea doar cu gaz natural, planificată de Uniunea Europeană pe termen mediu-lung, cu scopul de a atinge obiectivele privind eficiența energetică și mai ales schimbările climatice.

Din acest motiv, echipamentele termo-energetice care utilizează gazul natural cu înaltă eficiență (motoarele, cazanele) trebuie alese astăzi cu o configurație flexibilă și cu tehnologia moderna H2-Ready.

Toate echipamentele termoenergetice propuse (motoare, turbine, cazane) sunt capabile să utilizeze un combustibil gazos format ca amestec de gaz natural și hidrogen verde cu un conținut de până la 20 %vol.

7.2.1.3 Utilizarea de instalații de captare și stocare/utilizare a CO2 (CCS/CCU)

Instalațiile de producere a energiei termice și electrice prevăzute în cadrul configurației noii centrale necesare pentru termoficarea centralizată sunt încurajate să includă componente investiționale pentru reducerea emisiilor de CO2 prin captarea, transportul și stocarea geologică sau utilizarea dioxidului de carbon.

Chiar dacă, pentru a nu afecta bugetul centralei propriu-zise, nu este prevăzută în acest moment o componentă investițională privind captarea și pomparea CO2 într-o infrastructură de transport și stocare/utilizare CO2, o astfel de soluție în vederea realizării obiectivelor CCS/CCU/CCUS nu este însă exclusă, această componentă investițională poate fi realizată ulterior în etapele de dezvoltare, după clarificarea condițiilor strategice, de finanțare, de disponibilitate a locațiilor pentru sechestrarea carbonului și, nu în ultimul rând, a condițiilor de fezabilitate (CAPEX + OPEX).

7.2.1.4 Necesitatea continuării investițiilor viitoare pentru alinierea la obiective

Beneficiarul investiției trebuie să se angajeze să continue investițiile cu scopul conformării noii centrale la cerințele specifice programului PNRR C6 I3 CHP, fiind posibile investiții suplimentare atât în măsurile de utilizare a hidrogenului verde, cât și în măsurile de captare și sechestrare și/sau utilizare a CO2, după cum va fi cazul. După data de 31.12.2049, centrala va fi închisă dacă beneficiarul investiției nu aplică pentru una din măsuri în așa fel încât țintele obligatorii de conformare la emisiile de CO2 să fie atinse. De asemenea, beneficiarul investiției se va angaja să continue investițiile cu scopul conformării SACET Arad la reglementările europene privind eficiența energetică a sistemelor de termoficare centralizată.

7.2.1.5 Capacitatea configurației noii centrale

Proiectul sursei noi presupune înlocuirea capacității actuale de producere a energiei utile din CET Hidrocarburi, pe motivul imposibilității continuării operării cu sursa actuală și al necesității de a crește eficiența concomitent cu reducerea semnificativă a emisiei de dioxid de carbon în raport cu centralele termice / electrice echivalente pe gaz și/sau pe cărbune.

Această cerință trebuie înțeleasă în sensul înlocuirii actualei centrale pe gaz natural cu emisii semnificative de CO2 cu o centrală nouă de capacitate adaptată la necesarul real actual de energie termică livrată în cadrul SACET. De asemenea trebuie considerat că noua centrală dezlocuiește din actualul sistem electroenergetic centralele electrice pe cărbune care operează în prezent, acoperind în mixul de energie un procent de cca. 18-20 % (18,20% în anul 2021, conform Raport ANRE).

Propunerea investițională din acest studiu stabilește:

- o capacitate termică de bază de **27 MWt** pentru instalația de cogenerare de înaltă eficiență (HE CHP) cu 3 motoare termice, respectiv de o capacitate termică de vârf de **107,4 MWt** pentru instalația de completare a energiei termice cu 4 cazane de apă și 1 cazan de abur;
- o capacitate electrică de **31,2 MWe** pentru instalația HE CHP cu 3 motoare;

dimensionate în baza necesarului de ET stabilit în cadrul cap. 2.4.

Astfel, capacitatea de energie utilă a instalației HE CHP este de 27 + 31,2 = **58,2 MW**, iar capacitatea termică totală a centralei este de 27 + 107,4 = **134,4 MWt**.

7.2.1.6 Randamentul global al instalației de cogenerare și al centralei în ansamblu

Noua instalație de cogenerare din cadrul configurației noii centrale necesare pentru termoficarea centralizată va trebui să depășească cerințele actuale privind cogenerarea de înaltă eficiență stabilite în cadrul Directivei EED 27/2012/EU, prin atingerea unui randament global în cogenerare de înaltă eficiență de minim **80%** (preferabil peste 90%), față de valoarea de minim 75% prevăzută actualmente în EED.

Propunerea investițională din acest studiu se bazează pe un randament global în cogenerare de înaltă eficiență de cca. **88,2 %** la sarcina nominală, respectiv pe un randament global al întregii configurații centralei (CHP MT + CA) de cca. **89,7 %** la sarcina nominală.

7.2.1.7 Economia de energie primară a instalației de cogenerare și a centralei în ansamblu

Noua instalație de cogenerare din cadrul configurației centralei propuse necesare pentru termoficarea centralizată va trebui să respecte cerințele actuale privind cogenerarea de înaltă eficiență stabilite în cadrul Directivei EED, prin atingerea unei economii anuale de energie primară în cogenerare de înaltă eficiență de minim 10% (preferabil peste 20%) față de situația producerii separate de energie termică respectiv de energie electrică cu instalații convenționale, ale căror performanțe și condiții de referință sunt stipulate în Regulamentul nr. 2402/2015/EU.

Propunerea investițională din acest studiu indică, în primul an de operare (2026), o economie de energie primară a combustibilului consumat în cogenerare de cca. **29,2 %** la sarcina nominală reprezentând cca. **170.051 MWh(f)/an**.

7.2.1.8 Reducerea emisiilor GES (CO2eq)

Noua instalație de cogenerare din cadrul configurației noii centrale necesare pentru termoficarea centralizată trebuie să asigure o **reducere a cantității de emisie GES** în cogenerare de înaltă eficiență mai mare decât 0 tCO2eq/an față de situația producerii separate de energie termică respectiv de energie electrică cu instalații convenționale, ale căror performanțe și condiții de referință sunt stipulate în Regulamentul nr. 2402/2015/EU.

Propunerea investițională din acest studiu indică, în primul an de operare (2026), o reducere a emisiei de CO2eq raportată la energia utilă de cca. **29,2 %** reprezentând cca. **34.344 tCO2/an** pentru instalația HE CHP.

7.2.1.9 Reducerea emisiilor GES (CO2eq) raportată la energia electrică produsă

Noua instalație de cogenerare din cadrul configurației noii centrale necesare pentru termoficarea centralizată produce în primul an de operare **EEN ≈ 180.713 MWh/an**, energie electrică **livrată în SEN**. Emisia specifică CO2 raportată la energia electrică produsă și livrată în SEN este de **FESNE ≈ 247 gCO2eq/kWh(e),** calculată și specificată în Anexele C3.3, C3.6, C3.7. Astfel, emisia CO2 echivalentă acestei producții de EE este de MCE = 247 x 180.713 ≈ **44.595 tCO2eq/an.**

În ipoteza în care emisia specifică CO2 de referință este **250 gCO2eq/kWh(e)** conform pragului specificat de BEI în cadrul documentului *EIB Energy Lending Policy 2019.11.14* (specificat și în cadrul GS PNRR C6 I3 secțiunea 1.5), atunci, pentru aceeași cantitate de EE produsă și livrată în SEN (EEN) rezultă o cantitate de emisie **MCE,ref** = 250 x 180.713 ≈ **45.178 tCO2eq/an.** Astfel, diferența între MC,ref și MC reprezintă reducerea emisiei de CO2 raportată la energia electrică produsă și livrată în SEN: **ΔMCE** = 45.178 – 44.595 ≈ **583 tCO2eq/an** > 0 tCO2eq/an.

În ipoteza în care emisia specifică CO2 de referință este **823,18 gCO2eq/kWh(e)** caracteristică unei surse bazată pe producția separată de energie electrică cu cărbune (valoare preluată din **Raportului ANRE pentru anul 2021**), atunci, pentru aceeași cantitate de EE produsă și livrată în SEN (EEN) rezultă o cantitate de emisie **MCE,ref** = 823,18 x 180.713 ≈ **148.760 tCO2eq/an.** Astfel, diferența între MC,ref și MC reprezintă reducerea emisiei de CO2 raportată la energia electrică produsă și livrată în SEN: **ΔMCE** = 148.760 – 44.595 ≈ **104.165 tCO2eq/an** > 0 tCO2eq/an.

Așa cum se poate observa, obiectivul programului PNRR C6 I3 de a dezlocui capacități energetice pe cărbune în sensul unei *"decarbonizări profunde"*, așa cum este descris în cadrul GS în cap. 1:

- ✓ Măsura *"I3 va contribui la atenuarea provocărilor cu care se confruntă România în tranziția de la sursele de energie pe bază de cărbune și lignit. În particular, investiția va asigura furnizarea de energie termică consumatorilor, în contextul eliminării treptate a cărbunelui / lignitului din procesul de producție a energiei electrice și termice."*
- ✓ *"Investițiile trebuie să înlocuiască cel puțin aceeași capacitate a unor centrale electrice și/sau a unor centrale de producere a energiei termice cu emisii semnificativ mai mari de dioxid de carbon (de exemplu, pe bază de cărbune, lignit sau petrol), astfel ducând la o scădere a emisiilor de GES."*

este atins, fiind asigurată o reducere semnificativă a emisiei de CO2 raportată la energia electrică produsă și livrată în SEN de noua sursă HE CHP propusă.

Notă: Luarea ca referință de calcul a unei emisii specifice de CO2 în corespondență cu mixul energetic național ar fi irelevantă în raport cu obiectivul declarat al programului PNRR C6 I3, având în vedere că în acest mix este prezentă deja o pondere majoră a energiei electrice produsă din resurse regenerabile (RES). Conform **Raportului ANRE pentru anul 2021**, emisia specifică de CO2 agregată în baza mixului energetic este de **217,24 gCO2eq / kWh(e)**; utilizarea acestei valori de referință în analiza economică din cadrul modelului ACB prezentat în SF în locul valorii de referință de 823,17 gCO2eq/kWh(e) nu ar putea conduce la beneficii economice în sensul planificat de PNRR C6 I3, contabilizate doar pe baza emisiilor GES (CO2eq).

7.2.1.10 Rata internă de rentabilitate economică

Noua centrală propusă pentru termoficarea centralizată trebuie să asigure o rată internă de rentabilitate economică (RIRE) pozitivă (preferabil peste 14%).

Cerința este îndeplinită, cu o RIRE de cca. **13,88 %**. Pentru detalii vă rugăm să vă raportați la Anexa C7.8 din cadrul Analizei Cost-Beneficiu (ACB).

7.2.1.11 Sustenabilitatea financiară

Noua centrală propusă pentru termoficarea centralizată trebuie să asigure un flux de numerar net cumulat (FNC) pozitiv sau egal cu 0 pentru fiecare an al perioadei de referință.

Cerința este îndeplinită, pentru detalii vă rugăm să vă raportați la ACB, Anexa C7.4 – Analiza Financiară, în care se regăsește și analiza de sustenabilitate financiară, în cadrul unui tabel distinct astfel denumit; se poate astfel observa că FNC este zero sau pozitiv pe perioada de 25 ani, atât pentru implementare (prin considerarea cheltuielilor de investiție) cât și pentru operare.

7.2.1.12 Maturitatea proiectului

Noua centrală propusă pentru termoficarea centralizată dovedește maturitatea minimă necesară prin prezentarea avizelor și acordurilor la faza de proiectare SF.

Având în vedere faptul că abordarea de implementare a proiectului investițional se bazează pe un contract de achiziție publică de lucrări la cheie, de tip "proiectare și execuție", nu este posibilă obținerea avizelor, acordurilor și autorizațiilor definitive (finale) în această fază de proiectare la nivel de SF. Avizele, acordurile și autorizațiile vor fi face obiectul activităților din etapa de proiectare PT+DE ce va fi contractată împreună cu procurarea și lucrările aferente implementării investiției. La faza de proiectare SF s-au obținut documentele avizatoare minim necesare; pentru detalii consultați cap. 6.

7.2.1.13 Îndeplinirea condițiilor de conformitate, eligibilitate și evaluare a proiectului

Toate condițiile specifice pentru îndeplinirea conformității, eligibilității și modului de evaluare a proiectului sunt prezentate în Ghidul Specific PNRR C6 I3. Beneficiarul investiției găsește în Anexa nr. 2 cu Grilele de evaluare o prezentare sintetică a tuturor condițiilor necesare pe care Beneficiarul investiției trebuie să le asigure în vederea obținerii ajutorului de stat dorit.

7.2.2 Durata de execuție a obiectivului de investiție

Durata de execuție a obiectivului de investiție este prevăzută pentru **36 luni** de la "demararea lucrărilor" pentru construirea sursei noi (proiectare și execuție) până la data semnării Procesului Verbal de Recepție a Punerii în Funcțiune a obiectivului de investiție. În cadrul acestei durate, lucrările propriu-zise de realizare a obiectivului de investiție sunt prevăzute pentru cca. **30 luni**. Se va avea în vedere ca implementarea și efectuarea plăților în cadrul contractului de finanțare să se realizeze fără depășirea datei de **30.06.2026**, conform prevederi GS PNRR C6 I3.

Durata de execuție include următoarele activități principale:

- **Activitatea 1:** inginerie și proiectare tehnică, inclusiv detalii de execuție și obținerea avizelor, acordurilor și autorizațiilor. Durata preconizată pentru activitatea 1 este de cca. **7 luni** de la emiterea Ordinului de Începere și până la emiterea Autorizației de Construire.
- **Activitatea 2:** organizare de șantier, execuția lucrărilor de construcții și instalații, teste, probe tehnologice, instruire personal, punere în funcțiune, inclusiv etapele de recepție la terminarea lucrărilor și la punerea în funcțiune. Durata preconizată pentru activitatea 2 este de cca. **23 luni** de la emiterea Autorizației de Construire și până la data semnării Procesului Verbal de Recepție a Punerii în Funcțiune

Proiectul de implementare a obiectivului de investiție poate fi etapizat și recepționat pe obiecte, fiind posibilă implementarea în funcție de prioritățile stabilite de beneficiar. Astfel, o posibilă organizare în etape poate fi astfel:

- **Etapa 1**: Dezafectări
- **Etapa 2**: Finalizarea obiectelor 2 (CA), 3 (DT), 5 (SP), 7 parțial (SE), 10 parțial (SG)
- **Etapa 3**: Finalizarea obiectelor 1 (MT), 4 (AC), 7 parțial (SE), 10 parțial (SG)

7.2.3 Graficul de pregătire și implementare a obiectivului de investiție

Vă rugăm consultați Anexa C4 atașată la SF.

Forma simplificată a graficului este prezentată în cap. 3.5.

Graficul de execuție a obiectivului de investiție detaliază activitățile, relațiile între acestea, drumul critic, duratele, termenele, etc. într-o formă suficientă pentru a înțelege condiționalitățile dezvoltării proiectului în etapa de implementare.

Principalele activități de pregătire pentru demararea investiției sunt:

- elaborarea și aprobarea documentației de atribuire pentru obiectivul de investiție (caiet de sarcini, fișă de date a achiziției, formulare, contract) – estimare maxim **1 lună**, de la data notificării către consultant / elaborator SF;
- elaborarea documentațiilor de atribuire pentru achiziția serviciilor de asistență tehnică, dirigenție de șantier și management de proiect, necesare pe durata desfășurării proiectului, conform planului de achiziții stabilit de beneficiar;
- contractarea serviciilor de asistență tehnică, dirigenție de șantier și management de proiect, necesare pe durata desfășurării proiectului, conform planului de achiziții stabilit de beneficiar;
- organizarea procedurii de atribuire a contractului principal de lucrări pentru construirea sursei noi – estimare **cca. 5 luni**, de la data publicării anunțului de participare în SEAP (www.e-licitatie.ro), incluzând clarificările necesare operatorilor economici, depunerea ofertelor, evaluarea ofertelor, clarificările necesare autorității contractante, stabilirea ofertei câștigătoare și semnarea contractului de achiziție cu ofertantul desemnat câștigător.

Planul de acțiune al beneficiarului va include toate activitățile care influențează, care condiționează sau care sunt obligatorii pentru realizarea proiectului de investiție, respectiv:

- Organizarea și managementul procedurilor de achiziție publică
- Obținerea actului de reglementare emis de APM (Declarație etapă încadrare / Acord de mediu)
- Contractarea serviciilor de management de proiect și supervizare lucrări / dirigenție de șantier
- Contractarea serviciilor de informare și comunicare
- Contractarea serviciilor de audit financiar
- Contractarea sau continuarea implementării pachetelor de lucrări (proiectare, obținere autorizații, execuție lucrări) pentru reabilitarea rețelelor termice primare și secundare ale SACET Arad.
- În cazul în care abordarea de achiziție a beneficiarului prevede pachete de activități distincte pentru lucrările de dezafectare respectiv pentru lucrările de construire, contractarea pachetului de lucrări de dezafectare (proiectare, obținere autorizații AO+AD, execuție lucrări de dezmembrare, demolare, demontare) pentru eliberarea terenului alocat proiectului de obiectele de construcții existente – cazanele CAF4 și CAF5, turnul de răcire și anexele limitrofe.
- Contractarea pachetului de lucrări de construire a sursei (proiectare, obținere autorizații AO+AD+AC, execuție lucrări de dezafectare și de construire, teste, instruire, punere în funcțiune) pentru eliberarea terenului alocat proiectului de obiectele de construcții existente și realizarea obiectivului de investiție.
- Actualizarea Strategiei locale privind dezvoltarea sistemului de termoficare urbană (SACET) în Municipiul Arad, în concordanță cu cerințele ultimelor reglementări naționale și europene în materie de eficiență energetică, protecția mediului și schimbări climatice, care să vizeze adoptarea de către beneficiar a unor soluții de producere a energiei termice din resurse regenerabile, în scopul conformării la cerințele EED II Recast (preconizată pentru adoptare în anul 2023).
- Pregătirea, contractarea și implementarea proiectului de adoptare a sursei / surselor de energie regenerabilă în scopul conformării la cerințele EED II Recast, în concordanță cu termenul

prevăzut în art. 100 din cadrul Schemei de ajutor de stat HE CHP pentru SACET, în maxim 3 ani de la recepția obiectivului de investiție.

Obținerea finanțării acestui proiect de investiție prin programul de finanțare PNRR C6 I3 este preconizată să fie stabilită în luna februarie 2023.

Principala procedură de achiziție pentru construirea noii surse va fi demarată în prima jumătate a anului 2023 și finalizată în cursul acestui an astfel încât semnarea contractului să fie posibilă până la sfârșitul trimestrului 3 al anului 2023.

Implementarea noii surse va fi realizată în decurs de maxim 3 ani de la demararea lucrărilor / semnarea contractului, fără însă a se depăși termenul limită de finalizare de **30.06.2026**.

Implementarea proiectului presupune realizarea activității de inginerie și proiectare în decurs de cca. **7 luni** de la lansarea ordinului de începere, obținerea tuturor avizelor, acordurilor și autorizațiilor necesare, respectiv execuția lucrărilor și prestarea serviciilor asociate. Rezultă următoarea secvență a termenelor principale estimate aferente pachetelor de activități, în cazul unei abordări de achiziție comună a celor două pachete de lucrări (de desființare, respectiv de construire) prin intermediul unui singur contract de achiziție:

- 2023.02.29 – semnare contract finanțare
- 2023.09.01 – semnare contract
- 2024.03.30 – finalizare proiectare, obținere autorizații și începere lucrări dezafectări (etapa 1)
- 2024.12.30 – finalizare lucrări cazane și PIF parțial etapa 2
- 2026.02.29 – finalizare lucrări motoare și PIF complet etapa 3
- 2026.06.30 – termen limită PNRR C6 I3

Principalele condiționalități privind implementarea obiectivului de investiție:

Lucrările de desființare a construcțiilor și instalațiilor existente de pe amplasamentul alocat noii surse pot fi cuprinse împreună cu lucrările de construire a obiectivului de investiție în cadrul unui singur contract de achiziție, timpul preconizat pentru implementare fiind suficient în opinia elaboratorului SF. Durata de proiectare și execuție aferentă lucrărilor de desființare poate fi considerată în cadrul unui contract de achiziție publică distinct de cel prevăzut pentru lucrările de construire, dacă beneficiarul stabilește că este util. Contractul / contractele necesită alocarea de timp pentru obținerea avizelor, acordurilor și autorizațiilor, pentru elaborarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție, pe lângă timpul alocat pentru execuția lucrărilor.

Desființarea următoarelor obiecte existente aflate pe terenul alocat:

- 1 ansamblu cu 2 cazane de apă fierbinte CAF4 și CAF5 (307811-C14);
- 1 turn de răcire împreună cu anexele din apropiere (307811-C15);
- 1 construcție depozit, dotări cazan CAF6 și platforme aferente CAF6 desființat (359603-C2);

este o condiție pentru realizarea și punerea în funcțiune a obiectelor nr. 1 (MT), 4 (SP), 5 (AC), 6 (SE) și 7 (SG).

Desființarea obiectelor existente aflate pe terenul 307809 nu este inclusă în cadrul acestui proiect de investiție.

7.2.4 Eșalonarea valorii de investiție pe ani

Graficul de eșalonare anuală a valorii de investiție se prezintă astfel:

Tabel 41. Planificarea cheltuielilor anuale de investiție

An	Valoare anuală (fără TVA)	Valoare anuală (cu TVA)
2022	260.000,00 lei 52.850,90 eur	309.400,00 lei 62.892,57 eur
2023	67.299.886,35 lei 13.680.228,96 eur	80.086.864,76 lei 16.279.472,46 eur
2024	157.033.068,15 lei 31.920.534,23 eur	186.869.351,10 lei 37.985.435,73 eur
2025	222.278.290,86 lei 45.183.106,18 eur	264.511.166,13 lei 53.767.896,36 eur
2026	1.794.663,64 lei 364.806,11 eur	1.960.330,84 lei 398.481,72 eur
Total	**448.665.909,00 lei** **91.201.526,37 eur**	**533.737.112,82 lei** **108.494.178,84 eur**

7.2.5 Cheltuielile eligibile. Valoarea finanțării

Cheltuielile eligibile, cuantumul finanțării, respectiv cuantumul cofinanțării, depind de condițiile programului de finanțare la care Beneficiarul urmează să aplice. În cazul acestui SF, vor fi respectate cerințele programului de finanțare PNRR C6 I3 CHP. Cheltuielile eligibile și neeligibile sunt stabilite în cadrul Anexei nr. 4 la Ghidul Specific.

Bugetul pe cheltuieli de activități este stabilit de Beneficiar și prezentat ca anexă la Cererea de finanțare. Bugetul va fi împărțit pe cheltuieli eligibile și neeligibile de proiect, conform cerințelor Ghidului Specific.

Valoarea deficitului de finanțare pentru proiectul în scenariul factual optim (S2) este calculată în cadrul analizei financiare din ACB (C7), prezentată în Anexa C7.4 – AF S2, conform metodologiei și condițiilor stabilite în GS PNRR C6 I3 CHP.

Valoarea cofinanțării beneficiarului va fi reprezentată de suma diferență între valoarea de investiție (euro cu TVA) și valoarea deficitului de finanțare calculat (euro fără TVA). Având în vedere regimul fiscal al UAT, TVA aferent investiției va fi reglementat de către furnizorul ajutorului de stat.

7.2.6 Resursele necesare realizării investiției

Resursele necesare beneficiarului pentru managementul proiectului și dirigenția de șantier vor fi stabilite de Beneficiar în cadrul planificării proprii pentru managementul proiectului, prin intermediul echipei UIP. Informațiile respective vor fi incluse în cadrul Anexelor la Cererea de finanțare.

Resursele necesare realizării implementării lucrărilor proiectului de investiție vor fi asigurate de către antreprenorii angajați de Beneficiar.

7.2.7 Planul de acțiune

Planul de acțiune pentru implementarea proiectului va fi elaborat de Beneficiar și va cuprinde toate aspectele referitoare la pregătirea aplicației și implementarea proiectului.

Planul de acțiune este elaborat ținând seama de cerințele legale, administrative, instituționale și de mediu conform legislației naționale.

De asemenea, Planul de acțiune va fi astfel elaborat încât să fie respectate termenele de conformare pe parte de mediu. În Planul de acțiune vor fi prevăzute activitățile necesare, perioada de derulare, termenele de finalizare și entitățile responsabile și cuprinde concret derularea procedurilor de achiziție publică pentru pachetele de activități de proiect identificate ca fiind necesare.

Planul de acțiune va fi adaptat la programul de finanțare vizat de Beneficiar. În cele ce urmează sunt stabilite principalele linii directoare pe care Beneficiarul le va dezvolta în cadrul planului său de acțiune. Informațiile privind Planul de acțiune (Planul de achiziții și Graficul de timp) vor fi incluse în cadrul Anexelor la Cererea de finanțare.

7.2.7.1 Pregătirea beneficiarului în vederea managementului proiectului

a) Stabilirea organigramei Unității de Implementare a Proiectului (UIP) și a rolurilor echipei de proiect

b) Stabilirea cerințelor fișelor de post pentru personalul cheie aferent rolurilor pentru managementul proiectului

c) Stabilirea metodologiei de management de proiect (proceduri de lucru, reguli, instrucțiuni, mod de comunicare între entitățile interesate în dezvoltarea proiectului, etc.)

d) Stabilirea resurselor minime necesare

e) Pregătirea răspunsului la clarificările necesare autorității de management PNRR pentru evaluarea și selecția proiectelor de investiții

7.2.7.2 Procedura de achiziție publică

Pentru dezvoltarea procedurii de achiziție publică prezentăm informațiile principale relevante pe care beneficiarul le va lua în considerare în elaborarea documentației de atribuire a implementării proiectului de investiție. De asemenea, beneficiarul va stabili documentațiile de atribuire și pentru celelalte pachete de activități care sunt impuse pentru realizarea la termen a proiectului de investiție.

Legislația aplicabilă:

- Legea nr. 98/2016 pentru achiziții publice (UAT), cu modificările și completările ulterioare
- HG nr. 395/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului de achiziție publică / acordului-cadru din Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice
- Legea nr. 99/2016 pentru achiziții sectoriale (Operatori SACET), cu modificările și completările ulterioare
- HG nr. 394/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului de achiziție sectorială / acordului-cadru din Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale
- Legea nr. 101/2016 privind remediile și căile de atac în materie de atribuire a contractelor de achiziție publică, a contractelor sectoriale și a contractelor de concesiune de lucrări și concesiune de servicii, precum și pentru organizarea și funcționarea Consiliului Național de Soluționare a Contestațiilor
- Legislația primară, secundară și terțiară în domeniul achizițiilor publice: www.anap.gov.ro
- Legislația în domeniul energiei: www.anre.ro

- Legislația în domeniul construcțiilor: www.mdlpa.ro
- Legislația în domeniul mediului: www.mmediu.ro și www.anpm.ro
- Legislația în domeniul SSM: www.inspectiamuncii.ro

Procedura de achiziție:

- Licitație deschisă, online, fără etapă de licitație electronică

Tipul de contract:

- Contract de lucrări

Activitățile incluse în contract:

- Proiectare inclusiv obținerea avizelor, acordurilor și autorizațiilor
- Execuție lucrări, inclusiv teste, probe, instruire personal, punere în funcțiune
- Garanție (notificare și remedieri defecte)

Modelul de contract:

- FIDIC Silver / Yellow, sau echivalentul adoptat în România

Coduri CPV specifice:

- 45251220-9 Lucrări de construcții de centrale de cogenerare
- 45251250-8 Lucrări de construcții de centrale termice urbane
- 39715210-2 Echipament de încălzire centrală
- 45255400-3 Lucrări de montaj
- 71000000-8 Servicii de arhitectură, construcții, inginerie și inspecție
- 71320000-7 Servicii de concepție tehnică

Criterii de atribuire a contractului:

- Cel mai bun raport calitate/preț (de exemplu: preț 50p, performanțe tehnice 30p, contractor 20p)

Cerințe de calificare și selecție ofertanți:

- Garanție de participare: Da
- Activități CAEN compatibile: Da
- Cifră de afaceri: Da
- Solvabilitate: Da
- Experiență similară: Da
- Experiență personal cheie: Da
- Utilaje: Da
- Sisteme de management implementate: Da, minim
  - SR EN ISO 9001 (calitate),
  - SR EN ISO 14001 (mediu),
  - SR EN 45001 (SSM).

Acceptarea soluțiilor alternative și opțiunilor:

- Nu

Durata necesară pregătirii ofertei:

- Estimativ 45-60 zile

Limba contractului:

- Limba română

Moneda contractului:

- RON

Garanție tehnică:

- Perioada de garanție tehnică a echipamentelor și lucrărilor a fost luată în considerare de 24 luni

Garanție de bună execuție:

- Cuantum: maxim 10% din valoarea fără TVA
- Restituire: 70% la recepția la terminarea lucrărilor, 30% la expirarea perioadei de garanție tehnică

Ajustarea prețului contractului:

- Preț ferm pentru primele 12 luni, dacă adjudecarea procedurii are loc în termenul de valabilitate a ofertei, respectiv dacă nu sunt aplicabile condițiile de ajustare a prețului în baza reglementărilor legislative privind materia ajustării prețului contractelor de achiziție publică
- Preț ajustabil pentru următoarele 24 luni, considerând indicele de preț/cost în construcții, total, publicat de INS în BSP, Tabel 15
- Cu respectarea prevederilor legislative privind achizițiile publice / sectoriale și privind ajustările de preț ale contractelor din cadrul reglementărilor aplicabile la data demarării procedurii de atribuire (HG nr. 395/2016, instrucțiune ANAP nr. 1/2021, OG nr. 15/30.08.2021, OMDLPA nr. 1336/21.09.2021, OUG nr. 47/15.04.2022, etc.)

Conținut propunere tehnică și financiară

- Conform caietului de sarcini dezvoltat pe baza soluțiilor propuse în SF

7.2.8 Garanția tehnică

Perioada de garanție tehnică a echipamentelor și lucrărilor a fost luată în considerare de 24 luni.

7.3 Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

7.3.1 Pregătirea operatorului în vederea operării și mentenanței noii centrale

7.3.1.1 Instruirea personalului operator

Operatorul desemnat de beneficiarul investiției să exploateze noua centrală trebuie să dețină / să angajeze personal pentru operarea și întreținerea instalațiilor tehnologice, cu calificarea, studiile și experiența profesională adecvate.

Operatorul respectiv va fi instruit corespunzător pentru operarea, testarea și întreținerea instalațiilor puse în funcțiune, de către contractorul lucrărilor și furnizorii săi de specialitate.

Instruirea se va realiza înainte de trecerea la programul de teste și probe la rece și la cald, prevăzut pentru punerea în funcțiune, astfel încât personalul operatorului să participe activ alături de echipa angajată de contractor pentru punerea în funcțiune.

7.3.1.2 Elaborarea procedurilor de lucru pentru operare și întreținere

În cadrul contractului de lucrări va fi prevăzută ca activitate obligatorie furnizarea atât a tuturor Manualelor de instalare, testare, punere în funcțiune, operare și mentenanță, cât și a Manualului de operare și mentenanță a centralei.

Operatorul desemnat cu exploatarea noii centrale va însuși informațiile prezentate în cadrul Manualelor și va pregăti Procedurile și instrucțiunile de lucru necesare.

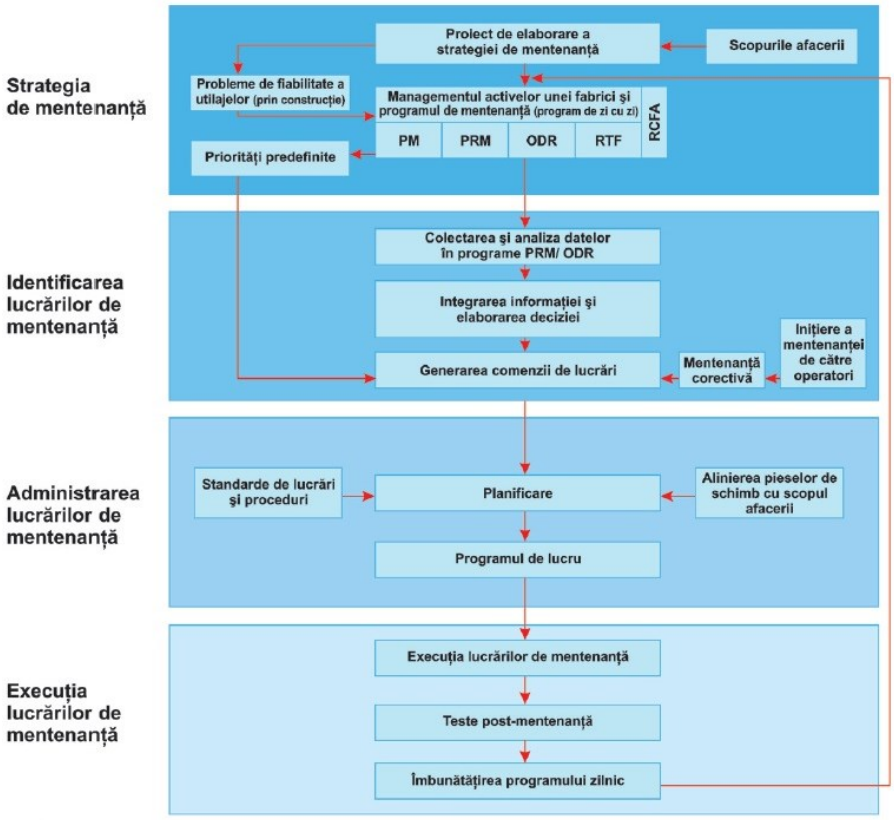
7.3.1.3 Pregătirea dotărilor necesare pentru operare și întreținere

Pentru prestarea serviciilor de mentenanță de către personalul operator, se va identifica necesarul de aparate și scule necesare, în conformitate cu instrucțiunile și recomandările stabilite de contractorul lucrărilor.

7.3.1.4 Organizarea activităților de mentenanță

Pentru organizarea eficientă a întreținerii, se va organiza procesul după următoarea schemă de principiu, indicativă.

Tabel 42. Optimizarea eficienței echipamentelor termoenergetice prin mentenanță



NOTĂ: **PM** = mentenanță planificată (bazată pe orele de funcționare); **PRM** = mentenanță pro-activă a fiabilității (predictivă și corectivă); **ODR** = mentenanță bazată pe implicarea operatorilor; **RTF** = funcționare până la defectare (mentenanță reactivă); **RCFA** = analiza cauzei rădăcină a defectului

Randamentul maxim este atins atunci când sunt implementate toate etapele procesului. Cu toate acestea, clienții se pot concentra pe prima etapă, apoi pe următoarele, în mod progresiv.

7.3.1.5 Contractarea serviciilor de mentenanță de specialitate

Pentru serviciile de strictă specialitate aferente anumitor echipamente termo-energetice (ex. motoare cu ardere internă), se va avea în vedere încheierea de contracte de mentenanță specifică cu furnizorii/producătorii de echipament. Aceste contracte vor fi negociate și încheiate până la expirarea perioadei de garanție acordate respectivelor echipamente.

În cadrul procedurii de achiziție pentru implementarea proiectului de investiție, caietul de sarcini va include cerințe specifice pentru includerea serviciilor de mentenanță (piese obligatorii pentru mentenanța planificată / predictivă, piese recomandate pentru mentenanța corectivă / neplanificată, manopera pentru mentenanță, sculele specifice pentru mentenanță, documentarea activităților de mentenanță, suport tehnic, call-center 24/7/365, monitorizarea de la distanță în timp real a funcționării echipamentelor, etc.).

Se recomandă contractarea cu producătorul motoarelor termice a serviciului de monitorizare online de la distanță pentru diagnoză și mentenanță predictivă atât pe perioada de garanție (ca parte a serviciilor obligatorii incluse în cadrul achiziției) cât și ulterior (ca parte a contractului de mentenanță care se semnează distinct de contractul de implementare a proiectului).

7.3.1.6 Selecția furnizorilor și achiziția de consumabile

Operatorul va gestiona achiziția consumabilelor necesare pentru operarea noii centrale. Tipul și caracteristicile vor fi aprobate de Contractorul lucrărilor (în perioada de garanție) / Producătorii de echipamente (pe durata de viață).

8 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

8.1 Scenariul optim recomandat

Având în vedere în special indicatorii socio-economici rezultați din analiza cost-beneficiu și specificațiile tehnice prezentate în cadrul studiului, recomandăm ca scenariu optim scenariul de proiect S2.

8.2 Finanțarea optimă recomandată

Având în vedere situația SACET Arad și condițiile de finanțare enumerate în cap. 5.6, pentru etapa de dezvoltare a sursei noi cu instalație de cogenerare de înaltă eficiență, se recomandă depunerea cererii de finanțare în conformitate cu Ghidul Specific PNRR C6 I3 CHP.

8.3 Justificarea soluției de cogenerare în contextul cerințelor de eficiență energetică

Având în vedere:

- condițiile de finanțare din Ghidul Specific PNRR C6 I3 CHP și din Schema de ajutor de stat SA 101723/30.09.2022 asociată acestui program de finanțare;
- condițiile de eficiență energetică stabilite în Directiva EED 27/2012/EU privind sistemele de termoficare centralizată, aflată în vigoare la momentul elaborării acestui studiu;
- noile prevederi referitoare la condițiile de eficiență energetică a sistemelor de termoficare centralizată ce vor fi adoptate în cadrul Directivei EED revizuite (EED Recast), preconizată să apară în cursul anului 2023;

în cadrul studiului de fezabilitate s-a propus și recomandat ca soluție optimă pentru sursa SACET Arad o **instalație de cogenerare de înaltă eficiență** bazată pe 3 motoare cu ardere internă pe gaz, flexibile, care să satisfacă condițiile tehnice și de finanțare impuse și care să asigure peste **50 %** din ET necesară în SACET – în primul an de operare (2026) cca. **60 %** din ET necesară în SACET, respectiv cca. **66 %** din ET necesară în SACET începând cu anul 3 de operare (2028). Prin implementarea măsurilor de investiție viitoare asumate de beneficiar, se are în vedere atingerea obiectivului de eficiență energetică stabilit de EED la producerea ET cu ajutorul unei combinații de surse, HE CHP și RES, în decurs de 3 ani de la recepția obiectivului de investiție.

Beneficiarul are în vedere ca, după adoptarea în structurile UE a Directivei EED în forma revizuită, să actualizeze Strategia locală SACET prin care să se stabilească tipurile de surse optime RES (solar termal, biomasă energetică sustenabilă, solar fotovoltaic, eolian, hidrogen verde) ce pot fi adoptate la nivelul Municipiului Arad.

De asemenea, în scopul adoptării RES bazată pe hidrogenul verde, este necesară cunoașterea Strategiei Naționale pentru Hidrogen, pentru o adoptare adecvată a măsurilor investiționale viitoare. Din punctul de vedere al elaboratorului SF, există următoarele clase de soluții:

- Soluția bazată pe introducerea hidrogenului verde în compoziția gazului natural transportat și distribuit prin sistemul actual de conducte la nivel național, cu un conținut de până la 10 – 20 %vol H2. Această măsură depinde de calitatea materialului constructiv al conductelor de transport și distribuție precum și de eventualele necesități de înlocuire a conductelor existente cu altele noi compatibile cu concentrația de hidrogen în amestec.

- Soluția bazată pe investiția în electrolizoare proprii pentru producerea locală a hidrogenului verde, utilizând fie energie electrică verde produsă cu instalații proprii (fotovoltaice, eoliene), fie energie electrică verde cumpărată din piață în măsura în care este permisă o astfel de soluție.
- Soluția bazată pe cumpărarea hidrogenului verde de la un terț producător / furnizor.

8.4 Măsuri investiționale necesare, complementare obiectului de investiție

În paralel cu implementarea obiectivului de investiție descris în acest studiu de fezabilitate, sunt necesare următoarele măsuri investiționale:

- Actualizarea Strategiei privind SACET Arad în concordanță cu EED Recast adoptat, care să stabilească soluțiile optime de producere a energiei termice din resurse regenerabile, în care să fie cuprins și hidrogenul verde, în corelare cu strategia națională privind hidrogenul;
- Modernizarea și reabilitarea rețelelor termice primare și secundare aferente punctelor termice, în conformitate cu planul de acțiune stabilit de Beneficiar.
- Extinderea SACET Arad în viitorul imediat și mediu cu zone din municipiu și eventual din localitățile apropiate care în prezent nu sunt racordate la SACET;

8.5 Recomandări

8.5.1 Recomandări privind pregătirea și implementarea proiectului

8.5.1.1 Instrumente pentru managementul proiectului

O atenție deosebită trebuie acordată diminuării riscurilor de derulare și finalizare a investiției prin folosirea tuturor mijloacelor de monitorizare și control necesare, pentru evitarea execuției defectuoase a lucrărilor de construcții, etapizarea eronată a lucrărilor, respectiv nerespectarea programării lucrărilor.

8.5.1.2 Comunicare cu părțile interesate de proiect

De asemenea, trebuie asigurat un flux adecvat de informații între entitățile interesate de implementarea cu succes a proiectului.

8.5.1.3 Cerințe privind achizițiile publice

Pentru atribuirea contractelor de achiziții publice, documentația de atribuire se va stabili în funcție de complexitatea și specificul contractului. Beneficiarul va aplica un criteriu adecvat de tipul cel mai bun raport preț/calitate și nu un criteriu de tipul „prețul cel mai scăzut”. Stabilirea criteriilor de atribuire presupune identificarea unor factori de evaluare relevanți pentru natura contractului de achiziție publică, respectiv evaluarea propunerilor conform factorilor identificați prin intermediul personalului calificat în materie de achiziții publice.

Se recomandă elaborarea unui caiet de sarcini în acord cu natura și complexitatea proiectului, care să acopere toate categoriile de cerințe, pe care ofertanții / contractorul desemnat să le respecte în realizarea proiectului.

8.5.1.4 Experiența și specializarea contractorului

Este importantă selectarea unui contractor cu experiență în domeniul lucrărilor specifice termoficării urbane și infrastructurilor energetice, respectiv care să prezinte în mod coerent și exhaustiv caracteristicile tehnice, constructive, funcționale, respectiv performanțele așteptate și garantate ale instalațiilor de producere a energiei termice și electrice, prin intermediul unui program de calcul în

format electronic, astfel încât beneficiarul să poată verifica și controla complet și transparent toți indicatorii de proiect și toate performanțele principale.

8.5.1.5 Comunicare și informare

Vor fi asigurate activitățile necesare de **comunicare și informare** a părților interesate, pe durata pregătirii și implementării, precum:

- acțiuni de informare la nivel local prin TV, radio, internet și social media;
- campanii de educare pentru a informa utilizatorii cu privire la utilizarea eficientă a energiei;
- campanii de informare pentru utilizatorii de clădiri de birouri neracordați la SACET.

8.5.2 Recomandări privind exploatarea

8.5.2.1 Personal

Operatorul obiectului de investiție va deține personal cu calificările, studiile și experiența adecvate pentru exploatarea și administrarea activităților tehnico-economice.

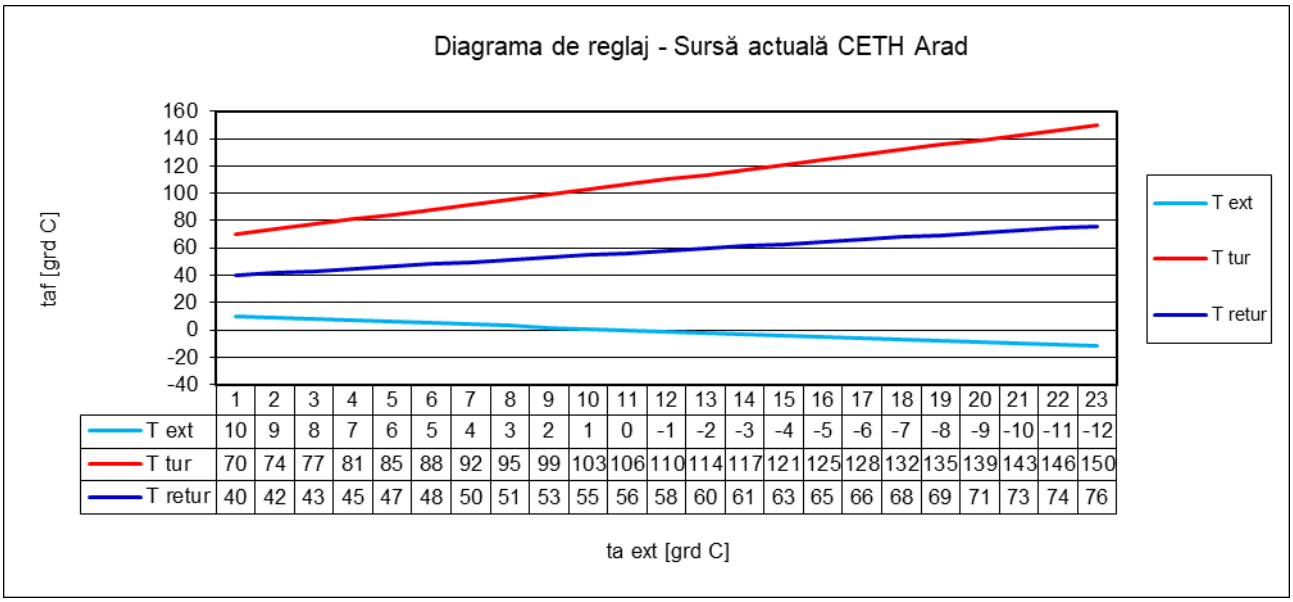
8.5.2.2 Proceduri

Se recomandă stabilirea unor proceduri de lucru în care să se implementeze activități de monitorizare și control al riscurilor tehnice și industriale, de sănătate și protecție a muncii, de situații de urgență, etc. în conformitate cu prevederile tehnice și legislative aplicabile.

8.5.2.3 Curba de reglaj a temperaturii

În prezent, producătorul care operează activele CET Hidrocarburi menține temperaturile de reglare la gard în rețeaua de termoficare conform graficului de mai jos:

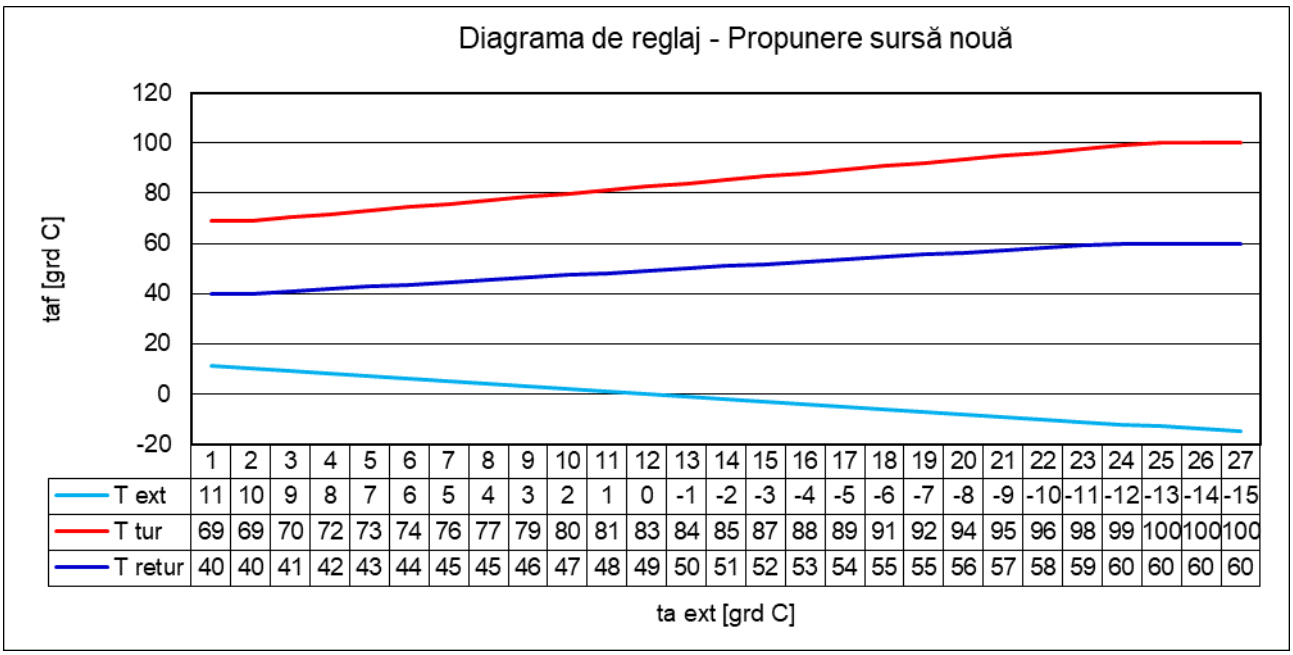
Figura 24. Diagrama actuală de reglaj temperaturi la sursă



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
T ext	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12
T tur	70	74	77	81	85	88	92	95	99	103	106	110	114	117	121	125	128	132	135	139	143	146	150
T retur	40	42	43	45	47	48	50	51	53	55	56	58	60	61	63	65	66	68	69	71	73	74	76

Cerințele actuale de dezvoltare a SACET Arad impun adoptarea unei curbe de reglaj adaptată la rețelele de generația 4/5 cu temperaturi joase, după cum este redată mai jos:

Figura 25. Diagrama propusă de reglaj temperaturi la sursă



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
T ext	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15
T tur	69	69	70	72	73	74	76	77	79	80	81	83	84	85	87	88	89	91	92	94	95	96	98	99	100	100	100
T retur	40	40	41	42	43	44	45	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	55	56	57	58	59	60	60	60	60

8.5.2.4 Instruire

În perioada de exploatare, principalul risc care poate să apară este legat de capacitatea operatorilor de a gestiona (exploata) în mod corespunzător noua centrală, referitor îndeosebi la menținerea nivelului de performanță a utilajelor și de asemenea la menținerea costurilor de exploatare la parametrii optimi.

8.5.2.5 Mentenanță

Pentru limitarea riscurilor de exploatare se recomandă, pe lângă instruirea corespunzătoare a personalului de exploatare, negocierea și încheierea de contracte de mentenanță specializată și/sau de rutină cu furnizorii de specialitate autorizați, recomandați de Contractor / Producătorii de echipamente.

8.5.2.6 Reglementări

De asemenea, este necesară monitorizarea permanentă a reglementărilor tehnice și legislative în domeniul producerii energiei termice și electrice, respectiv adaptarea activităților la noile prevederi.

8.5.2.7 Consultări publice

Consultarea publică a părților interesate de calitatea serviciului public de încălzire urbană pe parcursul implementării investiției propuse este de asemenea benefică.

8.5.2.8 Comunicare și informare

Vor fi asigurate activitățile necesare de **comunicare și informare** a părților interesate, pe durata operării, precum:

- acțiuni de informare la nivel local prin TV, radio, internet și social media;
- campanii de educare pentru a informa utilizatorii cu privire la utilizarea eficientă a energiei;
- campanii de informare pentru utilizatorii de clădiri de birouri neracordați la SACET;
- informații despre programele de renovare și disponibilitatea opțiunilor de finanțare, costurile măsurilor implementate, beneficiile efective obținute, soluțiile climatice privind aerul din spațiile interioare și utilizarea surselor de energie regenerabile.

8.5.2.9 Sondaje și activități de monitorizare

Vor fi realizate sondaje periodice și activități de monitorizare a SPAET și a operării noii surse. Sondajele periodice pot urmări nivelul de satisfacție, beneficiile, preocupările și alte feedback-uri pentru a îmbunătăți programele viitoare. Propunerile de măsuri, redate mai jos, pot fi în folosul unei îmbunătățiri posibile a activităților de eficientizare necesare pentru dezvoltarea optimă a proiectelor prevăzute în actualul studiu de fezabilitate.

8.5.2.10 Modele de raportare

UAT Municipiul Arad va trebui să folosească, în viitor, modelul de colectare și raportare a datelor pus la dispoziție de ANRE și să actualizeze Planul de acțiune pentru energie al Municipiului pentru a obține fonduri UE.

8.5.2.11 Sisteme de citire automată a contoarelor și facturare a consumurilor

UAT Municipiul Arad ar trebui să aibă capacitatea de a prelucra și raporta sistematic datele obținute din informațiile de la contoarele de energie și din facturi. Pregătirea datelor trebuie organizată corespunzător din punct de vedere al timpului de pregătire, pentru a asigură cadrelor de specialitate să prelucreze documentația cât se poate de exact, pentru a oferi cele mai potrivite concluzii și soluții.

8.5.2.12 Sisteme de monitorizare, supervizare și conducere distribuită

Pentru ca scenariul recomandat din acest studiu să fie pus în aplicare corect și în mod sistematic, este nevoie de colectarea datelor specifice necesare cu privire la rețelele termice. Pentru SACET, baza de date ar trebui realizată în GIS / SCADA, pentru a arăta nivelul de reabilitare realizat. Pentru sursa SACET, sistemul de conducere joacă un rol important în înregistrarea datelor, arhivarea acestora și asigurarea rapoartelor în mod automat.

8.5.2.13 Renovare clădiri

Renovarea clădirilor consumatorilor (clădiri rezidențiale, ale instituțiilor, etc) este recomandată, fiind o măsură de eficientizare necesară pentru stabilirea corectă a necesarului de căldură optim. De asemenea, ar trebui intensificate acțiunile de reconectare a condominiilor la rețeaua centralizată de termoficare, odată cu începerea operării noii surse.

8.5.2.14 Bază date OER

Se recomandă de asemenea utilizarea bazei de date gestionată de OER privind consumurile energetice, pentru a îmbunătăți profilul de consum al energiei. Obiectivul actual este atingerea unui consum de energie de 130 kWh/mp/an.

8.5.2.15 Planificare urbană

Dezvoltarea SACET pe termen lung ar trebui să fie mai strâns legată de planificarea urbană, etapizată. Dezvoltarea SPAET va necesita actualizarea Strategiei SACET prin prevederea soluțiilor alternative și inovatoare, respectiv care să crească aportul resurselor energetice regenerabile în mixul de producere a energiei termice livrate în SACET, în conformitate cu reglementările naționale și europene.

8.5.2.16 Organizarea serviciului de exploatare

Pentru menținerea operării în condiții de performanță și chiar prelungirea duratei de viață a echipamentelor componente ale sursei SACET, este necesară asigurarea unui serviciu de exploatare

de calitate și profesionist, care să asigure toate operațiunile de mentenanță periodică specializată și de rutină.

8.5.3 Altele

8.5.3.1 Prevederi legislative privind protejarea investițiilor în termoficarea urbană

Elaboratorul SF recomandă Beneficiarului luarea în considerare a unor prevederi legislative din

- Legea nr. 325/2006 privind Serviciul public de alimentare cu energie termică,
- Legea nr. 121/2014 privind Eficiența energetică
- Legea nr. 227/2015 prind Codul Fiscal.

privitoare la:

- utilizarea conceptului de zone unitare de încălzire,
- utilizarea definiției de "condominiu" în scopul stabilirii zonelor unitare de încălzire și soluțiilor tehnice de încălzire,
- competența exclusivă a autorităților administrației publice locale în ceea ce privește înființarea, organizarea, gestionarea și funcționarea serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat, precum și în ceea ce privește crearea, dezvoltarea, modernizarea, reabilitarea și exploatarea bunurilor proprietate publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale care compun sistemul de utilitate publică respectiv asigurarea continuității serviciului public de alimentare cu energie termică și eliminarea riscurilor de intoxicare, asfixiere, incendii, explozii sau riscurilor privind sănătatea populației;
- asigurarea producerii energiei termice în condiții de eficiență energetică și protecția mediului.

prevederi care permit protejarea investițiilor publice în SACET.

8.5.3.2 Sistem de identificare și marcare standard pentru centrale termo-electrice

Elaboratorul SF recomandă Beneficiarului să integreze în cadrul cerințelor sale de achiziție un set de cerințe cu privire la asigurarea de către contractor / proiectant, operator și alte părți implicate a unui sistem de identificare și marcare a elementelor care intervin în activitatea de proiectare. Cerințele ridicate ale instalațiilor tehnologice și necesitatea de prelucrare și standardizare a informațiilor necesită coordonarea activității între proiectanți, furnizori și operatorii instalației. Gradul ridicat de utilizare a calculatoarelor face necesară stabilirea unui sistem de identificare care să poată facilita utilizarea unui limbaj comun de la debutul până la sfârșitul unui proiect pentru a evita greșeli de proiectare sau de execuție rezultate din neînțelegeri.

Un astfel de sistem de identificare și marcare standardizată a elementelor unei centrale termo-electrice este "**KKS**" (Kraftwerk-Kennzeichen-System), sau succesorul acestuia, "**RDS-PP**" (Reference Designation System for Power Plants), sau similar. Un astfel de standard acoperă toate tipurile de instalații și componente ale surselor energetice, asigurând astfel un limbaj comun pentru toate domeniile de proiectare în domeniul electroenergetic și al proceselor tehnologice.

ANEXE

B. PIESE DESENATE

B1	***Piese desenate – situație existentă***
B1.1	Plan de situație
B1.2	Schemă termomecanică simplificată – CET Hidrocarburi
B1.3	Schemă electrică simplificată – CET Hidrocarburi
B1.4	Schemă electrică SE Mureșel 110-20 kV – E-Distribuție Banat
B2	***Piese desenate – situație propusă***
B2.1	Plan de încadrare în zonă
B2.2	Plan de situație cu terenul alocat noii surse
B2.3	Plan de amplasament pentru configurația noii surse
B2.4	Schemă termomecanică simplificată pentru configurația noii surse
B2.5	Schemă electrică simplificată pentru configurația noii surse

C. ANEXE S.F.

C1	Listă colectiv de proiectare
C2	Documente privind cheltuielile de investiție și de exploatare
	C2.1 Deviz general și devize obiect – Scenariul factual S1
	C2.2 Deviz general și devize obiect – Scenariul factual S2
	C2.3 Deviz general și devize obiect – Scenariul contrafactual SR
	C2.4 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul factual S1
	C2.5 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul factual S2
	C2.6 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul contrafactual SR
C3	Specificații tehnice principale
	C3.1 Necesar ET lunar pentru anii 2016 ... 2047 – Scenariile S1, S2, SR
	C3.1a Diagrame evoluție căldură medie lunară și ET lunară – 2023 ... 2047
	C3.2 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul S1 (ani orizontali)
	C3.3 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul S2 (ani orizontali)
	C3.4 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul SR (ani orizontali)
	C3.5 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul S1 (ani verticali)
	C3.6 Centralizator producții, consumuri, indicatori – Scenariul S2 (ani verticali)
	C3.7 Specificații tehnice comparative pentru configurațiile scenariilor S1 și S2 (2026)
	C3.8 Performanțele orare ale surselor de producere ET și EE – Scenariile S1 și S2
C4	Grafic de pregătire și realizare a proiectului
C5	Lista standardelor, normelor și reglementărilor recomandate pentru CHP
C6	Documente avizatoare la faza de proiectare SF
	C6.1 Certificat de urbanism
	C6.2 Extrase de carte funciară aferente terenurilor alocate
	C6.3 Avizul de gospodărire a apelor – AN Apele Române (ABA Mureș, SGA Arad)
	C6.4 Avizul de principiu privind evacuarea apelor în Canalul Mureșel – ANIF Arad

	C6.5 Avizul de amplasament privind rețelele de apă și canalizare – CAA Arad
	C6.6 Avizul de amplasament privind rețelele de gaz natural – Delgaz Grid SA TM
	C6.7 Avizul de amplasament privind rețelele de electricitate – E-Distribuție Banat SA TM
	C6.8 Avizul de amplasament privind rețelele de termoficare – CET Hidrocarburi SA
	C6.9 Avizul de asistență de specialitate de sănătate publică – DSPJ Arad
	C6.10 Avizul de principiu pentru racordarea la SE Mureșel – E-Distribuție Banat SA TM
	C6.11 Acord de acces / racord la SRM3 CETH – Delgaz Grid SA TM
	C6.12 Declarația privind monitorizarea siturilor NATURA 2000 – APM Arad
	C6.13 Decizia etapei de evaluare inițială – APM Arad
	C6.14 Studiu geotehnic preliminar – Geo Tols SRL
	C6.15 Studiu topografic – Proarcor SRL
C7	Analiza cost-beneficiu (ACB)
	C7.0 Memoriu Analiza Cost-Beneficiu
	C7.1 Tabel sinteză indicatori financiari și economici
	C7.2 Analiza financiară – Scenariul contrafactual SR
	C7.3 Analiza financiară – Scenariul factual S1
	C7.4 Analiza financiară – Scenariul factual S2
	C7.5 Calculul costului mediu ponderat al capitalului (WACC)
	C7.6 Prețuri utilizate pentru ET, EE, GN, CO2
	C7.7 Valori de investiție CAPEX – Scenariile S1, S2, SR
	C7.8 Analiza economică – Scenariile S1/SR, S2/SR, S2/S1
	C7.9 Analiza de senzitivitate, inclusiv diagrame – Scenariul S2
	C7.10 Fișier Excel cu Model ACB (include calcule tehnice și economice SF+ACB)

Anexa C3.1.1 - Date SACET Arad, istorice și prognozate, pentru perioada 2016 - 2047

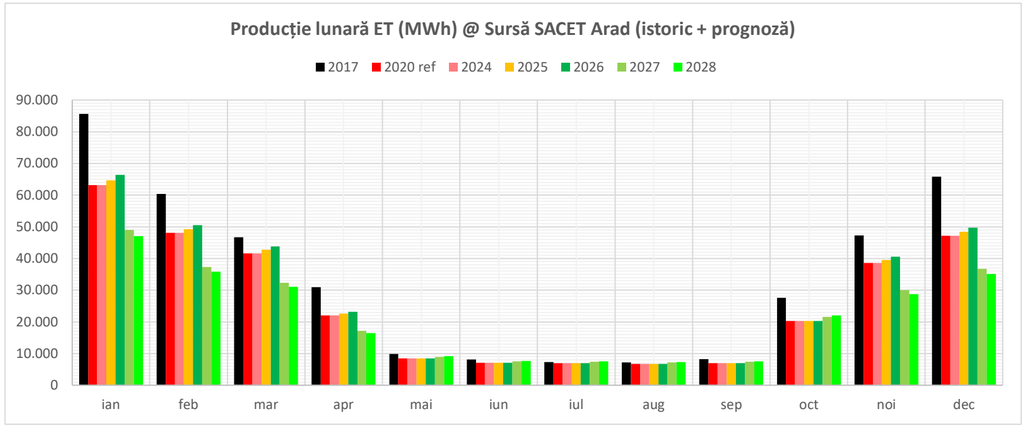
Date istorice 2016-2021

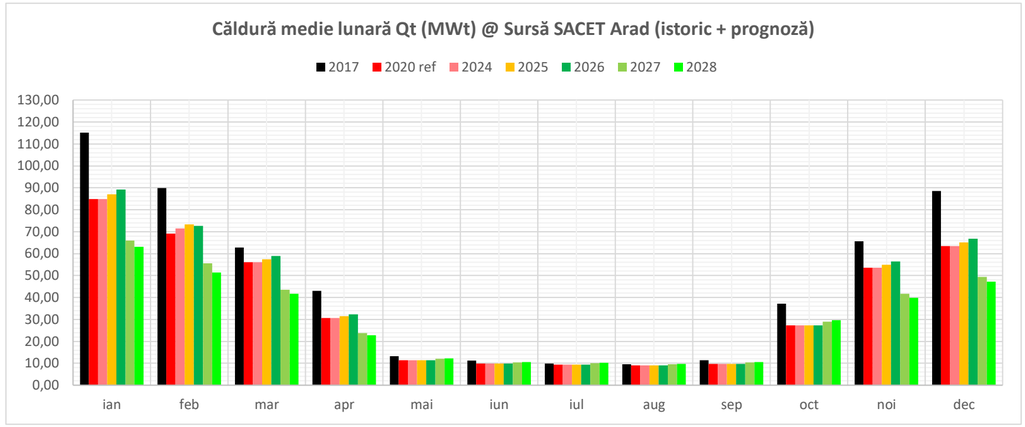
Parametru			Simbol	UM	real 2016	real 2017	real 2018	real 2019	real 2020	atipic 2021
Vârf de sarcină ET orară (maxim)			Qt,max	MWt	137,69	130,26	111,65	109,32	101,18	91,88
ET vândută la consumatorii SACET			ETV	MWh(t)	268.472	267.670	217.554	193.135	193.644	184.912
ET pierdută în rețelele SACET			ETP	MWh(t)	144.743	137.462	125.314	122.544	123.696	117.169
ET livrată la gardul centralei			**ETG=ETV+ETP**	MWh(t)	**413.215**	**405.132**	**342.868**	**315.679**	**317.340**	**302.081**
Cotă ET pierdută în rețelele SACET			ETP/ETG	%	35,0%	33,9%	36,5%	38,8%	**39,0%**	38,8%

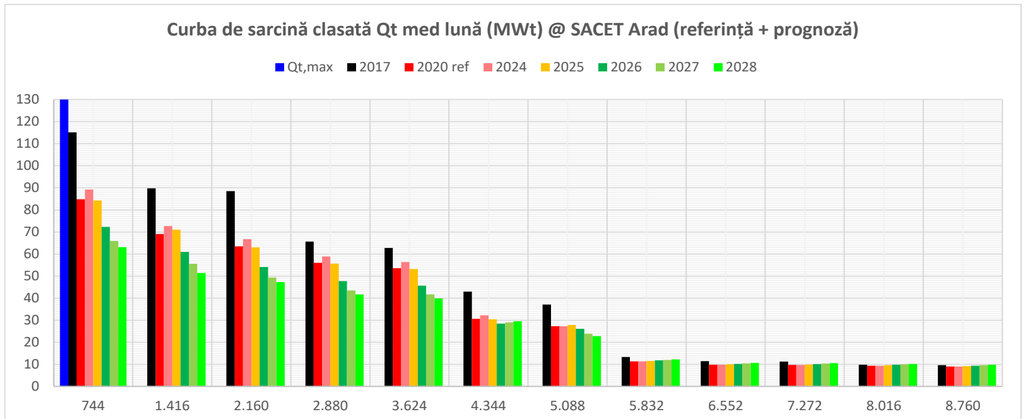
Date SACET Arad, istorice și prognozate, 2016-2047

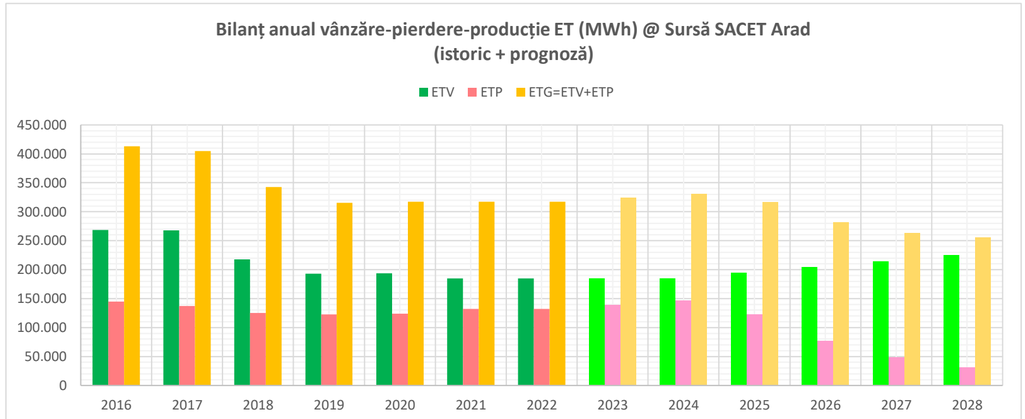
Parametru			Simbol	UM	real 2016	real 2017	real 2018	real 2019	real, ref 2020	ipoteză 2021	ipoteză 2022	prognoză 2023	prognoză 2024	prognoză 2025	prognoză 2026	prognoză 2027	prognoză 2028	prognoză 2029	...	prognoză 2047
Vârf de sarcină ET orară (maxim)			Qt,max	MWt	137,69	**130,26**	111,65	109,32	101,18	101,18	130,26	130,26	130,26	130,26	130,26	130,26	130,26	130,26	...	130,26
Variație anuală ETV prognozată			cv	%	ref	-0,3%	-18,7%	-11,2%	0,3%	-4,5%	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**5,0%**	**5,0%**	**5,0%**	**5,0%**	**0,0%**	**...**	**0,0%**
Variație anuală ETP prognozată			cp	%	ref	-5,0%	-8,8%	-2,2%	0,9%			**5,0%**	**5,0%**	**-16,0%**	**-37,0%**	**-37,0%**	**-37,0%**	**0,0%**	**...**	**0,0%**
Variație anuală ETG prognozată			cg	%	ref	-2,0%	-15,4%	-7,9%	0,5%	**0,0%**	**0,0%**								...	
Variație anuală ETG sezon cald			cgc	%	ref	-11,4%	-17,6%	-6,7%	7,8%	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**2,0%**	**2,0%**	**2,0%**	**2,0%**	**0,0%**	**...**	**0,0%**
ET vândută la consumatorii SACET			ETV	MWh(t)	268.472	267.670	217.554	193.135	193.644	**184.912**	184.912	184.912	184.912	194.158	203.865	214.059	224.762	224.762	...	224.762
ET pierdută în rețelele SACET			ETP	MWh(t)	144.743	137.462	125.314	122.544	123.696	132.428	132.428	139.049	146.002	122.642	77.264	48.676	30.666	30.666	...	30.666
Cotă ET pierdută în rețelele SACET			ETP% = ETP/ETG	%	35,0%	33,9%	36,5%	38,8%	**39,0%**	41,7%	41,7%	42,9%	44,1%	38,7%	27,5%	18,5%	12,0%	12,0%	...	12,0%
ET livrată la gardul centralei			**ETG=ETV+ETP**	MWh(t)	**413.215**	**405.132**	**342.868**	**315.679**	**317.340**	**317.340**	**317.340**	**323.961**	**330.914**	**316.799**	**281.130**	**262.735**	**255.428**	**255.428**	**...**	**255.428**
ET consumată în centrală			**ETC**	MWh(t)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**...**	**0**
ET produsă la sursă			**ET = ETG + ETC**	MWh(t)	**413.215**	**405.132**	**342.868**	**315.679**	**317.340**	**317.340**	**317.340**	**323.961**	**330.914**	**316.799**	**281.130**	**262.735**	**255.428**	**255.428**	**...**	**255.428**
ET produsă în luna Ianuarie	ian	744	ET01	MWh(t)	76.930	85.661	62.850	67.034	63.111	63.111	63.111	64.714	66.397	62.706	53.793	49.056	46.996	46.996	...	46.996
ET produsă în luna Februarie	feb	672	ET02	MWh(t)	58.487	60.343	52.597	50.076	48.074	48.074	48.074	49.295	50.576	47.765	40.976	37.367	35.798	35.798	...	35.798
ET produsă în luna Martie	mar	744	ET03	MWh(t)	55.137	46.697	58.679	40.010	41.661	41.661	41.661	42.719	43.830	41.394	35.510	32.383	31.023	31.023	...	31.023
ET produsă în luna Aprilie	apr	720	ET04	MWh(t)	17.857	30.963	18.784	23.604	22.084	22.084	22.084	22.645	23.234	21.943	18.824	17.166	16.445	16.445	...	16.445
ET produsă în luna Mai	mai	744	ET05	MWh(t)	10.208	9.910	8.446	10.010	8.438	8.438	8.438	8.438	8.438	8.606	8.778	8.954	9.133	9.133	...	9.133
ET produsă în luna Iunie	iun	720	ET06	MWh(t)	8.902	8.135	7.876	7.642	7.073	7.073	7.073	7.073	7.073	7.215	7.359	7.506	7.656	7.656	...	7.656
ET produsă în luna Iulie	iul	744	ET07	MWh(t)	7.586	7.318	7.313	6.990	7.013	7.013	7.013	7.013	7.013	7.153	7.296	7.442	7.591	7.591	...	7.591
ET produsă în luna August	aug	744	ET08	MWh(t)	8.024	7.154	6.669	6.616	6.740	6.740	6.740	6.740	6.740	6.874	7.012	7.152	7.295	7.295	...	7.295
ET produsă în luna Septembrie	sep	720	ET09	MWh(t)	8.360	8.234	7.454	7.036	7.011	7.011	7.011	7.011	7.011	7.151	7.294	7.440	7.588	7.588	...	7.588
ET produsă în luna Octombrie	oct	744	ET10	MWh(t)	34.083	27.598	18.536	14.203	20.329	20.329	20.329	20.329	20.329	20.736	21.151	21.574	22.005	22.005	...	22.005
ET produsă în luna Noiembrie	noi	720	ET11	MWh(t)	53.154	47.276	35.109	32.438	38.594	38.594	38.594	39.574	40.603	38.346	32.896	29.998	28.739	28.739	...	28.739
ET produsă în luna Decembrie	dec	744	ET12	MWh(t)	74.488	65.844	58.558	50.019	47.212	47.212	47.212	48.411	49.670	46.909	40.241	36.697	35.157	35.157	...	35.157
Sarcină ET orară medie în Ianuarie	ian	744	Qt,med,01	MWt	103,40	115,14	84,48	90,10	84,83	84,83	84,83	86,98	89,24	84,28	72,30	65,94	63,17	63,17	...	63,17
Sarcină ET orară medie în Februarie	feb	672	Qt,med,02	MWt	84,03	89,80	78,27	74,52	69,07	71,54	71,54	73,36	72,67	71,08	60,98	55,61	51,43	53,27	...	53,27
Sarcină ET orară medie în Martie	mar	744	Qt,med,03	MWt	74,11	62,76	78,87	53,78	56,00	56,00	56,00	57,42	58,91	55,64	47,73	43,52	41,70	41,70	...	41,70
Sarcină ET orară medie în Aprilie	apr	720	Qt,med,04	MWt	24,80	43,00	26,09	32,78	30,67	30,67	30,67	31,45	32,27	30,48	26,14	23,84	22,84	22,84	...	22,84
Sarcină ET orară medie în Mai	mai	744	Qt,med,05	MWt	13,72	13,32	11,35	13,45	11,34	11,34	11,34	11,34	11,34	11,57	11,80	12,03	12,28	12,28	...	12,28
Sarcină ET orară medie în Iunie	iun	720	Qt,med,06	MWt	12,36	11,30	10,94	10,61	9,82	9,82	9,82	9,82	9,82	10,02	10,22	10,43	10,63	10,63	...	10,63
Sarcină ET orară medie în Iulie	iul	744	Qt,med,07	MWt	10,20	9,84	9,83	9,39	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,61	9,81	10,00	10,20	10,20	...	10,20
Sarcină ET orară medie în August	aug	744	Qt,med,08	MWt	10,79	9,62	8,96	8,89	9,06	9,06	9,06	9,06	9,06	9,24	9,42	9,61	9,81	9,81	...	9,81
Sarcină ET orară medie în Septembrie	sep	720	Qt,med,09	MWt	11,61	11,44	10,35	9,77	9,74	9,74	9,74	9,74	9,74	9,93	10,13	10,33	10,54	10,54	...	10,54
Sarcină ET orară medie în Octombrie	oct	744	Qt,med,10	MWt	45,81	37,09	24,91	19,09	27,32	27,32	27,32	27,32	27,32	27,87	28,43	29,00	29,58	29,58	...	29,58
Sarcină ET orară medie în Noiembrie	noi	720	Qt,med,11	MWt	73,83	65,66	48,76	45,05	53,60	53,60	53,60	54,96	56,39	53,26	45,69	41,66	39,92	39,92	...	39,92
Sarcină ET orară medie în Decembrie	dec	744	Qt,med,12	MWt	100,12	88,50	78,71	67,23	63,46	63,46	63,46	65,07	66,76	63,05	54,09	49,32	47,25	47,25	...	47,25
Zile de oprire în sezon rece (feb)			**Zsr**	d	**referință**				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2**	**2**	**2**	**2**	**2**	**...**	**2**
Zile de oprire în sezon cald (sep)			**Zsc**	d	**referință**				**0**	**0**	**5**	**5**	**5**	**16,25**	**16,25**	**16,25**	**16,25**	**16,25**	**...**	**16,25**
Nr ore operare în sezon rece		**4344**	**Hor**	h					**4.368**	**4.344**	**4.344**	**4.344**	**4.368**	**4.296**	**4.296**	**4.296**	**4.320**	**4.296**	**...**	**4.296**
Nr ore operare în sezon cald		**4416**	**Hoc**	h					**4.416**	**4.416**	**4.296**	**4.296**	**4.296**	**4.026**	**4.026**	**4.026**	**4.026**	**4.026**	**...**	**4.026**
Nr. ore operare anuală		**8760**	**Ha**	h					**8.784**	**8.760**	**8.640**	**8.640**	**8.664**	**8.322**	**8.322**	**8.322**	**8.346**	**8.322**	**...**	**8.322**
Disponibilitate anuală			**Da**	%	**referință**				**100,0%**	**100,0%**	**98,6%**	**98,6%**	**98,6%**	**95,0%**	**95,0%**	**95,0%**	**95,0%**	**95,0%**	**...**	**95,0%**
Debit mediu apă adaos, sezon rece		**4344**	**qadr**	t/h	**estimare**				**45,0**	**45,0**	**45,0**	**48,0**	**50,0**	**42,0**	**27,0**	**17,0**	**11,0**	**11,0**	**...**	**11,0**
Debit mediu apă adaos, sezon cald	**30%**	**4416**	**qadc**	t/h	**estimare**				**13,5**	**13,5**	**13,5**	**14,4**	**15,0**	**12,6**	**8,1**	**5,1**	**3,3**	**3,3**	**...**	**3,3**
Cantitate apă adaos, estimare			**Mad**	t/an	**estimare**				**256.176**	**255.096**	**253.476**	**270.374**	**282.840**	**231.160**	**148.603**	**93.565**	**60.806**	**60.542**	**...**	**60.542**
ET apă adaos (pierderi masice)			**ETM = ET.CAS**	MWh(t)	**estimare**				**27.200**	**27.082**	**26.925**	**28.720**	**30.047**	**24.580**	**15.801**	**9.949**	**6.466**	**6.438**	**...**	**6.438**
ET pierdută prin radiație, estimare			**ETR = ETP - ETM**	MWh(t)	**estimare**				**96.496**	**105.346**	**105.503**	**110.329**	**115.955**	**98.062**	**61.463**	**38.727**	**24.200**	**24.229**	**...**	**24.229**
ET apă caldă (bază CHP + vârf CA)			**ET.CHP + ET.CA**	MWh(t)					**290.140**	**290.258**	**290.415**	**295.241**	**300.867**	**292.219**	**265.328**	**252.786**	**248.962**	**248.990**	**...**	**248.990**

Anexa C3.1.1.a : Date SACET Arad, istorice și prognozate, pentru perioada 2016 - 2047 / Diagrame relevante



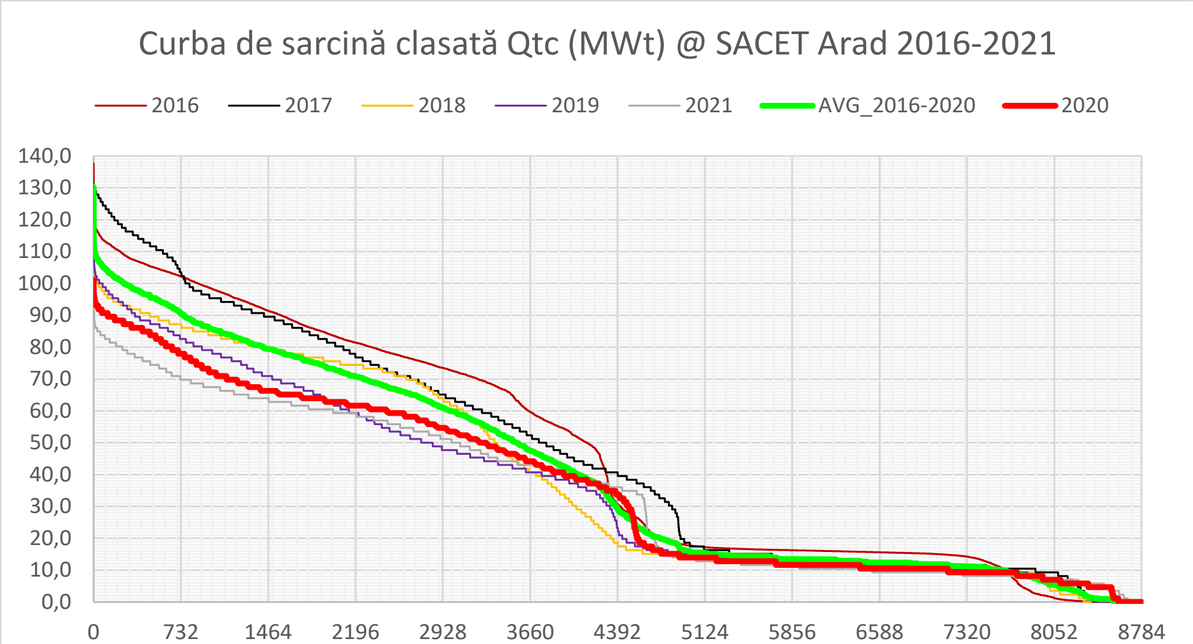


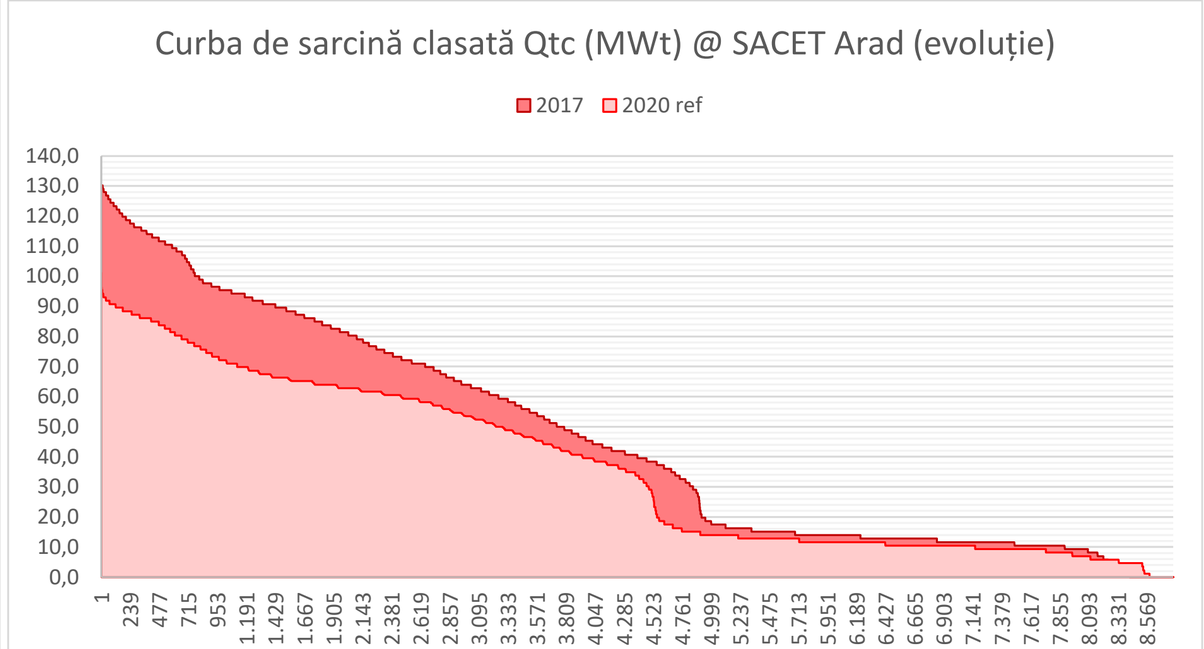




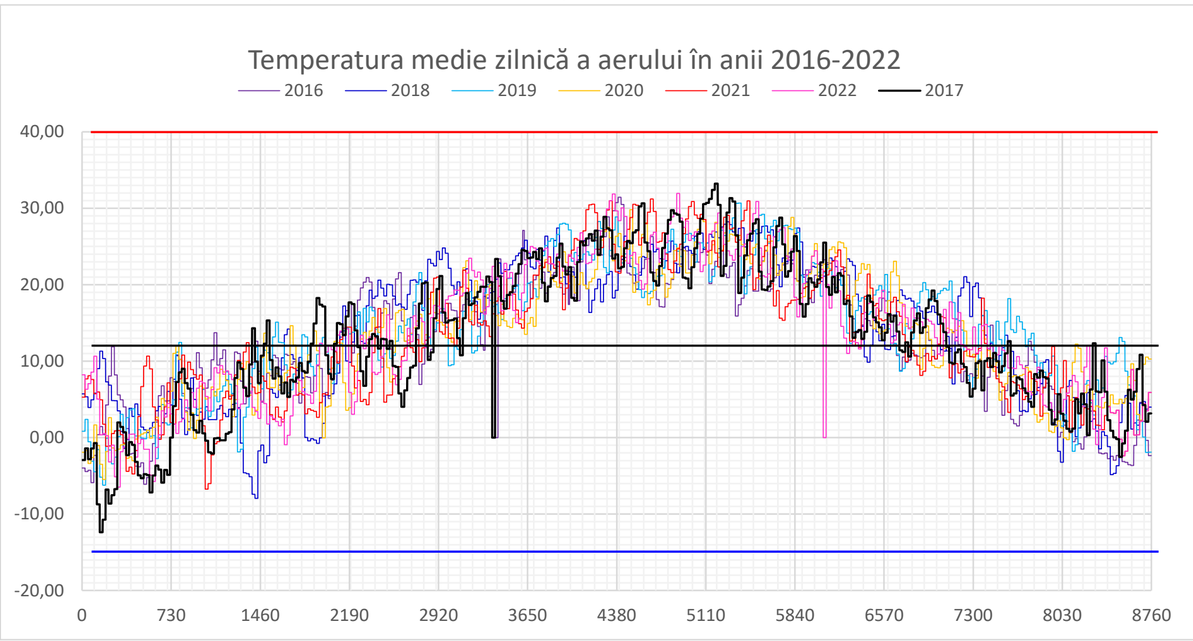
Anexa C3.1.1.b : Diagrame specifice 2016-2020 privind energia termică în cadrul SACET Arad

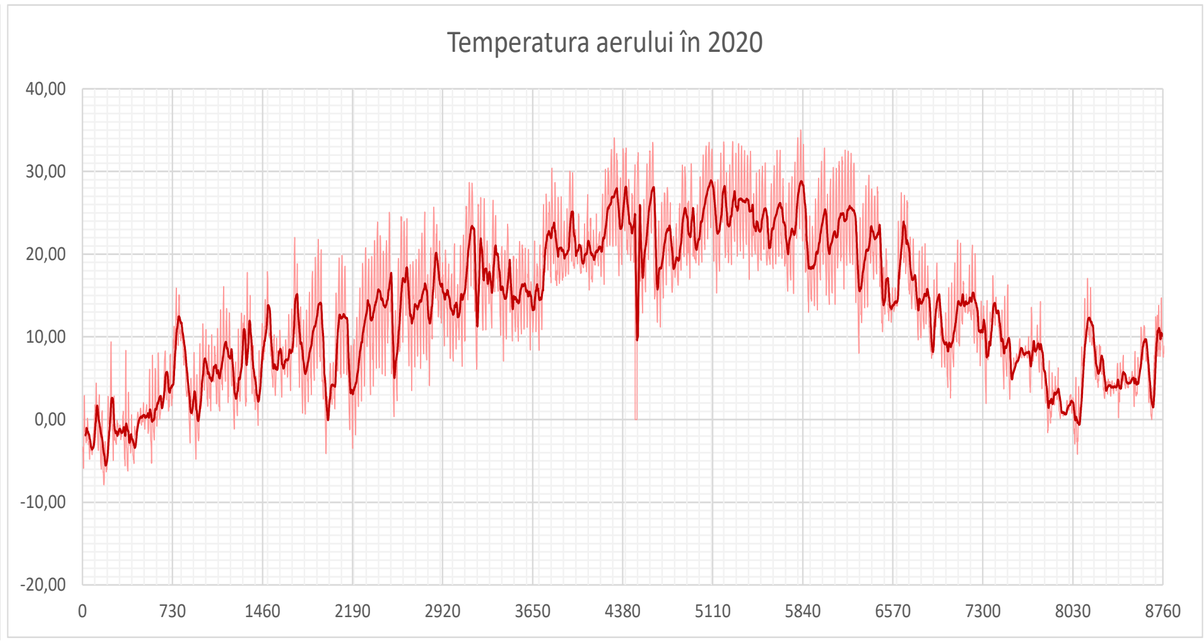
1. Curba clasată a căldurii livrate către SACET Arad în anii 2016-2020



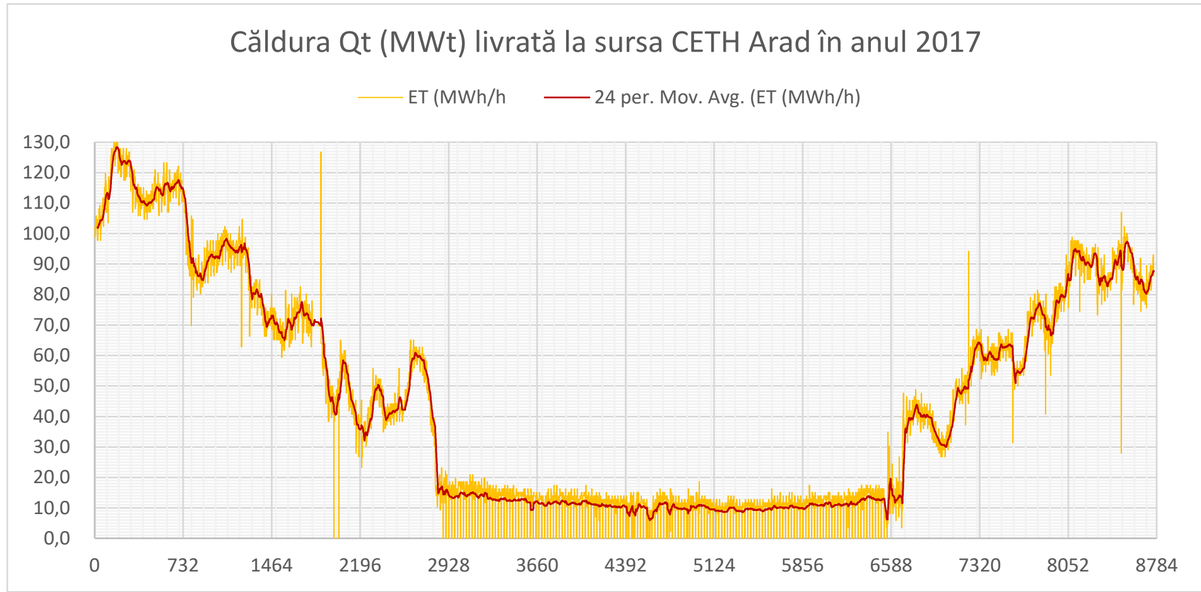


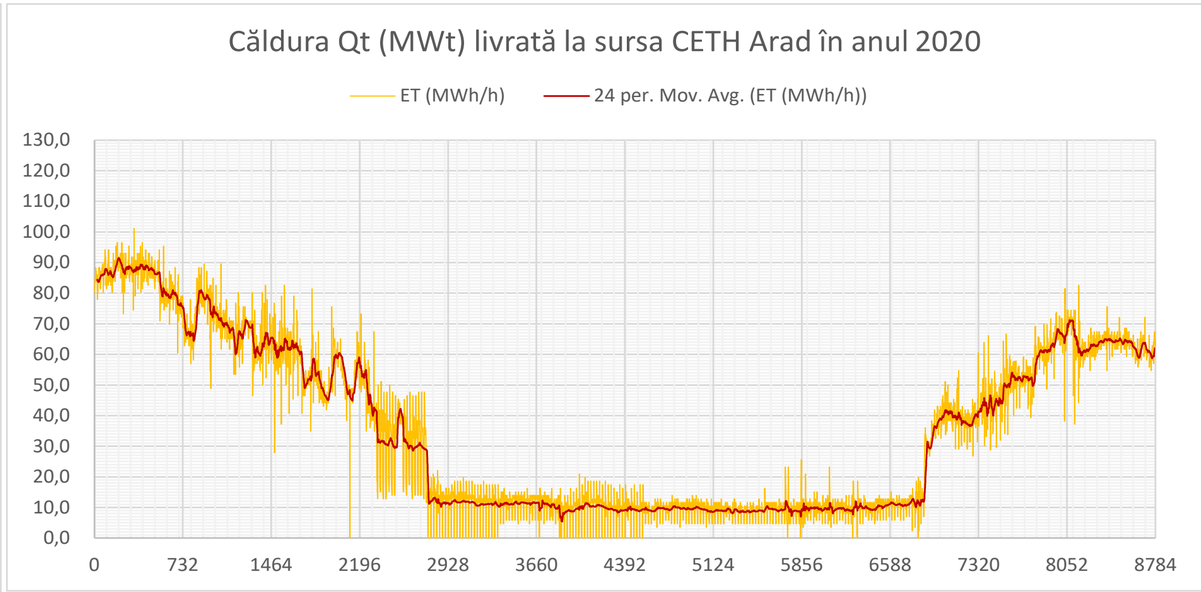
2. Evoluția orară a temperaturii aerului în Arad (punct măsură AR1)



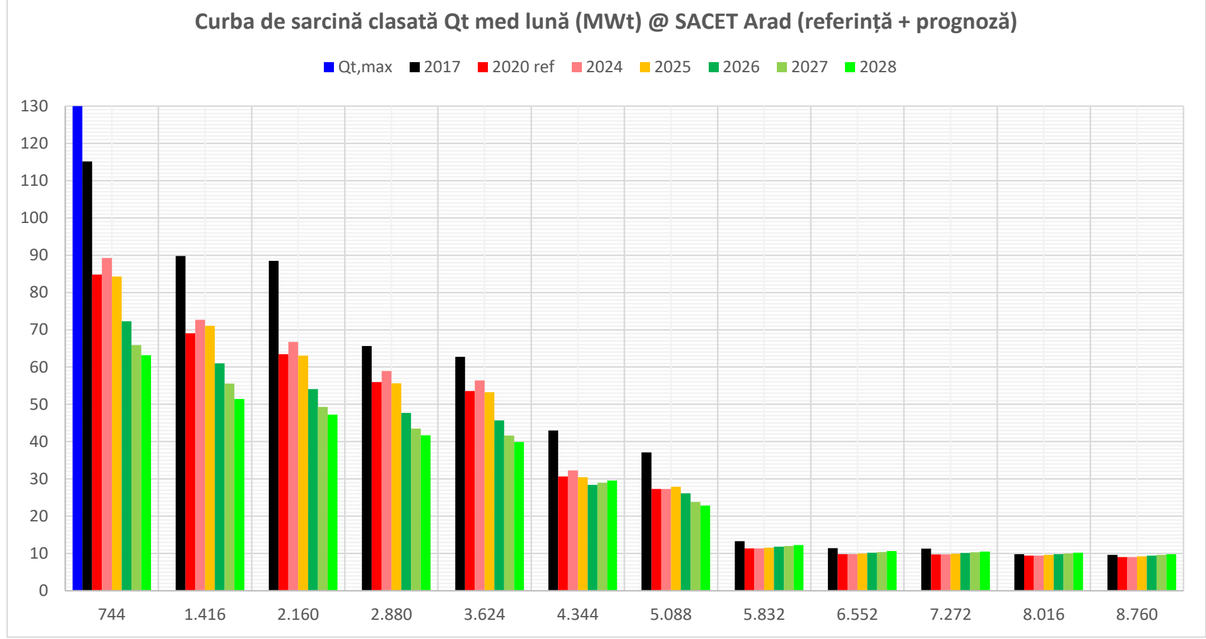


3. Evoluția orară a căldurii livrate în cadrul SACET Arad în anul 2017



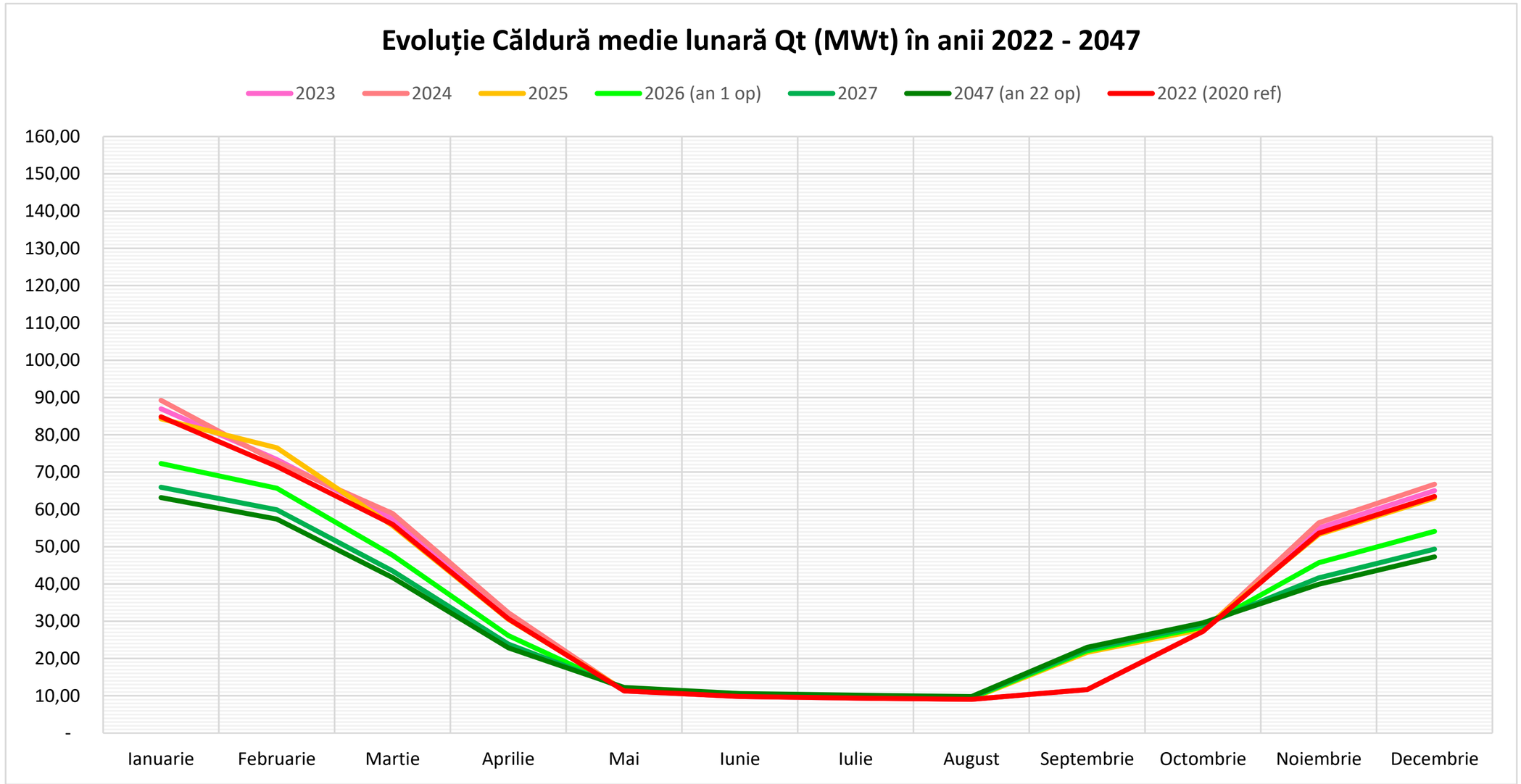


4. Curba de sarcină clasată a căldurii medii lunare livrate în cadrul SACET Arad în anii 2017, 2020, 2024-2028

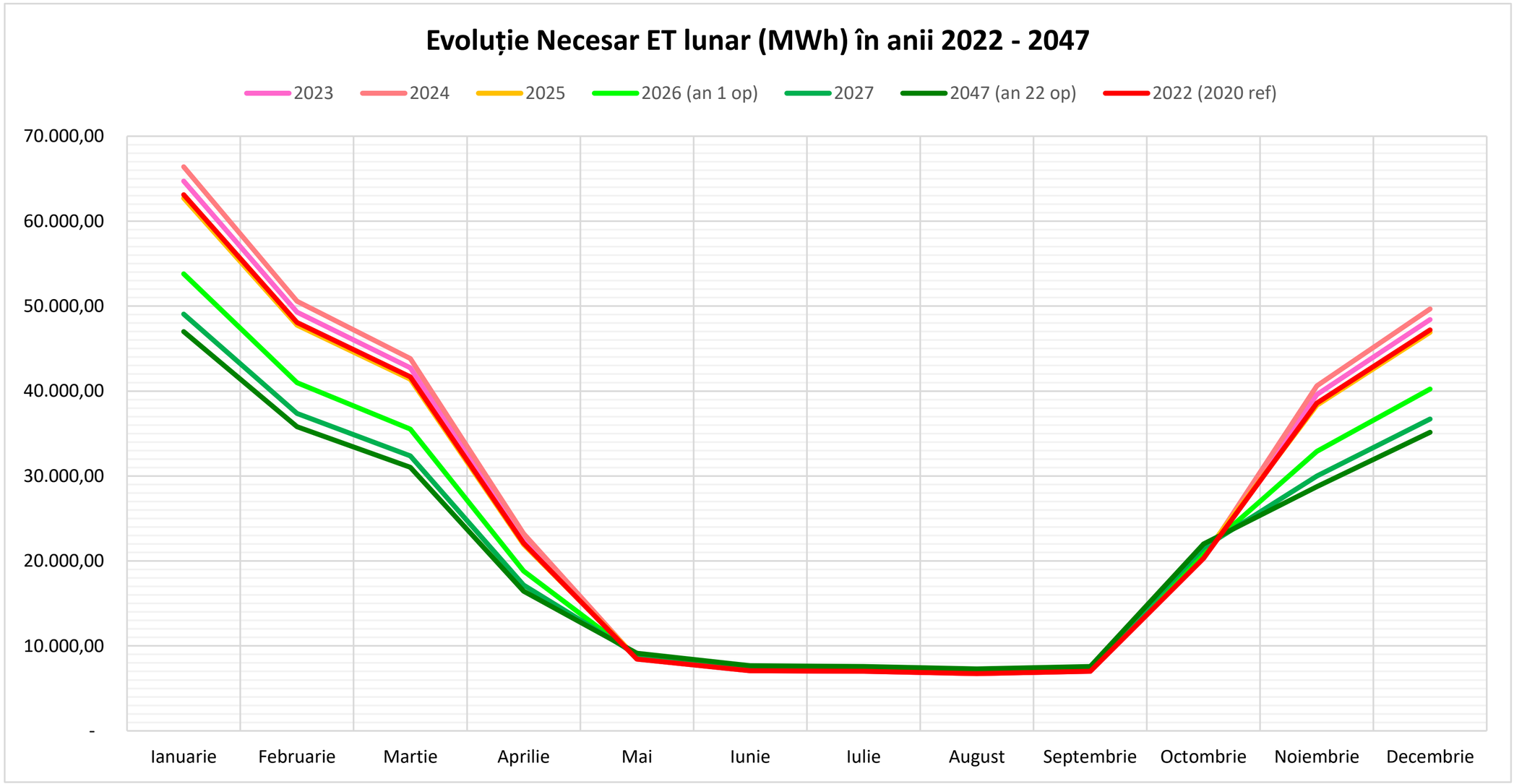


Anexa C3.1.1.c

Grafic : Evoluția căldurii medii lunare în anii în 2022 - 2047

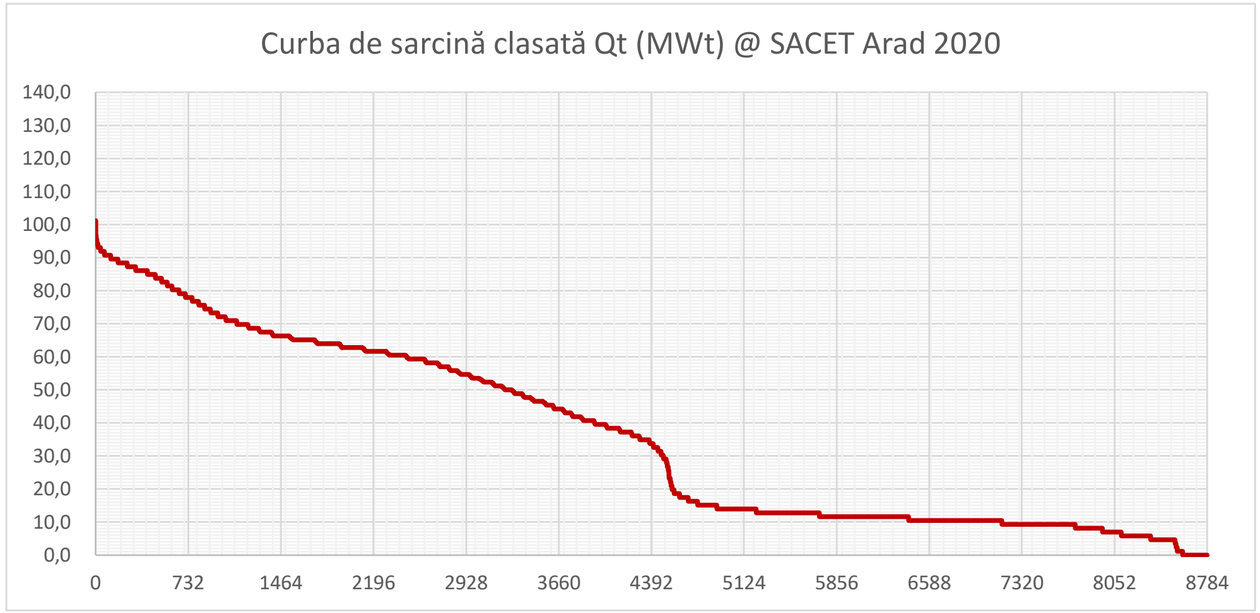


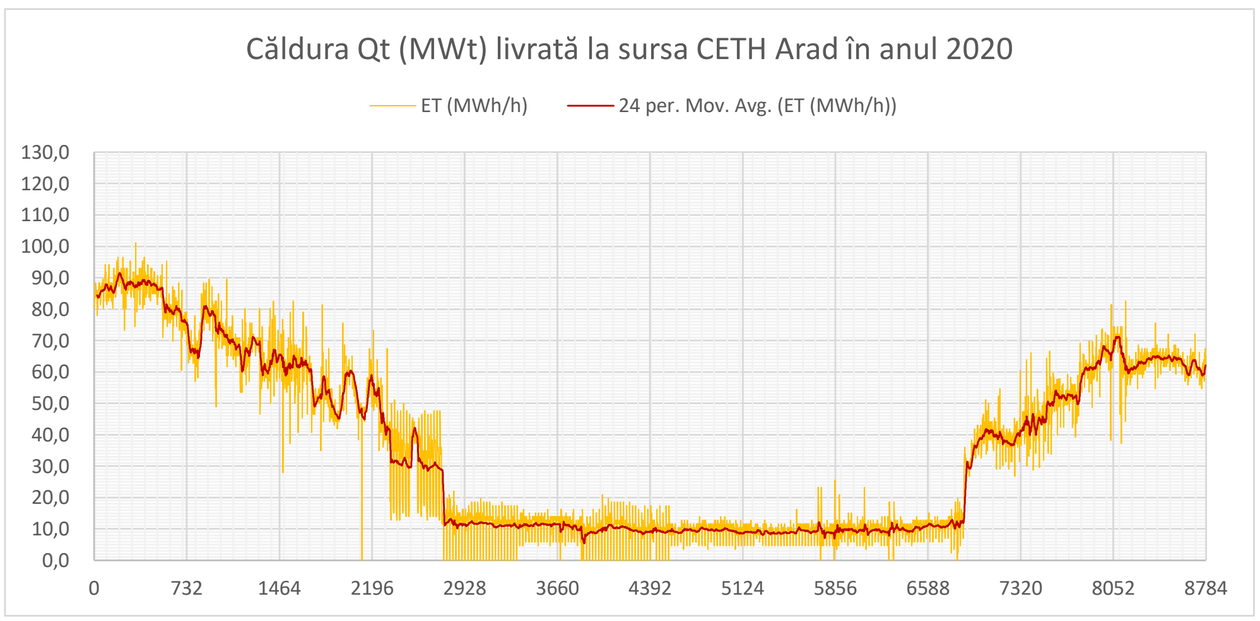
Grafic : Evoluția necesarului de energie termică lunară la gard în anii în 2022 - 2047



2020	Qt 2020 (Gcal/h)	Qt 2020 (MWt)	Qtc 2020 (MWt)
8.784	**272.863**	**317.339**	**317.339**
1	69,0	80,2	101,2
2	71,0	82,6	96,5
3	71,0	82,6	96,5
4	72,0	83,7	96,5
5	72,0	83,7	96,5
6	73,0	84,9	95,4
7	73,0	84,9	95,4
8	73,0	84,9	95,4
9	73,0	84,9	95,4
10	74,0	86,1	95,4
11	76,0	88,4	94,2
12	75,0	87,2	94,2
13	74,0	86,1	94,2
14	75,0	87,2	94,2
15	72,0	83,7	94,2
16	72,0	83,7	94,2
17	72,0	83,7	94,2
18	73,0	84,9	94,2
19	73,0	84,9	93,0
20	73,0	84,9	93,0
21	74,0	86,1	93,0
22	73,0	84,9	93,0
23	70,0	81,4	93,0
24	69,0	80,2	93,0
25	67,0	77,9	93,0
26	70,0	81,4	93,0
27	69,0	80,2	93,0
28	69,0	80,2	93,0
29	69,0	80,2	93,0
30	71,0	82,6	93,0
31	72,0	83,7	93,0
32	73,0	84,9	93,0
33	74,0	86,1	93,0
34	74,0	86,1	93,0
35	74,0	86,1	93,0
36	74,0	86,1	93,0
37	75,0	87,2	93,0
38	76,0	88,4	93,0
39	76,0	88,4	93,0
40	75,0	87,2	91,9
41	76,0	88,4	91,9
42	76,0	88,4	91,9

Anexa C3.1.1.d : Curba de sarcină clasată Qtc (MWt) în anul 2020





Anexa C3.1.2 S2 - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul factual S2, fără componentă regenerabilă

2022	S2	anul anterior demarării proiectului			fără sursă nouă, cu sursă existentă											85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură mediie lunară	**Necesar ET livrată la gard**	ET MT CHP GN	EE MT CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (d)	NH (h)	Qtl (MWt)	**ETG (MWh)**	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	744,0	84,83	**63.111,36**									-	-	63.111,36	74.248,66
Februarie	28,0	672,0	71,54	**48.073,77**									-	-	48.073,77	56.557,37
Martie	31,0	744,0	56,00	**41.660,99**									-	-	41.660,99	49.012,92
Aprilie	30,0	720,0	30,67	**22.084,21**									-	-	22.084,21	25.981,42
Mai	31,0	744,0	11,34	**8.437,57**									-	-	8.437,57	9.926,55
Iunie	30,0	720,0	9,82	**7.073,37**									-	-	7.073,37	8.321,61
Iulie	31,0	744,0	9,43	**7.012,89**									-	-	7.012,89	8.250,46
August	31,0	744,0	9,06	**6.739,59**									-	-	6.739,59	7.928,92
Septembrie	**25,0**	**600,0**	11,68	**7.010,56**									-	-	7.010,56	8.247,72
Octombrie	31,0	744,0	27,32	**20.329,24**									-	-	20.329,24	23.916,75
Noiembrie	30,0	720,0	53,60	**38.593,81**									-	-	38.593,81	45.404,48
Decembrie	31,0	744,0	63,46	**47.211,99**									-	-	47.211,99	55.543,51
Total an	**360,0**	**8.640**		**317.339,33**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**317.339,33**	**373.340,38**
	Cotă ET (raportată la ETG)			**100,0%**	**0,0%**				**0,0%**		**0,0%**		**0,0%**		**100,0%**	
	Raport EE/ET				**n/a**		**n/a**									

2023	S2	anul 1 de construire			fără sursă nouă, cu sursă existentă											85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET MT CHP GN	EE MT CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (d)	NH (h)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET3 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	744,0	86,98	**64.714,07**									-	-	64.714,07	76.134,20
Februarie	28,0	672,0	73,36	**49.294,60**									-	-	49.294,60	57.993,65
Martie	31,0	744,0	57,42	**42.718,97**									-	-	42.718,97	50.257,61
Aprilie	30,0	720,0	31,45	**22.645,03**									-	-	22.645,03	26.641,22
Mai	31,0	744,0	11,34	**8.437,57**									-	-	8.437,57	9.926,55
Iunie	30,0	720,0	9,82	**7.073,37**									-	-	7.073,37	8.321,61
Iulie	31,0	744,0	9,43	**7.012,89**									-	-	7.012,89	8.250,46
August	31,0	744,0	9,06	**6.739,59**									-	-	6.739,59	7.928,92
Septembrie	**25,0**	**600,0**	11,68	**7.010,56**									-	-	7.010,56	8.247,72
Octombrie	31,0	744,0	27,32	**20.329,24**									-	-	20.329,24	23.916,75
Noiembrie	30,0	720,0	54,96	**39.573,90**									-	-	39.573,90	46.557,53
Decembrie	31,0	744,0	65,07	**48.410,93**									-	-	48.410,93	56.954,04
Total an	**360,0**	**8.640**		**323.960,71**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**323.960,71**	**381.130,25**
	Cotă ET (raportată la ETG)			**100,0%**	**0,0%**				**0,0%**		**0,0%**		**0,0%**		**100,0%**	
	Raport EE/ET				**n/a**		**n/a**									

2024	S2	anul 2 de construire			fără sursă nouă, cu sursă existentă											85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET MT CHP GN	EE MT CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (d)	NH (h)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET3 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	744,0	89,24	**66.396,91**									-	-	66.396,91	78.114,02
Februarie	29,0	696,0	72,67	**50.576,47**									-	-	50.576,47	59.501,73
Martie	31,0	744,0	58,91	**43.829,84**									-	-	43.829,84	51.564,52
Aprilie	30,0	720,0	32,27	**23.233,90**									-	-	23.233,90	27.334,00
Mai	31,0	744,0	11,34	**8.437,57**									-	-	8.437,57	9.926,55
Iunie	30,0	720,0	9,82	**7.073,37**									-	-	7.073,37	8.321,61
Iulie	31,0	744,0	9,43	**7.012,89**									-	-	7.012,89	8.250,46
August	31,0	744,0	9,06	**6.739,59**									-	-	6.739,59	7.928,92
Septembrie	**25,0**	**600,0**	11,68	**7.010,56**									-	-	7.010,56	8.247,72
Octombrie	31,0	744,0	27,32	**20.329,24**									-	-	20.329,24	23.916,75
Noiembrie	30,0	720,0	56,39	**40.602,99**									-	-	40.602,99	47.768,23
Decembrie	31,0	744,0	66,76	**49.669,83**									-	-	49.669,83	58.435,09
Total an	**361,0**	**8.664**		**330.913,16**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**330.913,16**	**389.309,60**
	Cotă ET (raportată la ETG)			**100,0%**	**0,0%**				**0,0%**		**0,0%**		**0,0%**		**100,0%**	
	Raport EE/ET				**n/a**		**n/a**									

2025	S2	anul 3 de construire, prod. parțială			cu sursă nouă (cazane)			**88,2%**		**95,0%**		**95,0%**		**95,0%**		**85,00%**
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET MT CHP GN	EE MT CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (d)	NH (h)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET3 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	744,0	84,28	**62.706,43**			1.484,53	-	59.303,53	62.424,77	3.402,91	3.582,01	62.706,43	66.006,77		
Februarie	**26,0**	624,0	76,55	**47.765,33**			1.130,81	-	44.911,27	47.275,03	2.854,05	3.004,26	47.765,33	50.279,29		
Martie	31,0	744,0	55,64	**41.393,69**			979,97	-	37.990,78	39.990,30	3.402,91	3.582,01	41.393,69	43.572,30		
Aprilie	30,0	720,0	30,48	**21.942,51**			519,47	-	18.649,38	19.630,92	3.293,14	3.466,46	21.942,51	23.097,38		
Mai	31,0	744,0	11,57	**8.606,32**			203,75	-	7.695,00	8.100,00	911,19	959,15	8.606,19	9.059,15		
Iunie	30,0	720,0	10,02	**7.214,83**			170,81	-	6.333,00	6.666,32	881,80	928,21	7.214,80	7.594,52		
Iulie	31,0	744,0	9,61	**7.153,15**			169,35	-	6.242,00	6.570,53	911,19	959,15	7.153,19	7.529,68		
August	31,0	744,0	9,24	**6.874,38**			162,75	-	5.963,00	6.276,84	911,19	959,15	6.874,19	7.235,99		
Septembrie	**13,8**	**330,0**	21,67	**7.150,78**			169,29	-	6.747,00	7.102,11	404,16	425,43	7.151,16	7.527,53		
Octombrie	31,0	744,0	27,87	**20.735,82**			490,91	-	19.825,00	20.868,42	911,19	959,15	20.736,19	21.827,57		
Noiembrie	30,0	720,0	53,26	**38.346,19**			907,82	-	35.053,06	36.897,95	3.293,14	3.466,46	38.346,19	40.364,41		
Decembrie	31,0	744,0	63,05	**46.909,07**			1.110,54	-	43.506,16	45.795,96	3.402,91	3.582,01	46.909,07	49.377,97		
Total an	**346,75**	**8.322**		**316.798,50**	**-**	**-**	**7.500,00**	**-**	**292.219,18**	**307.599,14**	**24.579,77**	**25.873,44**	**316.798,95**	**333.472,58**		
	Cotă ET (raportată la ETG)			**100,0%**	**0,0%**				**92,2%**		**7,8%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET				**n/a**		**n/a**									

2026	S2	anul 1 de operare (producție completă)			cu sursă nouă, integral			88,18%		95,00%		95,00%		89,71%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET MT CHP GN	EE MT CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (d)	NH (h)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET3 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	744,0	72,30	**53.793,13**	20.088,00	23.212,80	1.669,01	49.104,00	31.517,55	33.176,37	2.187,58	2.302,72	53.793,13	84.583,09		
Februarie	**26,0**	624,0	65,67	**40.975,80**	16.848,00	19.468,80	1.399,82	41.184,00	22.293,06	23.466,37	1.834,75	1.931,31	40.975,80	66.581,69		
Martie	31,0	744,0	47,73	**35.509,85**	20.088,00	23.212,80	1.669,01	49.104,00	13.234,27	13.930,81	2.187,58	2.302,72	35.509,85	65.337,53		
Aprilie	30,0	720,0	26,14	**18.823,53**	16.706,52	19.305,31	1.388,06	40.838,15	-	-	2.117,02	2.228,44	18.823,53	43.066,59		
Mai	31,0	744,0	11,80	**8.778,44**	8.192,68	9.467,09	680,69	20.026,54	-	-	585,77	616,60	8.778,44	20.643,14		
Iunie	30,0	720,0	10,22	**7.359,13**	6.792,26	7.848,83	564,34	16.603,30	-	-	566,87	596,71	7.359,13	17.200,01		
Iulie	31,0	744,0	9,81	**7.296,21**	6.710,44	7.754,29	557,54	16.403,31	-	-	585,77	616,60	7.296,21	17.019,91		
August	31,0	744,0	9,42	**7.011,86**	6.426,10	7.425,71	533,91	15.708,24	-	-	585,77	616,60	7.011,86	16.324,84		
Septembrie	**13,8**	**330,0**	22,10	**7.293,79**	7.033,98	8.128,15	584,42	17.194,16	-	-	259,82	273,49	7.293,79	17.467,65		
Octombrie	31,0	744,0	28,43	**21.150,54**	20.088,00	23.212,80	1.669,01	49.104,00	477,00	502,11	585,77	616,60	21.150,77	50.222,70		
Noiembrie	30,0	720,0	45,69	**32.895,54**	19.440,00	22.464,00	1.615,17	47.520,00	11.338,52	11.935,29	2.117,02	2.228,44	32.895,54	61.683,72		
Decembrie	31,0	744,0	54,09	**40.241,26**	20.088,00	23.212,80	1.669,01	49.104,00	17.965,68	18.911,24	2.187,58	2.302,72	40.241,26	70.317,96		
Total an	**346,75**	**8.322**		**281.129,10**	**168.501,97**	**194.713,39**	**14.000,00**	**411.893,70**	**96.826,07**	**101.922,18**	**15.801,28**	**16.632,93**	**281.129,32**	**530.448,81**	**-**	**-**
	Cotă ET (raportată la ETG)			**100,0%**	**59,9%**				**34,4%**		**5,6%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET				**1,16**		**7,2%**									

180.713,39

2027	S2	anul 2 de operare			cu sursă nouă			88,18%		95,00%		95,00%		89,5%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET MT CHP GN	EE MT CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (d)	NH (h)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET3 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	744,0	65,94	**49.055,66**	20.088,00	23.212,80	1.601,44	49.104,00	27.590,29	29.042,42	1.377,37	1.449,86	49.055,66	79.596,28		
Februarie	**26,0**	624,0	59,88	**37.367,13**	16.848,00	19.468,80	1.343,14	41.184,00	19.363,92	20.383,08	1.155,21	1.216,01	37.367,13	62.783,09		
Martie	31,0	744,0	43,52	**32.382,56**	20.088,00	23.212,80	1.601,44	49.104,00	10.917,19	11.491,78	1.377,37	1.449,86	32.382,56	62.045,64		
Aprilie	30,0	720,0	23,84	**17.165,78**	15.832,84	18.295,73	1.262,21	38.702,50	-	-	1.332,94	1.403,09	17.165,78	40.105,59		
Mai	31,0	744,0	12,03	**8.954,01**	8.585,20	9.920,67	684,42	20.986,03	-	-	368,82	388,23	8.954,01	21.374,26		
Iunie	30,0	720,0	10,43	**7.506,31**	7.149,39	8.261,52	569,96	17.476,30	-	-	356,92	375,70	7.506,31	17.852,00		
Iulie	31,0	744,0	10,00	**7.442,13**	7.073,32	8.173,61	563,89	17.290,34	-	-	368,82	388,23	7.442,13	17.678,56		
August	31,0	744,0	9,61	**7.152,10**	6.783,29	7.838,46	540,77	16.581,37	-	-	368,82	388,23	7.152,10	16.969,59		
Septembrie	**13,8**	**330,0**	22,54	**7.439,67**	7.276,08	8.407,91	580,06	17.785,97	-	-	163,59	172,20	7.439,67	17.958,17		
Octombrie	31,0	744,0	29,00	**21.573,55**	20.088,00	23.212,80	1.601,44	49.104,00	1.116,74	1.175,51	368,82	388,23	21.573,55	50.667,74		
Noiembrie	30,0	720,0	41,66	**29.998,48**	19.440,00	22.464,00	1.549,78	47.520,00	9.225,55	9.711,10	1.332,94	1.403,09	29.998,48	58.634,19		
Decembrie	31,0	744,0	49,32	**36.697,28**	20.088,00	23.212,80	1.601,44	49.104,00	15.231,91	16.033,59	1.377,37	1.449,86	36.697,28	66.587,45		
Total an	**346,75**	**8.322**		**262.734,67**	**169.340,11**	**195.681,91**	**13.500,00**	**413.942,50**	**83.445,60**	**87.837,48**	**9.948,95**	**10.472,58**	**262.734,67**	**512.252,56**	**-**	**-**
	Cotă ET (raportată la ETG)			**100,0%**	**64,5%**				**31,8%**		**3,8%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET				**1,16**		**6,9%**									

2028	S2	anul 3 de operare			cu sursă nouă			88,18%		95,00%		95,00%		89,4%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET MT CHP GN	EE MT CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (d)	NH (h)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET3 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	744,0	63,17	**46.996,13**	20.088,00	23.212,80	1.532,23	49.104,00	26.016,89	27.386,20	891,24	938,14	46.996,13	77.428,35		
Februarie	**26,0**	624,0	57,37	**35.798,33**	16.848,00	19.468,80	1.285,10	41.184,00	18.202,84	19.160,88	747,49	786,83	35.798,33	61.131,71		
Martie	31,0	744,0	41,70	**31.023,02**	20.088,00	23.212,80	1.532,23	49.104,00	10.043,79	10.572,41	891,24	938,14	31.023,02	60.614,55		
Aprilie	30,0	720,0	22,84	**16.445,09**	15.582,61	18.006,57	1.188,58	38.090,82	-	-	862,49	907,88	16.445,09	38.998,70		
Mai	31,0	744,0	12,28	**9.133,09**	8.894,45	10.278,03	678,43	21.741,98	-	-	238,65	251,21	9.133,09	21.993,19		
Iunie	30,0	720,0	10,63	**7.656,44**	7.425,49	8.580,57	566,39	18.151,20	-	-	230,95	243,10	7.656,44	18.394,30		
Iulie	31,0	744,0	10,20	**7.590,98**	7.352,33	8.496,03	560,81	17.972,37	-	-	238,65	251,21	7.590,98	18.223,57		
August	31,0	744,0	9,81	**7.295,14**	7.056,50	8.154,18	538,24	17.249,22	-	-	238,65	251,21	7.295,14	17.500,42		
Septembrie	**13,8**	**330,0**	23,00	**7.588,46**	7.482,61	8.646,57	570,74	18.290,82	-	-	105,85	111,42	7.588,46	18.402,24		
Octombrie	31,0	744,0	29,58	**22.005,02**	20.088,00	23.212,80	1.532,23	49.104,00	1.678,38	1.766,71	238,65	251,21	22.005,02	51.121,92		
Noiembrie	30,0	720,0	39,92	**28.739,04**	19.440,00	22.464,00	1.482,80	47.520,00	8.436,55	8.880,58	862,49	907,88	28.739,04	57.308,46		
Decembrie	31,0	744,0	47,25	**35.156,60**	20.088,00	23.212,80	1.532,23	49.104,00	14.177,36	14.923,54	891,24	938,14	35.156,60	64.965,68		
Total an	**346,75**	**8.322**		**255.427,35**	**170.433,98**	**196.945,94**	**13.000,00**	**416.616,41**	**78.555,80**	**82.690,32**	**6.437,56**	**6.776,38**	**255.427,35**	**506.083,10**	**-**	**-**
	Cotă ET (raportată la ETG)			**100,0%**	**66,7%**				**30,8%**		**2,5%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET				**1,16**		**6,6%**									

2029	S2	anul 4 de operare			cu sursă nouă			88,18%		95,00%		95,00%		89,4%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET MT CHP GN	EE MT CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (d)	NH (h)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET3 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	744,0	63,17	**46.996,13**	20.088,00	23.212,80	1.532,23	49.104,00	26.016,89	27.386,20	891,24	938,14	46.996,13	77.428,35		
Februarie	**26,0**	624,0	57,37	**35.798,33**	16.848,00	19.468,80	1.285,10	41.184,00	18.202,84	19.160,88	747,49	786,83	35.798,33	61.131,71		
Martie	31,0	744,0	41,70	**31.023,02**	20.088,00	23.212,80	1.532,23	49.104,00	10.043,79	10.572,41	891,24	938,14	31.023,02	60.614,55		
Aprilie	30,0	720,0	22,84	**16.445,09**	15.582,61	18.006,57	1.188,58	38.090,82	-	-	862,49	907,88	16.445,09	38.998,70		
Mai	31,0	744,0	12,28	**9.133,09**	8.894,45	10.278,03	678,43	21.741,98	-	-	238,65	251,21	9.133,09	21.993,19		
Iunie	30,0	720,0	10,63	**7.656,44**	7.425,49	8.580,57	566,39	18.151,20	-	-	230,95	243,10	7.656,44	18.394,30		
Iulie	31,0	744,0	10,20	**7.590,98**	7.352,33	8.496,03	560,81	17.972,37	-	-	238,65	251,21	7.590,98	18.223,57		
August	31,0	744,0	9,81	**7.295,14**	7.056,50	8.154,18	538,24	17.249,22	-	-	238,65	251,21	7.295,14	17.500,42		
Septembrie	**13,8**	**330,0**	23,00	**7.588,46**	7.482,61	8.646,57	570,74	18.290,82	-	-	105,85	111,42	7.588,46	18.402,24		
Octombrie	31,0	744,0	29,58	**22.005,02**	20.088,00	23.212,80	1.532,23	49.104,00	1.678,38	1.766,71	238,65	251,21	22.005,02	51.121,92		
Noiembrie	30,0	720,0	39,92	**28.739,04**	19.440,00	22.464,00	1.482,80	47.520,00	8.436,55	8.880,58	862,49	907,88	28.739,04	57.308,46		
Decembrie	31,0	744,0	47,25	**35.156,60**	20.088,00	23.212,80	1.532,23	49.104,00	14.177,36	14.923,54	891,24	938,14	35.156,60	64.965,68		
Total an	**346,75**	**8.322**		**255.427,35**	**170.433,98**	**196.945,94**	**13.000,00**	**416.616,41**	**78.555,80**	**82.690,32**	**6.437,56**	**6.776,38**	**255.427,35**	**506.083,10**	**-**	**-**
	Cotă ET (raportată la ETG)			**100,0%**	**66,7%**				**30,8%**		**2,5%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET				**1,16**		**6,6%**									

Anexa C3.1.3 S1 - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul factual S1, fără componentă regenerabilă

2022	S1	fără sursă nouă, cu sursă existentă													85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET TG CHP GN	EE TG CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	84,83	**63.111,36**									-		63.111,36	74.248,66
Februarie	28,0	71,54	**48.073,77**									-		48.073,77	56.557,37
Martie	31,0	56,00	**41.660,99**									-		41.660,99	49.012,92
Aprilie	30,0	30,67	**22.084,21**									-		22.084,21	25.981,42
Mai	31,0	11,34	**8.437,57**									-		8.437,57	9.926,55
Iunie	30,0	9,82	**7.073,37**									-		7.073,37	8.321,61
Iulie	31,0	9,43	**7.012,89**									-		7.012,89	8.250,46
August	31,0	9,06	**6.739,59**									-		6.739,59	7.928,92
Septembrie	**25,0**	11,68	**7.010,56**									-		7.010,56	8.247,72
Octombrie	31,0	27,32	**20.329,24**									-		20.329,24	23.916,75
Noiembrie	30,0	53,60	**38.593,81**									-		38.593,81	45.404,48
Decembrie	31,0	63,46	**47.211,99**									-		47.211,99	55.543,51
Total an	**360,0**		**317.339,33**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**317.339,33**	**373.340,38**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**0,0%**				**0,0%**		**0,0%**		**0,0%**		**100,0%**	
	Raport EE/ET			**n/a**		**n/a**									

2023	S1	fără sursă nouă, cu sursă existentă													85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET TG CHP GN	EE TG CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	86,98	**64.714,07**									-		64.714,07	76.134,20
Februarie	28,0	73,36	**49.294,60**									-		49.294,60	57.993,65
Martie	31,0	57,42	**42.718,97**									-		42.718,97	50.257,61
Aprilie	30,0	31,45	**22.645,03**									-		22.645,03	26.641,22
Mai	31,0	11,34	**8.437,57**									-		8.437,57	9.926,55
Iunie	30,0	9,82	**7.073,37**									-		7.073,37	8.321,61
Iulie	31,0	9,43	**7.012,89**									-		7.012,89	8.250,46
August	31,0	9,06	**6.739,59**									-		6.739,59	7.928,92
Septembrie	**25,0**	11,68	**7.010,56**									-		7.010,56	8.247,72
Octombrie	31,0	27,32	**20.329,24**									-		20.329,24	23.916,75
Noiembrie	30,0	54,96	**39.573,90**									-		39.573,90	46.557,53
Decembrie	31,0	65,07	**48.410,93**									-		48.410,93	56.954,04
Total an	**360,0**		**323.960,71**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**323.960,71**	**381.130,25**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**0,0%**				**0,0%**		**0,0%**		**0,0%**		**100,0%**	
	Raport EE/ET			**n/a**		**n/a**									

2024	S1	fără sursă nouă, cu sursă existentă												85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET TG CHP GN	EE TG CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	89,24	**66.396,91**									-		66.396,91	78.114,02
Februarie	29,0	72,67	**50.576,47**									-		50.576,47	59.501,73
Martie	31,0	58,91	**43.829,84**									-		43.829,84	51.564,52
Aprilie	30,0	32,27	**23.233,90**									-		23.233,90	27.334,00
Mai	31,0	11,34	**8.437,57**									-		8.437,57	9.926,55
Iunie	30,0	9,82	**7.073,37**									-		7.073,37	8.321,61
Iulie	31,0	9,43	**7.012,89**									-		7.012,89	8.250,46
August	31,0	9,06	**6.739,59**									-		6.739,59	7.928,92
Septembrie	**25,0**	11,68	**7.010,56**									-		7.010,56	8.247,72
Octombrie	31,0	27,32	**20.329,24**									-		20.329,24	23.916,75
Noiembrie	30,0	56,39	**40.602,99**									-		40.602,99	47.768,23
Decembrie	31,0	66,76	**49.669,83**									-		49.669,83	58.435,09
Total an	**361,0**		**330.913,16**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**330.913,16**	**389.309,60**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**0,0%**				**0,0%**		**0,0%**		**0,0%**		**100,0%**	
	Raport EE/ET			**n/a**		**n/a**									

2025	S1	cu sursă nouă (doar cu cazanele), cu completare din sursă existentă					**88,2%**		**95,0%**		**95,0%**		**95,0%**		**85,00%**
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET TG CHP GN	EE TG CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	84,28	**62.706,43**			1.484,53		59.303,53	62.424,77	3.402,91	3.582,01	62.706,43	66.006,77		
Februarie	**26,0**	76,55	**47.765,33**			1.130,81		44.911,27	47.275,03	2.854,05	3.004,26	47.765,33	50.279,29		
Martie	31,0	55,64	**41.393,69**			979,97		37.990,78	39.990,30	3.402,91	3.582,01	41.393,69	43.572,30		
Aprilie	30,0	30,48	**21.942,51**			519,47		18.649,38	19.630,92	3.293,14	3.466,46	21.942,51	23.097,38		
Mai	31,0	11,57	**8.606,32**			203,75		7.695,00	8.100,00	911,19	959,15	8.606,19	9.059,15		
Iunie	30,0	10,02	**7.214,83**			170,81		6.333,00	6.666,32	881,80	928,21	7.214,80	7.594,52		
Iulie	31,0	9,61	**7.153,15**			169,35		6.242,00	6.570,53	911,19	959,15	7.153,19	7.529,68		
August	31,0	9,24	**6.874,38**			162,75		5.963,00	6.276,84	911,19	959,15	6.874,19	7.235,99		
Septembrie	**13,8**	21,67	**7.150,78**			169,29		6.747,00	7.102,11	404,16	425,43	7.151,16	7.527,53		
Octombrie	31,0	27,87	**20.735,82**			490,91		19.825,00	20.868,42	911,19	959,15	20.736,19	21.827,57		
Noiembrie	30,0	53,26	**38.346,19**			907,82		35.053,06	36.897,95	3.293,14	3.466,46	38.346,19	40.364,41		
Decembrie	31,0	63,05	**46.909,07**			1.110,54		43.506,16	45.795,96	3.402,91	3.582,01	46.909,07	49.377,97		
Total an	**346,8**		**316.798,50**	-	-	**7.500,00**	-	**292.219,18**	**307.599,14**	**24.579,77**	**25.873,44**	**316.798,95**	**333.472,58**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**0,0%**				**92,2%**		**7,8%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET			**n/a**		**n/a**									

2026	S1	cu sursă nouă, integral					88,2%		95,0%		95,0%		90,1%		85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET TG CHP GN	EE TG CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	72,30	**53.793,13**	20.088,00	12.603,36	1.370,98	37.066,08	31.517,55	33.176,37	2.187,58	2.302,72	53.793,13	72.545,17		
Februarie	**26,0**	65,67	**40.975,80**	16.848,00	10.570,56	1.149,85	31.087,68	22.293,06	23.466,37	1.834,75	1.931,31	40.975,80	56.485,37		
Martie	31,0	47,73	**35.509,85**	20.088,00	12.603,36	1.370,98	37.066,08	13.234,27	13.930,81	2.187,58	2.302,72	35.509,85	53.299,61		
Aprilie	30,0	26,14	**18.823,53**	16.706,52	10.481,79	1.140,19	30.826,62	-	-	2.117,02	2.228,44	18.823,53	33.055,05		
Mai	31,0	11,80	**8.778,44**	8.192,68	5.140,15	559,14	15.117,01	-	-	585,77	616,60	8.778,44	15.733,60		
Iunie	30,0	10,22	**7.359,13**	6.792,26	4.261,51	463,56	12.532,98	-	-	566,87	596,71	7.359,13	13.129,68		
Iulie	31,0	9,81	**7.296,21**	6.710,44	4.210,18	457,98	12.382,01	-	-	585,77	616,60	7.296,21	12.998,61		
August	31,0	9,42	**7.011,86**	6.426,10	4.031,78	438,57	11.857,34	-	-	585,77	616,60	7.011,86	12.473,94		
Septembrie	**13,8**	22,10	**7.293,79**	7.033,98	4.413,17	480,06	12.978,99	-	-	**259,82**	273,49	7.293,79	13.252,48		
Octombrie	31,0	28,43	**21.150,54**	20.088,00	12.603,36	1.370,98	37.066,08	477,00	502,11	585,77	616,60	21.150,77	38.184,78		
Noiembrie	30,0	45,69	**32.895,54**	19.440,00	12.196,80	1.326,75	35.870,40	11.338,52	11.935,29	2.117,02	2.228,44	32.895,54	50.034,12		
Decembrie	31,0	54,09	**40.241,26**	20.088,00	12.603,36	1.370,98	37.066,08	17.965,68	18.911,24	2.187,58	2.302,72	40.241,26	58.280,04		
Total an	**346,75**		**281.129,10**	**168.501,97**	**105.719,38**	**11.500,00**	**310.917,34**	**96.826,07**	**101.922,18**	**15.801,28**	**16.632,93**	**281.129,32**	**429.472,44**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**59,9%**				**34,4%**		**5,6%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET			**0,63**		**10,9%**									

94.219,38

2027	S1	cu sursă nouă					88,2%		95,0%		95,0%		89,8%		85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET TG CHP GN	EE TG CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	65,94	**49.055,66**	20.088,00	12.603,36	1.447,23	37.066,08	27.590,29	29.042,42	1.377,37	1.449,86	49.055,66	67.558,36		
Februarie	**26,0**	59,88	**37.367,13**	16.848,00	10.570,56	1.213,80	31.087,68	19.363,92	20.383,08	1.155,21	1.216,01	37.367,13	52.686,77		
Martie	31,0	43,52	**32.382,56**	20.088,00	12.603,36	1.447,23	37.066,08	10.917,19	11.491,78	1.377,37	1.449,86	32.382,56	50.007,72		
Aprilie	30,0	23,84	**17.165,78**	15.832,84	9.933,64	1.140,67	29.214,52	-	-	1.332,94	1.403,09	17.165,78	30.617,61		
Mai	31,0	12,03	**8.954,01**	8.585,20	5.386,42	618,51	15.841,28	-	-	368,82	388,23	8.954,01	16.229,50		
Iunie	30,0	10,43	**7.506,31**	7.149,39	4.485,58	515,07	13.191,96	-	-	356,92	375,70	7.506,31	13.567,66		
Iulie	31,0	10,00	**7.442,13**	7.073,32	4.437,85	509,59	13.051,58	-	-	368,82	388,23	7.442,13	13.439,81		
August	31,0	9,61	**7.152,10**	6.783,29	4.255,88	488,70	12.516,42	-	-	368,82	388,23	7.152,10	12.904,65		
Septembrie	**13,8**	22,54	**7.439,67**	7.276,08	4.565,07	524,20	13.425,71	-	-	163,59	172,20	7.439,67	13.597,91		
Octombrie	31,0	29,00	**21.573,55**	20.088,00	12.603,36	1.447,23	37.066,08	1.116,74	1.175,51	368,82	388,23	21.573,55	38.629,82		
Noiembrie	30,0	41,66	**29.998,48**	19.440,00	12.196,80	1.400,54	35.870,40	9.225,55	9.711,10	1.332,94	1.403,09	29.998,48	46.984,59		
Decembrie	31,0	49,32	**36.697,28**	20.088,00	12.603,36	1.447,23	37.066,08	15.231,91	16.033,59	1.377,37	1.449,86	36.697,28	54.549,53		
Total an	**346,75**		**262.734,67**	**169.340,11**	**106.245,24**	**12.200,00**	**312.463,87**	**83.445,60**	**87.837,48**	**9.948,95**	**10.472,58**	**262.734,67**	**410.773,93**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**64,5%**				**31,8%**		**3,8%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET			**0,63**		**11,5%**									

2028	S1	cu sursă nouă					88,2%		95,0%		95,0%		89,7%		85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET TG CHP GN	EE TG CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	63,17	**46.996,13**	20.088,00	12.603,36	1.414,37	37.066,08	26.016,89	27.386,20	891,24	938,14	46.996,13	65.390,43		
Februarie	**26,0**	57,37	**35.798,33**	16.848,00	10.570,56	1.186,24	31.087,68	18.202,84	19.160,88	747,49	786,83	35.798,33	51.035,39		
Martie	31,0	41,70	**31.023,02**	20.088,00	12.603,36	1.414,37	37.066,08	10.043,79	10.572,41	891,24	938,14	31.023,02	48.576,63		
Aprilie	30,0	22,84	**16.445,09**	15.582,61	9.776,64	1.097,15	28.752,80	-	-	862,49	907,88	16.445,09	29.660,68		
Mai	31,0	12,28	**9.133,09**	8.894,45	5.580,44	626,24	16.411,90	-	-	238,65	251,21	9.133,09	16.663,11		
Iunie	30,0	10,63	**7.656,44**	7.425,49	4.658,81	522,82	13.701,41	-	-	230,95	243,10	7.656,44	13.944,51		
Iulie	31,0	10,20	**7.590,98**	7.352,33	4.612,91	517,67	13.566,41	-	-	238,65	251,21	7.590,98	13.817,62		
August	31,0	9,81	**7.295,14**	7.056,50	4.427,30	496,84	13.020,55	-	-	238,65	251,21	7.295,14	13.271,75		
Septembrie	**13,8**	23,00	**7.588,46**	7.482,61	4.694,64	526,84	13.806,80	-	-	105,85	111,42	7.588,46	13.918,22		
Octombrie	31,0	29,58	**22.005,02**	20.088,00	12.603,36	1.414,37	37.066,08	1.678,38	1.766,71	238,65	251,21	22.005,02	39.084,00		
Noiembrie	30,0	39,92	**28.739,04**	19.440,00	12.196,80	1.368,74	35.870,40	8.436,55	8.880,58	862,49	907,88	28.739,04	45.658,86		
Decembrie	31,0	47,25	**35.156,60**	20.088,00	12.603,36	1.414,37	37.066,08	14.177,36	14.923,54	891,24	938,14	35.156,60	52.927,76		
Total an	**346,8**		**255.427,35**	**170.433,98**	**106.931,54**	**12.000,00**	**314.482,26**	**78.555,80**	**82.690,32**	**6.437,56**	**6.776,38**	**255.427,35**	**403.948,96**	**-**	**-**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**66,7%**				**30,8%**		**2,5%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET			**0,63**		**11,2%**									

2029	S1	cu sursă nouă					88,2%		95,0%		95,0%		89,7%		85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET TG CHP GN	EE TG CHP GN	EEC Sursă Nouă	EF MT CHP GN	ET CA GN	EF CA GN	ET CAS GN	EF CAS GN	ET Sursă Nouă	EF Sursă Nouă	ET CAF ex GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET1 (MWh)	EE1 (MWh)	EEC (MWh)	EF1 (MWh)	ET2 (MWh)	EF2 (MWh)	ET3 (MWh)	EF3 (MWh)	ETS (MWh)	EFS (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	63,17	**46.996,13**	20.088,00	12.603,36	1.414,37	37.066,08	26.016,89	27.386,20	891,24	938,14	46.996,13	65.390,43		
Februarie	**26,0**	57,37	**35.798,33**	16.848,00	10.570,56	1.186,24	31.087,68	18.202,84	19.160,88	747,49	786,83	35.798,33	51.035,39		
Martie	31,0	41,70	**31.023,02**	20.088,00	12.603,36	1.414,37	37.066,08	10.043,79	10.572,41	891,24	938,14	31.023,02	48.576,63		
Aprilie	30,0	22,84	**16.445,09**	15.582,61	9.776,64	1.097,15	28.752,80	-	-	862,49	907,88	16.445,09	29.660,68		
Mai	31,0	12,28	**9.133,09**	8.894,45	5.580,44	626,24	16.411,90	-	-	238,65	251,21	9.133,09	16.663,11		
Iunie	30,0	10,63	**7.656,44**	7.425,49	4.658,81	522,82	13.701,41	-	-	230,95	243,10	7.656,44	13.944,51		
Iulie	31,0	10,20	**7.590,98**	7.352,33	4.612,91	517,67	13.566,41	-	-	238,65	251,21	7.590,98	13.817,62		
August	31,0	9,81	**7.295,14**	7.056,50	4.427,30	496,84	13.020,55	-	-	238,65	251,21	7.295,14	13.271,75		
Septembrie	**13,8**	23,00	**7.588,46**	7.482,61	4.694,64	526,84	13.806,80	-	-	105,85	111,42	7.588,46	13.918,22		
Octombrie	31,0	29,58	**22.005,02**	20.088,00	12.603,36	1.414,37	37.066,08	1.678,38	1.766,71	238,65	251,21	22.005,02	39.084,00		
Noiembrie	30,0	39,92	**28.739,04**	19.440,00	12.196,80	1.368,74	35.870,40	8.436,55	8.880,58	862,49	907,88	28.739,04	45.658,86		
Decembrie	31,0	47,25	**35.156,60**	20.088,00	12.603,36	1.414,37	37.066,08	14.177,36	14.923,54	891,24	938,14	35.156,60	52.927,76		
Total an	**346,8**		**255.427,35**	**170.433,98**	**106.931,54**	**12.000,00**	**314.482,26**	**78.555,80**	**82.690,32**	**6.437,56**	**6.776,38**	**255.427,35**	**403.948,96**	**-**	**-**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**66,7%**				**30,8%**		**2,5%**		**100,0%**		**0,0%**	
	Raport EE/ET			**0,63**		**11,2%**									

Anexa C3.1.4 SR - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul contrafactual (de referință) SR

2022	SR	cu sursă existentă					85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET CAF echiv GN	ET CAS echiv GN	ET CT conv GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET2 (MWh)	ET3 (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	84,83	**63.111,36**	59.465,39	3.645,97	63.111,36	74.248,66
Februarie	28,0	71,54	**48.073,77**	44.780,63	3.293,14	48.073,77	56.557,37
Martie	31,0	56,00	**41.660,99**	38.015,01	3.645,97	41.660,99	49.012,92
Aprilie	30,0	30,67	**22.084,21**	18.555,85	3.528,36	22.084,21	25.981,42
Mai	31,0	11,34	**8.437,57**	7.461,29	976,28	8.437,57	9.926,55
Iunie	30,0	9,82	**7.073,37**	6.128,58	944,78	7.073,37	8.321,61
Iulie	31,0	9,43	**7.012,89**	6.036,61	976,28	7.012,89	8.250,46
August	31,0	9,06	**6.739,59**	5.763,31	976,28	6.739,59	7.928,92
Septembrie	**25,0**	11,68	**7.010,56**	6.223,24	787,32	7.010,56	8.247,72
Octombrie	31,0	27,32	**20.329,24**	19.352,96	976,28	20.329,24	23.916,75
Noiembrie	30,0	53,60	**38.593,81**	35.065,45	3.528,36	38.593,81	45.404,48
Decembrie	31,0	63,46	**47.211,99**	43.566,01	3.645,97	47.211,99	55.543,51
Total an	**360,0**		**317.339,33**	**290.414,34**	**26.924,98**	**317.339,33**	**373.340,38**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**91,5%**	**8,5%**	**100,0%**	
	Raport EE/ET						

2023	SR	cu sursă existentă					85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET CAF echiv GN	ET CAS echiv GN	ET CT conv GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET2 (MWh)	ET3 (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	86,98	**64.714,07**	60.825,03	3.889,04	64.714,07	76.134,20
Februarie	28,0	73,36	**49.294,60**	45.781,92	3.512,68	49.294,60	57.993,65
Martie	31,0	57,42	**42.718,97**	38.829,93	3.889,04	42.718,97	50.257,61
Aprilie	30,0	31,45	**22.645,03**	18.881,45	3.763,58	22.645,03	26.641,22
Mai	31,0	11,34	**8.437,57**	7.396,20	1.041,36	8.437,57	9.926,55
Iunie	30,0	9,82	**7.073,37**	6.065,60	1.007,77	7.073,37	8.321,61
Iulie	31,0	9,43	**7.012,89**	5.971,53	1.041,36	7.012,89	8.250,46
August	31,0	9,06	**6.739,59**	5.698,22	1.041,36	6.739,59	7.928,92
Septembrie	**25,0**	11,68	**7.010,56**	6.170,76	839,81	7.010,56	8.247,72
Octombrie	31,0	27,32	**20.329,24**	19.287,88	1.041,36	20.329,24	23.916,75
Noiembrie	30,0	54,96	**39.573,90**	35.810,32	3.763,58	39.573,90	46.557,53
Decembrie	31,0	65,07	**48.410,93**	44.521,89	3.889,04	48.410,93	56.954,04
Total an	**360,0**		**323.960,71**	**295.240,73**	**28.719,98**	**323.960,71**	**381.130,25**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**91,1%**	**8,9%**	**100,0%**	
	Raport EE/ET						

2024	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET CAF echiv GN	ET CAS echiv GN	ET CT conv GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET2 (MWh)	ET3 (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	89,24	**66.396,91**	62.345,83	4.051,08	66.396,91	72.170,56
Februarie	29,0	72,67	**50.576,47**	46.786,75	3.789,72	50.576,47	54.974,43
Martie	31,0	58,91	**43.829,84**	39.778,76	4.051,08	43.829,84	47.641,13
Aprilie	30,0	32,27	**23.233,90**	19.313,50	3.920,40	23.233,90	25.254,24
Mai	31,0	11,34	**8.437,57**	7.352,81	1.084,75	8.437,57	9.171,27
Iunie	30,0	9,82	**7.073,37**	6.023,61	1.049,76	7.073,37	7.688,44
Iulie	31,0	9,43	**7.012,89**	5.928,14	1.084,75	7.012,89	7.622,71
August	31,0	9,06	**6.739,59**	5.654,83	1.084,75	6.739,59	7.325,64
Septembrie	**25,0**	11,68	**7.010,56**	6.135,76	874,80	7.010,56	7.620,18
Octombrie	31,0	27,32	**20.329,24**	19.244,49	1.084,75	20.329,24	22.097,00
Noiembrie	30,0	56,39	**40.602,99**	36.682,59	3.920,40	40.602,99	44.133,69
Decembrie	31,0	66,76	**49.669,83**	45.618,75	4.051,08	49.669,83	53.988,94
Total an	**361,0**		**330.913,16**	**300.865,83**	**30.047,33**	**330.913,16**	**359.688,22**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**90,9%**	**9,1%**	**100,0%**	
	Raport EE/ET						

2025	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET CAF echiv GN	ET CAS echiv GN	ET CT conv GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET2 (MWh)	ET3 (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	84,28	**62.706,43**	59.303,53	3.402,91	62.706,43	68.159,17
Februarie	**26,0**	76,55	**47.765,33**	44.911,27	2.854,05	47.765,33	51.918,83
Martie	31,0	55,64	**41.393,69**	37.990,78	3.402,91	41.393,69	44.993,14
Aprilie	30,0	30,48	**21.942,51**	18.649,38	3.293,14	21.942,51	23.850,56
Mai	31,0	11,57	**8.606,32**	7.695,12	911,19	8.606,32	9.354,69
Iunie	30,0	10,02	**7.214,83**	6.333,03	881,80	7.214,83	7.842,21
Iulie	31,0	9,61	**7.153,15**	6.241,96	911,19	7.153,15	7.775,16
August	31,0	9,24	**6.874,38**	5.963,19	911,19	6.874,38	7.472,15
Septembrie	**13,8**	21,67	**7.150,78**	6.746,62	404,16	7.150,78	7.772,58
Octombrie	31,0	27,87	**20.735,82**	19.824,63	911,19	20.735,82	22.538,94
Noiembrie	30,0	53,26	**38.346,19**	35.053,06	3.293,14	38.346,19	41.680,64
Decembrie	31,0	63,05	**46.909,07**	43.506,16	3.402,91	46.909,07	50.988,12
Total an	**346,75**		**316.798,50**	**292.218,73**	**24.579,77**	**316.798,50**	**344.346,20**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**92,2%**	**7,8%**	**100,0%**	
	Raport EE/ET						

2026	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET CAF echiv GN	ET CAS echiv GN	ET CT conv GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET2 (MWh)	ET3 (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	72,30	**53.793,13**	51.605,55	2.187,58	53.793,13	58.470,80
Februarie	**26,0**	65,67	**40.975,80**	39.141,06	1.834,75	40.975,80	44.538,92
Martie	31,0	47,73	**35.509,85**	33.322,27	2.187,58	35.509,85	38.597,66
Aprilie	30,0	26,14	**18.823,53**	16.706,52	2.117,02	18.823,53	20.460,36
Mai	31,0	11,80	**8.778,44**	8.192,68	585,77	8.778,44	9.541,79
Iunie	30,0	10,22	**7.359,13**	6.792,26	566,87	7.359,13	7.999,05
Iulie	31,0	9,81	**7.296,21**	6.710,44	585,77	7.296,21	7.930,66
August	31,0	9,42	**7.011,86**	6.426,10	585,77	7.011,86	7.621,59
Septembrie	**13,8**	22,10	**7.293,79**	7.033,98	**259,82**	7.293,79	7.928,03
Octombrie	31,0	28,43	**21.150,54**	20.564,78	585,77	21.150,54	22.989,72
Noiembrie	30,0	45,69	**32.895,54**	30.778,52	2.117,02	32.895,54	35.756,02
Decembrie	31,0	54,09	**40.241,26**	38.053,68	2.187,58	40.241,26	43.740,50
Total an	**346,75**		**281.129,10**	**265.327,82**	**15.801,28**	**281.129,10**	**305.575,10**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**94,4%**	**5,6%**	**100,0%**	
	Raport EE/ET						

2027	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET CAF echiv GN	ET CAS echiv GN	ET CT conv GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET2 (MWh)	ET3 (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	65,94	**49.055,66**	47.678,29	1.377,37	49.055,66	53.321,37
Februarie	**26,0**	59,88	**37.367,13**	36.211,92	1.155,21	37.367,13	40.616,45
Martie	31,0	43,52	**32.382,56**	31.005,19	1.377,37	32.382,56	35.198,43
Aprilie	30,0	23,84	**17.165,78**	15.832,84	1.332,94	17.165,78	18.658,45
Mai	31,0	12,03	**8.954,01**	8.585,20	368,82	8.954,01	9.732,62
Iunie	30,0	10,43	**7.506,31**	7.149,39	356,92	7.506,31	8.159,04
Iulie	31,0	10,00	**7.442,13**	7.073,32	368,82	7.442,13	8.089,28
August	31,0	9,61	**7.152,10**	6.783,29	368,82	7.152,10	7.774,02
Septembrie	**13,8**	22,54	**7.439,67**	7.276,08	**163,59**	7.439,67	8.086,59
Octombrie	31,0	29,00	**21.573,55**	21.204,74	368,82	21.573,55	23.449,51
Noiembrie	30,0	41,66	**29.998,48**	28.665,55	1.332,94	29.998,48	32.607,05
Decembrie	31,0	49,32	**36.697,28**	35.319,91	1.377,37	36.697,28	39.888,35
Total an	**346,75**		**262.734,67**	**252.785,72**	**9.948,95**	**262.734,67**	**285.581,16**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**96,2%**	**3,8%**	**100,0%**	
	Raport EE/ET						

2028	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET CAF echiv GN	ET CAS echiv GN	ET CT conv GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET2 (MWh)	ET3 (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	63,17	**46.996,13**	46.104,89	891,24	46.996,13	51.082,75
Februarie	**26,0**	57,37	**35.798,33**	35.050,84	747,49	35.798,33	38.911,23
Martie	31,0	41,70	**31.023,02**	30.131,79	891,24	31.023,02	33.720,68
Aprilie	30,0	22,84	**16.445,09**	15.582,61	862,49	16.445,09	17.875,10
Mai	31,0	12,28	**9.133,09**	8.894,45	238,65	9.133,09	9.927,27
Iunie	30,0	10,63	**7.656,44**	7.425,49	230,95	7.656,44	8.322,22
Iulie	31,0	10,20	**7.590,98**	7.352,33	238,65	7.590,98	8.251,06
August	31,0	9,81	**7.295,14**	7.056,50	238,65	7.295,14	7.929,50
Septembrie	**13,8**	23,00	**7.588,46**	7.482,61	**105,85**	7.588,46	8.248,33
Octombrie	31,0	29,58	**22.005,02**	21.766,38	238,65	22.005,02	23.918,50
Noiembrie	30,0	39,92	**28.739,04**	27.876,55	862,49	28.739,04	31.238,09
Decembrie	31,0	47,25	**35.156,60**	34.265,36	891,24	35.156,60	38.213,69
Total an	**346,8**		**255.427,35**	**248.989,79**	**6.437,56**	**255.427,35**	**277.638,42**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**97,5%**	**2,5%**	**100,0%**	
	Raport EE/ET						

2029	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură mediie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET CAF echiv GN	ET CAS echiv GN	ET CT conv GN	EF CAF ex GN
	NZ (zile)	Qtl (MWt)	ETG (MWh)	ET2 (MWh)	ET3 (MWh)	ET4 (MWh)	EF4 (MWh)
Ianuarie	31,0	63,17	**46.996,13**	46.104,89	891,24	46.996,13	51.082,75
Februarie	**26,0**	57,37	**35.798,33**	35.050,84	747,49	35.798,33	38.911,23
Martie	31,0	41,70	**31.023,02**	30.131,79	891,24	31.023,02	33.720,68
Aprilie	30,0	22,84	**16.445,09**	15.582,61	862,49	16.445,09	17.875,10
Mai	31,0	12,28	**9.133,09**	8.894,45	238,65	9.133,09	9.927,27
Iunie	30,0	10,63	**7.656,44**	7.425,49	230,95	7.656,44	8.322,22
Iulie	31,0	10,20	**7.590,98**	7.352,33	238,65	7.590,98	8.251,06
August	31,0	9,81	**7.295,14**	7.056,50	238,65	7.295,14	7.929,50
Septembrie	**13,8**	23,00	**7.588,46**	7.482,61	**105,85**	7.588,46	8.248,33
Octombrie	31,0	29,58	**22.005,02**	21.766,38	238,65	22.005,02	23.918,50
Noiembrie	30,0	39,92	**28.739,04**	27.876,55	862,49	28.739,04	31.238,09
Decembrie	31,0	47,25	**35.156,60**	34.265,36	891,24	35.156,60	38.213,69
Total an	**346,75**		**255.427,35**	**248.989,79**	**6.437,56**	**255.427,35**	**277.638,42**
	Cotă ET (raportată la ETG)		**100,0%**	**97,5%**	**2,5%**	**100,0%**	
	Raport EE/ET						

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.2. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S1

			Val. primul an	Val. med. an	Val. ultimul an	Val. totală
Perioadă	AN		2026	22	2047	22
	Perioada de analiză financiară		-	-	-	-
	Perioada de reabilitare rețele					
NECESAR ET	Status set date		-	-	-	-
	Volum apă adaos		148.602,60	66.045,60	60.541,80	1.684.162,80
	Energie Termică Vândută		203.865,48	223.325,37	224.761,69	5.107.315,67
		Rată de variație anuală ETV	-	-	-	-
		Cotă ETV din necesar ETG	72,5%	86,9%	88,0%	85,6%
	Energie Termică Pierdută		77.263,62	33.602,39	30.665,65	861.893,53
		Rată de variație anuală ETP	-	-	-	-
		Cotă ETP din necesar ETG	27,5%	13,1%	12,0%	
	Energie Termică Produsă la Gard		281.129,10	256.927,76	255.427,35	5.969.209,20
		Rată de variație anuală ETG	-	-	-	-
	MT CHP GN	Energie Termică produsă în cogenerare	168.501,97	170.296,44	170.433,98	3.746.521,77
		Cotă ET1 din necesar ETG	59,9%	66,3%	66,7%	62,8%
		Energie Electrică produsă în cogenerare	105.719,38	106.845,25	106.931,54	2.350.595,51
		Energie Electrică consumată de noua sursă	11.500,00	11.986,36	12.000,00	271.200,00
		Energie Electrică livrată în SE de racord la SEN	94.219,38	94.858,89	94.931,54	2.079.395,51
		Energie Combustibil consumat în cogenerare	310.917,34	314.228,48	314.482,26	6.913.026,46
		Randament electric în cogenerare, brut	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
		Randament termic în cogenerare	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%
		Randament global în cogenerare, brut	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%
		Randament electric în cogenerare, net	30,3%	30,2%	30,2%	30,1%
		Randament global în cogenerare, net	84,5%	84,4%	84,4%	84,3%
		Randament electric de referință, producere EE separată	46,6%	48,8%	48,8%	48,8%
		Randament termic de referință, producere ET separată	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Economie de energie primară în cogenerare, cf. EED	24,2%	22,3%	22,3%	22,3%
			88.995,62	89.965,40	90.038,30	1.979.238,91
		Cantitate emisie CO2 în cogenerare	62.792,87	63.461,58	63.512,84	1.396.154,82
		Reducere emisie CO2 în cogenerare	17.973,56	18.169,41	18.184,14	399.727,09
		Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, brut	228,99	228,99	228,99	228,99
		Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, net	239,01	239,34	239,34	239,65
	CA GN	Energie Termică de vârf produsă cu cazanele de apă caldă	96.826,07	79.608,53	78.555,80	2.043.606,94
		Cotă ET2 din necesar ETG	34,4%	31,0%	30,8%	34,2%
		Energie Combustibil consumat de cazanele de apă caldă	101.922,18	83.798,46	82.690,32	2.151.165,20
		Randament termic cazane de apă caldă	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.2. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S1

Perioadă	AN		Val. primul an	Val. med. an	Val. ultimul an	Val. totală
	Perioada de analiză financiară		2026	22	2047	22
	Perioada de reabilitare rețele		-	-	-	-
SURSE	CAS GN	Energie Termică de degazare și preparare apă adaos	15.801,28	7.022,79	6.437,56	179.081,16
		Cotă ET3 din necesar ETG	5,6%	2,7%	2,5%	3,0%
		Energie Combustibil consumat de cazanele de abur	16.632,93	7.392,41	6.776,38	188.506,49
		Randament termic cazane de abur	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
	CA + CAS B GN	Energie Termică produsă de cazanele pe gaz	112.627,35	86.631,33	84.993,36	2.222.688,11
		Cotă ET23 din necesar ETG	40,1%	33,7%	33,3%	37,2%
		Energie Combustibil consumat de cazanele pe gaz	118.555,10	91.190,87	89.466,70	2.339.671,69
		Randament termic cazane pe gaz	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
		Randament termic de referință, producere ET separată	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Economie de energie primară, cf. EED	3.865,93	2.973,62	2.917,39	76.293,64
		Cantitate emisie CO2 aferentă cazanelor pe gaz	23.943,39	18.416,91	18.068,69	472.520,09
		Reducere emisie CO2 aferentă cazanelor pe gaz	780,76	600,55	589,20	15.408,26
		Factor de emisie specifică CO2 aferent cazanelor pe gaz	212,59	212,59	212,59	212,59
	CONFIG SURSĂ NOUĂ CHP + B GN	Energie Termică produsă de configurație	281.129,32	256.927,77	255.427,35	5.969.209,87
		Cotă ETS din necesar ETG	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
		Energie Combustibil consumat de configurație	429.472,44	405.419,34	403.948,96	9.252.698,15
		Randament global configurație	90,1%	89,7%	89,7%	89,9%
		Economie de energie primară, configurație, cf. EED	92.861,55	92.939,02	92.955,70	2.055.532,55
		Cantitate de emisie CO2 configurație	86.736,25	81.878,49	81.581,53	1.868.674,92
		Reducere emisie CO2 configurație	18.754,32	18.769,96	18.773,33	415.135,35
		Factor de emisie specifică CO2 configurație, brut	224,21	225,08	225,14	224,61
		Factor de emisie specifică CO2 configurație, net	231,08	232,75	232,85	232,17
	CAF echiv B ref GN	Energie Termică produsă de instalația existentă	-	-	-	-
		Cotă ET4 din necesar ETG	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
		Energie Combustibil consumat de instalația existentă	0,00	0,00	0,00	0,00
		Randament termic instalație existentă	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
		Cantitate de emisie CO2 instalație existentă	n/a	#DIV/0!	n/a	0,00
		Energie Termică produsă de instalația alternativă (contrafactual)	281.129,10	256.927,76	255.427,35	5.969.209,20
		Cotă ET SR din necesar ETG	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	305.575,10	279.269,30	277.638,42	6.488.270,87
		Randament termic instalație alternativă	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	61.713,95	56.401,23	56.071,86	1.310.371,18
		Reducere / creștere emisie CO2 configurație sursă nouă vs. instalație alternativă	25.022,31	25.477,26	25.509,68	558.303,73
	CHP	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - HE CHP (2T)	6.240,8	6.307,3	6.312,4	138.760,1
	CA	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - CA (4C)	968,3	796,1	785,6	20.436,1
	CAS	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - CAS (1C)	2.140,7	951,4	872,1	24.260,8
	CHP	Cotă energie primară combustibil consumat pentru producerea EE în cogenerare	38,6%	38,6%	38,6%	
		Energie primară combustibil consumat pentru producerea EE în cogenerare	119.866,63	121.143,16	121.241,00	2.665.149,48
		Cantitate de emisie CO2 aferentă producerii EE în cogenerare	24.208,26	24.466,07	24.485,83	538.253,59
		Emisie specifică CO2 raportată la EE produsă (brută)	228,99	228,99	228,99	
		Emisie specifică CO2 raportată la EE livrată în SEN (netă)	256,94	257,92	257,93	
		Emisie maximă NOx	31,00	31,00	31,00	
		Debit orar emisie NOx	7,25	7,25	7,25	
		Cantitate anuală maximă NOx	45,27	45,75	45,79	1.006,57
		Emisie maximă CO	31,00	31,00	31,00	
		Debit orar emisie CO	7,25	7,25	7,25	
		Cantitate anuală maximă CO	45,27	45,75	45,79	1.006,57

C3.2. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S1

Y	yyyy	1	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
YAF	y	2	0	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
YRT	y	3	0	0	0	1	2	3	4	5	6	0	0	0	0	0	0	0
-	-	4	referință	ipoteză	ipoteză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză
VAD	m3/an	5	-	-	253.476,00	270.374,40	282.840,00	231.159,60	148.602,60	93.564,60	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
ETV	MWh/an	6	-	-	**184.912,00**	**184.912,00**	**184.912,00**	**194.157,60**	**203.865,48**	**214.058,75**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**
rv	%	7	0,0%	0,0%	ref	0,0%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cv	%	8	0,0%	0,0%	58,3%	57,1%	55,9%	61,3%	72,5%	81,5%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%
ETP	MWh/an	9	-	-	**132.427,33**	**139.048,71**	**146.001,16**	**122.640,90**	**77.263,62**	**48.675,92**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**
rp	%	10	0,0%	0,0%	ref	5,0%	5,0%	-16,0%	-37,0%	-37,0%	-37,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cp	%	11	0,0%	0,0%	41,7%	42,9%	44,1%	38,7%	27,5%	18,5%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%
ETG	MWh/an	12	-	-	**317.339,33**	**323.960,71**	**330.913,16**	**316.798,50**	**281.129,10**	**262.734,67**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
rg	%	13	0,0%	0,0%	ref	2,1%	2,1%	-4,3%	-11,3%	-6,5%	-2,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ET1	MWh/an	14	-	-	-	-	-	-	168.501,97	169.340,11	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98
c1	%	15	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	59,9%	64,5%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%
EE1	MWh/an	16	-	-	-	-	-	-	105.719,38	106.245,24	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54
EEC1	MWh/an	17	-	-	-	-	-	7.500,00	11.500,00	12.200,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00
EEN1	MWh/an	18	-	-	-	-	-	- 7.500,00	94.219,38	94.045,24	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
EF1	MWh/an	19	-	-	-	-	-	-	310.917,34	312.463,87	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26
ηe	%	20	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
ηt	%	21	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%
ηg	%	22	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%
ηen	%	23	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	30,3%	30,1%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%
ηgn	%	24	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	84,5%	84,3%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%
ηe,ref	%	25	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%
ηt,ref	%	26	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
EEP	%	27	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%
ΔEF1	MWh/an	28	-	-	-	-	-	-	88.995,62	89.477,19	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30
MC1	tCO2/an	29	-	-	-	-	-	-	62.792,87	63.105,20	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84
ΔMC1	tCO2/an	30	-	-	-	-	-	-	17.973,56	18.070,81	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14
FES1	gCO2/kWh	31	-	-	-	-	-	-	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99
FES1n	gCO2/kWh	32	-	-	-	-	-	-	239,01	239,59	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34
ET2	MWh/an	33	-	-	-	-	-	292.219,18	96.826,07	83.445,60	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80
c2	%	34	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,2%	34,4%	31,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%
EF2	MWh/an	35	-	-	-	-	-	307.599,14	101.922,18	87.837,48	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
ηb1	%	36	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%

C3.2. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S1

Y	yyyy	1	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
YAF	y	2	0	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
YRT	y	3	0	0	0	1	2	3	4	5	6	0	0	0	0	0	0	0
ET3	MWh/an	37	-	-	-	-	-	24.579,77	15.801,28	9.948,95	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56
c3	%	38	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,8%	5,6%	3,8%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
EF3	MWh/an	39	-	-	-	-	-	25.873,44	16.632,93	10.472,58	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
ηb3	%	40	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
ET23	MWh/an	41	-	-	-	-	-	316.798,95	112.627,35	93.394,56	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36
c23	%	42	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	40,1%	35,5%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%
EF23	MWh/an	43	-	-	-	-	-	333.472,58	118.555,10	98.310,06	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70
ηb23	%	44	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
ηt,ref	%	45	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
ΔEF23	MWh/an	46	-	-	-	-	-	10.874,11	3.865,93	3.205,76	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39
MC23	tCO2/an	47	-	-	-	-	-	67.348,12	23.943,39	19.854,70	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69
ΔMC23	tCO2/an	48	-	-	-	-	-	2.196,13	780,76	647,44	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20
FES23	gCO2/kWh	49	-	-	-	-	-	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59
ETS	MWh/an	50	-	-	-	-	-	316.798,95	281.129,32	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
cs	%	51	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EFS	MWh/an	52	-	-	-	-	-	333.472,58	429.472,44	410.773,93	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96
ηgs	%	53	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	90,1%	89,8%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%
ΔEFS	MWh/an	54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10.874,11	92.861,55	92.682,95	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70
MCS	tCO2/an	55	-	-	-	-	-	67.348,12	86.736,25	82.959,90	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53
ΔMCS	tCO2/an	56	-	-	-	-	-	2.196,13	18.754,32	18.718,25	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33
FESS	gCO2/kWh	57	-	-	-	-	-	212,59	224,21	224,84	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14
FESSn	gCO2/kWh	58	-	-	-	-	-	217,74	231,08	232,52	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85
ET4	MWh/an	59	-	-	317.339,33	323.960,71	330.913,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c4	%	60	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EF4	MWh/an	61	0,00	0,00	373.340,38	381.130,25	389.309,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ηb4	%	62	0,0%	0,0%	85,0%	85,0%	85,0%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
MC4	tCO2/an	63	0,00	0,00	75.399,82	76.973,06	78.624,97	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
ET SR	MWh/an	64	-	-	-	-	330.913,16	316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
csr	%	65	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EF SR	MWh/an	66	-	-	-	-	359.688,22	344.346,20	305.575,10	285.581,16	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42
ηb SR	%	67	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
MC SR	tCO2/an	68	-	-	-	-	72.642,63	69.544,16	61.713,95	57.675,97	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
ΔMC SR	tCO2/an	69	-	-	-	-	-	- 2.196,04	25.022,31	25.283,93	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68
Hom1	oh	70							6.240,81	6.271,86	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37
Hom2	oh	71						2.922,19	968,26	834,46	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56
Hom3	oh	72						3.329,91	2.140,66	1.347,82	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12
ae = EE/(EE+ET)	%	73							38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%
EFE = ae*EF	MWh/an	74							119.866,63	120.462,86	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00
MCE = ae*MC = EFE*FE	tCO2/an	75							24.208,26	24.328,68	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83
FESE = MCE* 1000/EE	gCO2/kWh(e)	76							228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99
FESNE = MCE* 1000/EEN	gCO2/kWh(e)	77							256,94	258,69	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93
NOX	mg/Nm3	78							31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00
qnox	kg/h	79							7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
MNOX = qnox *Hom1	t/an	80							45,27	45,50	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79
CO	mg/Nm3	81							31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00
qco	kg/h	82							7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
MCO = qco * Hom1	t/an	83							45,27	45,50	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79

C3.2. Centralizator producții, c consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S1

Y	yyyy	1	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
YAF	y	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	0	0	0
YRT	y	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	-	4	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză
VAD	m3/an	5	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
ETV	MWh/an	6	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**
rv	%	7	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cv	%	8	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%
ETP	MWh/an	9	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**
rp	%	10	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cp	%	11	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%
ETG	MWh/an	12	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
rg	%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ET1	MWh/an	14	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98
c1	%	15	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%
EE1	MWh/an	16	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54
EEC1	MWh/an	17	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00
EEN1	MWh/an	18	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
EF1	MWh/an	19	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26
ηe	%	20	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%	34,0%
ηt	%	21	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%	54,2%
ηg	%	22	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%
ηen	%	23	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%	30,2%
ηgn	%	24	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%
ηe,ref	%	25	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%
ηt,ref	%	26	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
EEP	%	27	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%
ΔEF1	MWh/an	28	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30	90.038,30
MC1	tCO2/an	29	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84
ΔMC1	tCO2/an	30	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14	18.184,14
FES1	gCO2/kWh	31	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99
FES1n	gCO2/kWh	32	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34	239,34
ET2	MWh/an	33	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80
c2	%	34	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%
EF2	MWh/an	35	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
ηb1	%	36	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%

C3.2. Centralizator producții, c consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S1

Y	yyyy	1	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
YAF	y	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	0	0	0
YRT	y	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ET3	MWh/an	37	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56
c3	%	38	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
EF3	MWh/an	39	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
ηb3	%	40	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
ET23	MWh/an	41	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36
c23	%	42	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%
EF23	MWh/an	43	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70
ηb23	%	44	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
ηt,ref	%	45	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
ΔEF23	MWh/an	46	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39
MC23	tCO2/an	47	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69
ΔMC23	tCO2/an	48	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20
FES23	gCO2/kWh	49	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59
ETS	MWh/an	50	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
cs	%	51	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EFS	MWh/an	52	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96	403.948,96
ηgs	%	53	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%
ΔEFS	MWh/an	54	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70	92.955,70
MCS	tCO2/an	55	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53
ΔMCS	tCO2/an	56	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33	18.773,33
FESS	gCO2/kWh	57	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14	225,14
FESSn	gCO2/kWh	58	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85	232,85
ET4	MWh/an	59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c4	%	60	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EF4	MWh/an	61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ηb4	%	62	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
MC4	tCO2/an	63	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
ET SR	MWh/an	64	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
csr	%	65	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EF SR	MWh/an	66	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42
ηb SR	%	67	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
MC SR	tCO2/an	68	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
ΔMC SR	tCO2/an	69	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68	25.509,68
Hom1	oh	70	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37
Hom2	oh	71	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56
Hom3	oh	72	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12
ae = EE/(EE+ET)	%	73	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%	38,6%
EFE = ae*EF	MWh/an	74	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00	121.241,00
MCE = ae*MC = EFE*FE	tCO2/an	75	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83	24.485,83
FESE = MCE* 1000/EE	gCO2/kWh(e)	76	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99	228,99
FESNE = MCE* 1000/EEN	gCO2/kWh(e)	77	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93	257,93
NOX	mg/Nm3	78	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00
qnox	kg/h	79	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
MNOX = qnox *Hom1	t/an	80	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79
CO	mg/Nm3	81	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00
qco	kg/h	82	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
MCO = qco * Hom1	t/an	83	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.3. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S2

			Val. primul an	Val. med. an	Val. ultimul an	Val. totală
Perioadă	AN		2026	22	2047	22
	Perioada de analiză financiară		-	-	-	-
	Perioada de reabilitare rețele					
NECESAR ET	Status set date		-	-	-	-
	Volum apă adaos		148.602,60	66.045,60	60.541,80	1.684.162,80
	Energie Termică Vândută		203.865,48	223.325,37	224.761,69	5.107.315,67
		Rată de variație anuală ETV	-	-	-	-
		Cotă ETV din necesar ETG	72,5%	86,9%	88,0%	85,6%
	Energie Termică Pierdută		77.263,62	33.602,39	30.665,65	861.893,53
		Rată de variație anuală ETP	-	-	-	-
		Cotă ETP din necesar ETG	27,5%	13,1%	12,0%	
	Energie Termică Produsă la Gard		281.129,10	256.927,76	255.427,35	5.969.209,20
		Rată de variație anuală ETG	-	-	-	-
	MT CHP GN	Energie Termică produsă în cogenerare	168.501,97	170.296,44	170.433,98	3.746.521,77
		Cotă ET1 din necesar ETG	59,9%	66,3%	66,7%	62,8%
		Energie Electrică produsă în cogenerare	194.713,39	196.787,00	196.945,94	4.329.314,04
		Energie Electrică consumată de noua sursă	14.000,00	13.068,18	13.000,00	295.000,00
		Energie Electrică livrată în SE de racord la SEN	180.713,39	183.718,82	183.945,94	4.034.314,04
		Energie Combustibil consumat în cogenerare	411.893,70	416.280,20	416.616,41	9.158.164,32
		Randament electric în cogenerare, brut	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%
		Randament termic în cogenerare	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%
		Randament global în cogenerare, brut	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%
		Randament electric în cogenerare, net	43,9%	44,1%	44,2%	44,1%
		Randament global în cogenerare, net	84,8%	85,0%	85,1%	85,0%
		Randament electric de referință, producere EE separată	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%
		Randament termic de referință, producere ET separată	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Economie de energie primară în cogenerare, cf. EED	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%
			170.051,57	171.797,31	171.931,31	3.779.540,83
		Cantitate emisie CO2 în cogenerare	83.186,05	84.071,95	84.139,85	1.849.582,87
		Reducere emisie CO2 în cogenerare	34.343,62	34.696,18	34.723,25	763.316,07
		Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, brut	229,03	229,03	229,03	229,03
		Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, net	238,21	237,48	237,43	237,71
	CA GN	Energie Termică de vârf produsă cu cazanele de apă caldă	96.826,07	79.608,53	78.555,80	2.043.606,94
		Cotă ET2 din necesar ETG	34,4%	31,0%	30,8%	34,2%
		Energie Combustibil consumat de cazanele de apă caldă	101.922,18	83.798,46	82.690,32	2.151.165,20
		Randament termic cazane de apă caldă	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.3. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S2

			Val. primul an	Val. med. an	Val. ultimul an	Val. totală
Perioadă	AN					
	Perioada de analiză financiară		2026	22	2047	22
	Perioada de reabilitare rețele		-	-	-	-
SURSE	CAS GN	Energie Termică de degazare și preparare apă adaos	15.801,28	7.022,79	6.437,56	179.081,16
		Cotă ET3 din necesar ETG	5,6%	2,7%	2,5%	3,0%
		Energie Combustibil consumat de cazanele de abur	16.632,93	7.392,41	6.776,38	188.506,49
		Randament termic cazane de abur	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
	CA + CAS B GN	Energie Termică produsă de cazanele pe gaz	112.627,35	86.631,33	84.993,36	2.222.688,11
		Cotă ET23 din necesar ETG	40,1%	33,7%	33,3%	37,2%
		Energie Combustibil consumat de cazanele pe gaz	118.555,10	91.190,87	89.466,70	2.339.671,69
		Randament termic cazane pe gaz	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
		Randament termic de referință, producere ET separată	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Economie de energie primară, cf. EED	3.865,93	2.973,62	2.917,39	76.293,64
		Cantitate emisie CO2 aferentă cazanelor pe gaz	23.943,39	18.416,91	18.068,69	472.520,09
		Reducere emisie CO2 aferentă cazanelor pe gaz	780,76	600,55	589,20	15.408,26
		Factor de emisie specifică CO2 aferent cazanelor pe gaz	212,59	212,59	212,59	212,59
	CONFIG SURSĂ NOUĂ CHP + B GN	Energie Termică produsă de configurație	281.129,32	256.927,77	255.427,35	5.969.209,87
		Cotă ETS din necesar ETG	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
		Energie Combustibil consumat de configurație	530.448,81	507.471,07	506.083,10	11.497.836,01
		Randament global configurație	89,7%	89,4%	89,4%	89,6%
		Economie de energie primară, configurație, cf. EED	173.917,50	174.770,93	174.848,70	3.855.834,47
		Cantitate de emisie CO2 configurație	107.129,44	102.488,86	102.208,54	2.322.102,96
		Reducere emisie CO2 configurație	35.124,38	35.296,74	35.312,44	778.724,33
		Factor de emisie specifică CO2 configurație, brut	225,14	225,89	225,94	225,48
		Factor de emisie specifică CO2 configurație, net	231,96	232,59	232,62	232,13
	CAF echiv B ref GN	Energie Termică produsă de instalația existentă	-	-	-	-
		Cotă ET4 din necesar ETG	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
		Energie Combustibil consumat de instalația existentă	0,00	0,00	0,00	0,00
		Randament termic instalație existentă				#DIV/0!
		Cantitate de emisie CO2 instalație existentă				0,00
		Energie Termică produsă de instalația alternativă (contrafactual)	281.129,10	256.927,76	255.427,35	5.969.209,20
		Cotă ET SR din necesar ETG	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	305.575,10	279.269,30	277.638,42	6.488.270,87
		Randament termic instalație alternativă	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	61.713,95	56.401,23	56.071,86	1.310.371,18
		Reducere / creștere emisie CO2 configurație sursă nouă vs. instalație alternativă	45.415,49	46.087,63	46.136,69	1.011.731,78
	CHP	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - HE CHP (3M)	6.240,8	6.307,3	6.312,4	138.760,1
	CA	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - CA (4C)	968,3	796,1	785,6	20.436,1
	CAS	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - CAS (1C)	2.140,7	951,4	872,1	24.260,8
	CHP	Cotă energie primară combustibil consumat anual pentru producerea EE în cogenerare	53,6%	53,6%	53,6%	
		Energie primară combustibil consumat anual pentru producerea EE în cogenerare	220.809,00	223.160,52	223.340,75	4.909.531,39
		Cantitate anuală de emisie CO2 aferentă producerii EE în cogenerare	44.594,58	45.069,50	45.105,90	991.528,96
		Emisie specifică CO2 raportată la EE produsă (brută)	229,03	229,03	229,03	
		Emisie specifică CO2 raportată la EE livrată în SEN (netă)	246,77	245,32	245,21	
	CHP	Emisie maximă NOx	75,00	75,00	75,00	
		Debit orar emisie NOx	15,81	15,81	15,81	
		Cantitate anuală maximă NOx	98,68	99,73	99,81	2.194,00
	CHP	Emisie maximă CO	100,00	100,00	100,00	
		Debit orar emisie CO	21,08	21,08	21,08	
		Cantitate anuală maximă CO	131,57	132,97	133,08	2.925,34
	CHP	Cotă energie primară combustibil consumat anual pentru producerea ET în cogenerare	46,4%	46,4%	46,4%	
		Energie primară combustibil consumat anual pentru producerea ET în cogenerare	191.084,71	193.119,68	193.275,65	4.248.632,93
		Cantitate anuală de emisie CO2 aferentă producerii ET în cogenerare	38.591,47	39.002,45	39.033,95	858.053,91
		Emisie specifică CO2 raportată la ET produsă (brută)	229,03	229,03	229,03	
		Emisie specifică CO2 raportată la ET livrată în SACET (netă)	229,03	229,03	229,03	

C3.3. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S2

Y	yyyy	1	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
YAF	y	2	0	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
YRT	y	3	0	0	0	1	2	3	4	5	6	0	0	0	0	0	0	0
-	-	4	referință	ipoteză	ipoteză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză
VAD	m3/an	5	-	-	253.476,00	270.374,40	282.840,00	231.159,60	148.602,60	93.564,60	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
ETV	MWh/an	6	-	-	**184.912,00**	**184.912,00**	**184.912,00**	**194.157,60**	**203.865,48**	**214.058,75**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**
rv	%	7	0,0%	0,0%	ref	0,0%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cv	%	8	0,0%	0,0%	58,3%	57,1%	55,9%	61,3%	72,5%	81,5%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%
ETP	MWh/an	9	-	-	**132.427,33**	**139.048,71**	**146.001,16**	**122.640,90**	**77.263,62**	**48.675,92**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**
rp	%	10	0,0%	0,0%	ref	5,0%	5,0%	-16,0%	-37,0%	-37,0%	-37,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cp	%	11	0,0%	0,0%	41,7%	42,9%	44,1%	38,7%	27,5%	18,5%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%
ETG	MWh/an	12	-	-	**317.339,33**	**323.960,71**	**330.913,16**	**316.798,50**	**281.129,10**	**262.734,67**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
rg	%	13	0,0%	0,0%	ref	2,1%	2,1%	-4,3%	-11,3%	-6,5%	-2,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ET1	MWh/an	14	-	-	-	-	-	-	168.501,97	169.340,11	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98
c1	%	15	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	59,9%	64,5%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%
EE1	MWh/an	16	-	-	-	-	-	-	194.713,39	195.681,91	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94
EEC1	MWh/an	17	-	-	-	-	-	7.500,00	14.000,00	13.500,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
EEN1	MWh/an	18	-	-	-	-	-	- 7.500,00	180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
EF1	MWh/an	19	-	-	-	-	-	-	411.893,70	413.942,50	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41
ηe	%	20	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%
ηt	%	21	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%
ηg	%	22	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%
ηen	%	23	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	43,9%	44,0%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%
ηgn	%	24	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	84,78%	84,9%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%
ηe,ref	%	25	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%
ηt,ref	%	26	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
EEP	%	27	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%
ΔEF1	MWh/an	28	-	-	-	-	-	-	170.051,57	170.863,04	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31
MC1	tCO2/an	29	-	-	-	-	-	-	83.186,05	83.599,83	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85
ΔMC1	tCO2/an	30	-	-	-	-	-	-	34.343,62	34.507,50	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25
FES1	gCO2/kWh	31	-	-	-	-	-	-	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03
FES1n	gCO2/kWh	32	-	-	-	-	-	-	238,21	237,82	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43
ET2	MWh/an	33	-	-	-	-	-	292.219,18	96.826,07	83.445,60	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80
c2	%	34	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,2%	34,4%	31,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%
EF2	MWh/an	35	-	-	-	-	-	307.599,14	101.922,18	87.837,48	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
ηb1	%	36	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%

C3.3. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S2

Y	yyyy	1	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
YAF	y	2	0	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
YRT	y	3	0	0	0	1	2	3	4	5	6	0	0	0	0	0	0	0
ET3	MWh/an	37	-	-	-	-	-	24.579,77	15.801,28	9.948,95	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56
c3	%	38	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,8%	5,6%	3,8%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
EF3	MWh/an	39	-	-	-	-	-	25.873,44	16.632,93	10.472,58	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
ηb3	%	40	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
ET23	MWh/an	41	-	-	-	-	-	316.798,95	112.627,35	93.394,56	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36
c23	%	42	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	40,1%	35,5%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%
EF23	MWh/an	43	-	-	-	-	-	333.472,58	118.555,10	98.310,06	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70
ηb23	%	44	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
ηt,ref	%	45	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
ΔEF23	MWh/an	46	-	-	-	-	-	10.874,11	3.865,93	3.205,76	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39
MC23	tCO2/an	47	-	-	-	-	-	67.348,12	23.943,39	19.854,70	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69
ΔMC23	tCO2/an	48	-	-	-	-	-	2.196,13	780,76	647,44	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20
FES23	gCO2/kWh	49	-	-	-	-	-	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59
ETS	MWh/an	50	-	-	-	-	-	316.798,95	281.129,32	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
cs	%	51	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EFS	MWh/an	52	-	-	-	-	-	333.472,58	530.448,81	512.252,56	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10
ηgs	%	53	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	89,7%	89,5%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%
ΔEFS	MWh/an	54	-	-	-	-	-	10.874,11	173.917,50	174.068,80	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70
MCS	tCO2/an	55	-	-	-	-	-	67.348,12	107.129,44	103.454,53	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54
ΔMCS	tCO2/an	56	-	-	-	-	-	2.196,13	35.124,38	35.154,94	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44
FESS	gCO2/kWh	57	-	-	-	-	-	212,59	225,14	225,68	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94
FESSn	gCO2/kWh	58	-	-	-	-	-	217,74	231,96	232,53	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62
ET4	MWh/an	59	-	-	317.339,33	323.960,71	330.913,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c4	%	60	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EF4	MWh/an	61	0,00	0,00	373.340,38	381.130,25	389.309,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ηb4	%	62	0,0%	0,0%	85,0%	85,0%	85,0%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
MC4	tCO2/an	63	0,00	0,00	75.399,82	76.973,06	78.624,97	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
ET SR	MWh/an	64	-	-	-	-	330.913,16	316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
csr	%	65	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EF SR	MWh/an	66	-	-	-	-	359.688,22	344.346,20	305.575,10	285.581,16	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42
ηb SR	%	67	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
MC SR	tCO2/an	68	-	-	-	-	72.642,63	69.544,16	61.713,95	57.675,97	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
ΔMC SR	tCO2/an	69	-	-	-	-	-	- 2.196,04	45.415,49	45.778,56	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69
Hom1	oh	70							6.240,81	6.271,86	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37
Hom2	oh	71						2.922,19	968,26	834,46	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56
Hom3	oh	72						3.329,91	2.140,66	1.347,82	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12
ae = EE / (EE+ET)	%	73							53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%
EFE = ae*EF	MWh/an	74							220.809,00	221.907,32	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75
MCE = ae*MC = EFE*FE	tCO2/an	75							44.594,58	44.816,40	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90
FESE = MCE* 1000/EE	gCO2/kWh(e)	76							229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03
FESNE = MCE* 1000/EEN	gCO2/kWh(e)	77							246,77	246,00	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21
NOX	mg/Nm3	78							75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00
qnox	kg/h	79							15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81
MNOX = qnox *Hom1	t/an	80							98,68	99,17	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81
CO	mg/Nm3	81							100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
qco	kg/h	82							21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08
MCO = qco * Hom1	t/an	83							131,57	132,22	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08
at = ET / (EE+ET) = 1 - ae	%	73a							46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%
EFT = at*EF	MWh/an	74a							191.084,71	192.035,18	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65
MCT = at*MC = EFT*FE	tCO2/an	75a							38.591,47	38.783,42	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95
FEST = MCT* 1000/ET	gCO2/kWh(t)	76a							229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03
FESNT = MCT* 1000/ETN	gCO2/kWh(t)	77a							229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03

C3.3. Centralizator producții, coconsumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S2

Y	yyyy	1	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
YAF	y	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	0	0	0
YRT	y	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	-	4	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză	prognoză
VAD	m3/an	5	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
ETV	MWh/an	6	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**
rv	%	7	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cv	%	8	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%
ETP	MWh/an	9	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**	**30.665,65**
rp	%	10	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cp	%	11	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%
ETG	MWh/an	12	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
rg	%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ET1	MWh/an	14	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98	170.433,98
c1	%	15	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%
EE1	MWh/an	16	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94
EEC1	MWh/an	17	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
EEN1	MWh/an	18	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
EF1	MWh/an	19	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41
ηe	%	20	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%	47,3%
ηt	%	21	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%
ηg	%	22	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%	88,2%
ηen	%	23	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%	44,2%
ηgn	%	24	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%	85,1%
ηe,ref	%	25	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%	48,8%
ηt,ref	%	26	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
EEP	%	27	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%	29,2%
ΔEF1	MWh/an	28	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31	171.931,31
MC1	tCO2/an	29	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85
ΔMC1	tCO2/an	30	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25	34.723,25
FES1	gCO2/kWh	31	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03
FES1n	gCO2/kWh	32	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43	237,43
ET2	MWh/an	33	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80	78.555,80
c2	%	34	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%	30,8%
EF2	MWh/an	35	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
ηb1	%	36	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%

C3.3. Centralizator producții, coconsumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S2

Y	yyyy	1	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
YAF	y	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	0	0	0
YRT	y	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ET3	MWh/an	37	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56	6.437,56
c3	%	38	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
EF3	MWh/an	39	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
ηb3	%	40	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
ET23	MWh/an	41	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36	84.993,36
c23	%	42	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%
EF23	MWh/an	43	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70	89.466,70
ηb23	%	44	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
ηt,ref	%	45	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
ΔEF23	MWh/an	46	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39	2.917,39
MC23	tCO2/an	47	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69	18.068,69
ΔMC23	tCO2/an	48	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20	589,20
FES23	gCO2/kWh	49	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59	212,59
ETS	MWh/an	50	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
cs	%	51	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EFS	MWh/an	52	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10	506.083,10
ηgs	%	53	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%
ΔEFS	MWh/an	54	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70	174.848,70
MCS	tCO2/an	55	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54
ΔMCS	tCO2/an	56	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44	35.312,44
FESS	gCO2/kWh	57	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94	225,94
FESSn	gCO2/kWh	58	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62	232,62
ET4	MWh/an	59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c4	%	60	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EF4	MWh/an	61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ηb4	%	62	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
MC4	tCO2/an	63	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
ET SR	MWh/an	64	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
csr	%	65	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EF SR	MWh/an	66	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42
ηb SR	%	67	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
MC SR	tCO2/an	68	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
ΔMC SR	tCO2/an	69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69	46.136,69
Hom1	oh	70	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37	6.312,37
Hom2	oh	71	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56	785,56
Hom3	oh	72	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12	872,12
ae = EE / (EE+ET)	%	73	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%
EFE = ae*EF	MWh/an	74	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75	223.340,75
MCE = ae*MC = EFE*FE	tCO2/an	75	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90	45.105,90
FESE = MCE* 1000/EE	gCO2/kWh(e)	76	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03
FESNE = MCE* 1000/EEN	gCO2/kWh(e)	77	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21	245,21
NOX	mg/Nm3	78	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00
qnox	kg/h	79	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81
MNOX = qnox *Hom1	t/an	80	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81	99,81
CO	mg/Nm3	81	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
qco	kg/h	82	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08
MCO = qco * Hom1	t/an	83	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08	133,08
at = ET / (EE+ET) = 1 - ae	%	73a	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%	46,4%
EFT = at*EF	MWh/an	74a	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65	193.275,65
MCT = at*MC = EFT*FE	tCO2/an	75a	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95	39.033,95
FEST = MCT* 1000/ET	gCO2/kWh(t)	76a	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03
FESNT = MCT* 1000/ETN	gCO2/kWh(t)	77a	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03	229,03

Anexa C3 - Specificații tehnice

C.3.4. Centralizator parametri de operare - Scenariul contrafactual SR

Perioada	AN		Y	yyyy	1	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Perioada de analiză financiară		YAF	y	2	0	0	0	1	2	3	4	5	6
	Perioada de reabilitare rețele		YRT	y	3	0	0	1	2	3	4	5	6	7
Necesar ET	Volum Apă Adaos		VAD	m3/an	4	253.476,00	253.476,00	253.476,00	270.374,40	282.840,00	231.159,60	148.602,60	93.564,60	60.541,80
	Energie Termică Vândută		ETV	MWh/an	5	**184.912,00**	**184.912,00**	**184.912,00**	184.912,00	184.912,00	194.157,60	203.865,48	214.058,75	224.761,69
	Energie Termică Pierdută		ETP	MWh/an	6	**132.427,33**	**132.427,33**	**132.427,33**	139.048,71	146.001,16	122.640,90	77.263,62	48.675,92	30.665,65
	Energie Termică Produsă la Gard		ETG	MWh/an	7	**317.339,33**	**317.339,33**	**317.339,33**	**323.960,71**	**330.913,16**	**316.798,50**	**281.129,10**	**262.734,67**	**255.427,35**
existent	CAF GN	Energie Termică produsă de instalația existentă	ET4	MWh/an	8	317.339,33	317.339,33	317.339,33	323.960,71	330.913,16				
		Energie Combustibil consumat de instalația existentă	EF4	MWh/an	9	373.340,38	373.340,38	373.340,38	381.130,25	389.309,60				
		Randament termic instalație existentă	ηb4	%	10	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%				
		Cantitate de emisie CO2 instalație existentă	MC4	tCO2/an	11	75.399,82	75.399,82	75.399,82	76.973,06	78.624,97				
contrafactual	CAF GN echiv.	Energie Termică produsă de instalația alternativă (contrafactual)	ET SR	MWh/an	12	-	-	-	-		316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	EF SR	MWh/an	13	-	-	-	-	-	344.346,20	305.575,10	285.581,16	277.638,42
		Randament termic instalație alternativă	ηb SR	%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	MC SR	tCO2/an	15	-	-	-	-	-	69.544,16	61.713,95	57.675,97	56.071,86
	CA + CAS	Căldură maximă la vârf	Qtmax	MWt	16	**130,00**	130,00	130,00	130,00	**130,00**	130,00	130,00	130,00	130,00
	B1: CA	Capacitate termică nominală unitate cazan de apă caldă	Qtw1	MWt	17	116,30	116,30	116,30	116,30	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
		Număr cazane echivalente	Nw	buc	18	2	2	2	2	5	5	5	5	5
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qtw = Nw*Qtw1	MWt	19	232,60	232,60	232,60	232,60	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
	B2: CAS	Capacitate termică nominală unitate cazan de apă caldă	Qts1	MWt	20	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
		Număr cazane echivalente	Ns	buc	21	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qts = Ns*Qts1	MWt	22	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
	B = B1+B2	CAPACITATE TERMICĂ NOMINALĂ CAZANE ECHIVALENTE	Qt = Qtw + Qts	MWt	23	**240,00**	**240,00**	**240,00**	**240,00**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**
		Randament termic de referință cazane echivalente	ηt = ηt,ref	%	24	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%
		CONSUM NOMINAL COMBUSTIBIL GAZ	Pf = Qt / ηt,ref	MWf	25	**260,87**	**260,87**	**260,87**	**260,87**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**
		Ore de operare pe an (disponibilitate 95%)	Ho	h/an	26					**8.322**	8.322	8.322	8.322	8.322
		Căldura medie orară anuală	Qtma	MWt	27					-	38,1	33,8	31,6	30,7
		Ore medii de operare la sarcina nominală	Hom	h/an	28					-	2.393	2.123	1.984	1.929

Anexa C3 - Specificații tehnice

C.3.4. Centralizator parametri de operare - Scenariul contrafactual SR

Perioada	AN		Y	yyyy	1	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	Perioada de analiză financiară		YAF	y	2	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Perioada de reabilitare rețele		YRT	y	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Necesar ET	Volum Apă Adaos		VAD	m3/an	4	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
	Energie Termică Vândută		ETV	MWh/an	5	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
	Energie Termică Pierdută		ETP	MWh/an	6	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65
	Energie Termică Produsă la Gard		ETG	MWh/an	7	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
existent	CAF GN	Energie Termică produsă de instalația existentă	ET4	MWh/an	8									
		Energie Combustibil consumat de instalația existentă	EF4	MWh/an	9									
		Randament termic instalație existentă	ηb4	%	10									
		Cantitate de emisie CO2 instalație existentă	MC4	tCO2/an	11									
contrafactual	CAF GN echiv.	Energie Termică produsă de instalația alternativă (contrafactual)	ET SR	MWh/an	12	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	EF SR	MWh/an	13	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42
		Randament termic instalație alternativă	ηb SR	%	14	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	MC SR	tCO2/an	15	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
	CA + CAS	Căldură maximă la vârf	Qtmax	MWt	16	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
	B1: CA	Capacitate termică nominală unitate cazan de apă caldă	Qtw1	MWt	17	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
		Număr cazane echivalente	Nw	buc	18	5	5	5	5	5	5	5	5	5
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qtw = Nw*Qtw1	MWt	19	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
	B2: CAS	Capacitate termică nominală unitate cazan de apă caldă	Qts1	MWt	20	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
		Număr cazane echivalente	Ns	buc	21	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qts = Ns*Qts1	MWt	22	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
	B = B1+B2	CAPACITATE TERMICĂ NOMINALĂ CAZANE ECHIVALENTE	Qt = Qtw + Qts	MWt	23	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**
		Randament termic de referință cazane echivalente	ηt = ηt,ref	%	24	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%
		CONSUM NOMINAL COMBUSTIBIL GAZ	Pf = Qt / ηt,ref	MWf	25	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**
		Ore de operare pe an (disponibilitate 95%)	Ho	h/an	26	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322
		Căldura medie orară anuală	Qtma	MWt	27	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
		Ore medii de operare la sarcina nominală	Hom	h/an	28	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929

Anexa C3 - Specificații tehnice

C.3.4. Centralizator parametri de operare - Scenariul contrafactual SR

Perioada	AN		Y	yyyy	1	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
	Perioada de analiză financiară		YAF	y	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	Perioada de reabilitare rețele		YRT	y	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Necesar ET	Volum Apă Adaos		VAD	m3/an	4	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
	Energie Termică Vândută		ETV	MWh/an	5	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
	Energie Termică Pierdută		ETP	MWh/an	6	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65	30.665,65
	Energie Termică Produsă la Gard		ETG	MWh/an	7	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
existent	CAF GN	Energie Termică produsă de instalația existentă	ET4	MWh/an	8										
		Energie Combustibil consumat de instalația existentă	EF4	MWh/an	9										
		Randament termic instalație existentă	ηb4	%	10										
		Cantitate de emisie CO2 instalație existentă	MC4	tCO2/an	11										
contrafactual	CAF GN echiv.	Energie Termică produsă de instalația alternativă (contrafactual)	ET SR	MWh/an	12	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	EF SR	MWh/an	13	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42
		Randament termic instalație alternativă	ηb SR	%	14	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	MC SR	tCO2/an	15	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
	CA + CAS	Căldură maximă la vârf	Qtmax	MWt	16	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
	B1: CA	Capacitate termică nominală unitate cazan de apă caldă	Qtw1	MWt	17	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
		Număr cazane echivalente	Nw	buc	18	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qtw = Nw*Qtw1	MWt	19	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
	B2: CAS	Capacitate termică nominală unitate cazan de apă caldă	Qts1	MWt	20	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
		Număr cazane echivalente	Ns	buc	21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qts = Ns*Qts1	MWt	22	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
	B = B1+B2	CAPACITATE TERMICĂ NOMINALĂ CAZANE ECHIVALENTE	Qt = Qtw + Qts	MWt	23	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**	**132,40**
		Randament termic de referință cazane echivalente	ηt = ηt,ref	%	24	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%
		CONSUM NOMINAL COMBUSTIBIL GAZ	Pf = Qt / ηt,ref	MWf	25	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**	**143,91**
		Ore de operare pe an (disponibilitate 95%)	Ho	h/an	26	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322	8.322
		Căldura medie orară anuală	Qtma	MWt	27	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
		Ore medii de operare la sarcina nominală	Hom	h/an	28	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929	1.929

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.5. Centralizator parametri de operare și performanțe garantate de configurația propusă în scenariul S1 (vers

Perioadă			NECESAR ET									
AN	AF	RT	Status	VAD	ETV			ETP			ETG	
yyyy	y	y	-	m3/an	MWh/an	rată %	cotă %	MWh/an	rată %	cotă %	MWh/an	rată %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2020			referință									
2021			ipoteză									
2022		0	ipoteză	253.476,00	184.912,00	ref	58,3%	132.427,33	ref	41,7%	317.339,33	ref
2023	1	1	prognoză	270.374,40	184.912,00	0,0%	57,1%	139.048,71	5,0%	42,9%	323.960,71	2,1%
2024	2	2	prognoză	282.840,00	184.912,00	0,0%	55,9%	146.001,16	5,0%	44,1%	330.913,16	2,1%
2025	3	3	prognoză	231.159,60	194.157,60	5,0%	61,3%	122.640,90	-16,0%	38,7%	316.798,50	-4,3%
2026	4	4	prognoză	148.602,60	203.865,48	5,0%	72,5%	77.263,62	-37,0%	27,5%	281.129,10	-11,3%
2027	5	5	prognoză	93.564,60	214.058,75	5,0%	81,5%	48.675,92	-37,0%	18,5%	262.734,67	-6,5%
2028	6	6	prognoză	60.541,80	224.761,69	5,0%	88,0%	30.665,65	-37,0%	12,0%	255.427,35	-2,8%
2029	7		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2030	8		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2031	9		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2032	10		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2033	11		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2034	12		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2035	13		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2036	14		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2037	15		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2038	16		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2039	17		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2040	18		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2041	19		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2042	20		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2043	21		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2044	22		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2045	23		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2046	24		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2047	25		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2048			prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2049			prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2050			prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
Centralizator valori statistice												
2026 2047	22		total perioadă	1.453.003	4.913.158		86,9%	739.253		13,1%	5.652.411	
2026	1		primul an	148.603	203.865		72,5%	77.264		27,5%	281.129	
2026 2047	22		medie anuală	66.046	223.325		86,9%	33.602		13,1%	256.928	
2047	22		ultimul an	60.542	224.762	10,3%	88,0%	30.666	-60,3%	12,0%	255.427	-9,1%

Anexa C3

C3.5. Centiune ani verticali)

Perioada		SURSE:														0,20196				
AN	AF	TG CHP GN																		
yyyy	y	ET1 (MWh/an)	cotă ET1 (%)	EE1 (MWh/an)	EEC1 (MWh/an)	EEN1 (MWh/an)	EF1 (MWh/an)	ηe (%)	ηt (%)	ηg (%)	ηen (%)	ηgn (%)	ηe,ref (%)	ηt,ref (%)	EEP (%)	ΔEF1 (MWh/an)	MC1 (tCO2/an)	ΔMC1 (tCO2/an)	FES1 (gCO2/kWh)	FES1n (gCO2/kWh)
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
2020																				
2021																				
2022			0,0%																	
2023	1		0,0%																	
2024	2		0,0%																	
2025	3		0,0%		7.500,00	- 7.500,00								92,0%						
2026	4	168.501,97	59,9%	105.719,38	11.500,00	94.219,38	310.917,34	34,0%	54,2%	88,2%	30,3%	84,5%	48,77%	92,0%	22,3%	88.995,62	62.792,87	17.973,56	228,99	239,01
2027	5	169.340,11	64,5%	106.245,24	12.200,00	94.045,24	312.463,87	34,0%	54,2%	88,2%	30,1%	84,3%	48,76%	92,0%	22,3%	89.477,19	63.105,20	18.070,81	228,99	239,59
2028	6	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2029	7	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2030	8	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2031	9	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2032	10	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2033	11	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2034	12	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2035	13	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2036	14	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2037	15	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2038	16	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2039	17	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2040	18	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2041	19	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2042	20	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2043	21	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2044	22	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2045	23	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2046	24	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2047	25	170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2048		170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2049		170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
2050		170.433,98	66,7%	106.931,54	12.000,00	94.931,54	314.482,26	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038,30	63.512,84	18.184,14	228,99	239,34
Centralizato																				
2026 2047	22	3.746.522	66,3%	2.350.596	263.700	2.086.896	6.913.026	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	1.979.239	1.396.155	399.727	228,99	239,34
2026	1	168.502	59,9%	105.719	11.500	94.219	310.917	34,0%	54,2%	88,2%	30,3%	84,5%	48,77%	92,0%	22,3%	88.996	62.793	17.974	228,99	239,01
2026 2047	22	170.296	66,3%	106.845	11.986	94.859	314.228	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	89.965	63.462	18.169	228,99	239,34
2047	22	170.434	66,7%	106.932	12.000	94.932	314.482	34,0%	54,2%	88,2%	30,2%	84,4%	48,77%	92,0%	22,3%	90.038	63.513	18.184	228,99	239,34

Anexa C3
C3.5. Cent

Perioadă																0,20196		
AN	AF	CA GN				CAS GN				B GN								
yyyy	y	ET2 (MWh/an)	cotă ET (%)	EF2 (MWh/an)	ηb1 (%)	ET3 (MWh/an)	cotă ET (%)	EF3 (MWh/an)	ηb3 (%)	ET23 (MWh/an)	cotă ET (%)	EF23 (MWh/an)	ηb23 (%)	ηt,ref (%)	ΔEF23 (MWh/an)	MC23 (tCO2/an)	ΔMC23 (tCO2/an)	FES23 (gCO2/kWh)
1	2	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
2020																		
2021																		
2022			0,0%				0,0%											
2023	1		0,0%				0,0%											
2024	2		0,0%				0,0%											
2025	3	292.219,18	92,2%	307.599,14	95,0%	24.579,77	7,8%	25.873,44	95,0%	316.798,95	100,0%	333.472,58	95,0%	92,0%	10.874,11	67.348,12	2.196,13	212,59
2026	4	96.826,07	34,4%	101.922,18	95,0%	15.801,28	5,6%	16.632,93	95,0%	112.627,35	40,1%	118.555,10	95,0%	92,0%	3.865,93	23.943,39	780,76	212,59
2027	5	83.445,60	31,8%	87.837,48	95,0%	9.948,95	3,8%	10.472,58	95,0%	93.394,56	35,5%	98.310,06	95,0%	92,0%	3.205,76	19.854,70	647,44	212,59
2028	6	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2029	7	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2030	8	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2031	9	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2032	10	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2033	11	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2034	12	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2035	13	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2036	14	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2037	15	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2038	16	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2039	17	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2040	18	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2041	19	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2042	20	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2043	21	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2044	22	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2045	23	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2046	24	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2047	25	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2048		78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2049		78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2050		78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
Centralizato																		
2026 2047	22	1.751.388	31,0%	1.843.566	95,0%	154.501	2,7%	162.633	95,0%	1.905.889	96,7%	2.006.199	95,0%	92,0%	65.420	405.172	13.212	212,59
2026	1	96.826	34,4%	101.922	95,0%	15.801	5,6%	16.633	95,0%	112.627	90,7%	118.555	95,0%	92,0%	3.866	23.943	781	212,59
2026 2047	22	79.609	31,0%	83.798	95,0%	7.023	2,7%	7.392	95,0%	86.631	97,0%	91.191	95,0%	92,0%	2.974	18.417	601	212,59
2047	22	78.556	30,8%	82.690	95,0%	6.438	2,5%	6.776	95,0%	84.993	97,6%	89.467	95,0%	92,0%	2.917	18.069	589	212,59

Anexa C3
C3.5. Cent

Perioadă										
AN	AF	CONFIG SURSĂ NOUĂ CHP + B GN								
yyyy	y	ETS (MWh/an)	cotă ET (%)	EFS (MWh/an)	ηgs (%)	ΔEFS (MWh/an)	MCS (tCO2/an)	ΔMCS (tCO2/an)	FESS (gCO2/kWh)	FESSn (gCO2/kWh)
1	2	50	51	52	53	54	55	56	57	58
2020										
2021										
2022		-	0,0%							
2023	1	-	0,0%							
2024	2	-	0,0%							
2025	3	316.798,95	100,0%	333.472,58	95,0%	10.874,11	67.348,12	2.196,13	212,59	217,74
2026	4	281.129,32	100,0%	429.472,44	90,1%	92.861,55	86.736,25	18.754,32	224,21	231,08
2027	5	262.734,67	100,0%	410.773,93	89,8%	92.682,95	82.959,90	18.718,25	224,84	232,52
2028	6	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2029	7	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2030	8	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2031	9	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2032	10	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2033	11	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2034	12	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2035	13	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2036	14	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2037	15	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2038	16	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2039	17	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2040	18	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2041	19	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2042	20	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2043	21	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2044	22	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2045	23	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2046	24	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2047	25	255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2048		255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2049		255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
2050		255.427,35	100,0%	403.948,96	89,7%	92.955,70	81.581,53	18.773,33	225,14	232,85
Centralizato										
2026 2047	22	5.652.411	100,0%	8.919.226	89,7%	2.044.658	1.801.327	412.939	225,08	232,75
2026	1	281.129	100,0%	429.472	90,1%	92.862	86.736	18.754	224,21	231,08
2026 2047	22	256.928	100,0%	405.419	89,7%	92.939	81.878	18.770	225,08	232,75
2047	22	255.427	100,0%	403.949	89,7%	92.956	81.582	18.773	225,14	232,85

Anexa C3
C3.5. Cent

Perioadă				85,0%		0,20196					0,20196	
AN	AF	CAF echivalent - B ref GN										
yyyy	y	ET4 (MWh/an)	cotă ET (%)	EF4 (MWh/an)	ηb4 (%)	MC4 (tCO2/an)	ET SR (MWh/an)	cotă ET (%)	EF SR (MWh/an)	ηb SR (%)	MC SR (tCO2/an)	ΔMC SR (tCO2/an)
1	2	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
2020												
2021												
2022		317.339,33	100,0%	373.340,38	85,0%	75.399,82						
2023	1	323.960,71	100,0%	381.130,25	85,0%	76.973,06						
2024	2	330.913,16	100,0%	389.309,60	85,0%	78.624,97	330.913,16	100,0%	359.688,22	92,0%	72.642,63	
2025	3	-	0,0%	-	n/a	n/a	316.798,50	100,0%	344.346,20	92,0%	69.544,16	- 2.196,04
2026	4	-	0,0%	-	n/a	n/a	281.129,10	100,0%	305.575,10	92,0%	61.713,95	25.022,31
2027	5	-	0,0%	-	n/a	n/a	262.734,67	100,0%	285.581,16	92,0%	57.675,97	25.283,93
2028	6	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2029	7	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2030	8	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2031	9	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2032	10	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2033	11	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2034	12	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2035	13	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2036	14	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2037	15	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2038	16	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2039	17	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2040	18	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2041	19	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2042	20	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2043	21	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2044	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2045	23	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2046	24	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2047	25	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2048		-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2049		-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
2050		-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	25.509,68
Centralizato												
2026 2047	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	5.652.411	100,0%	6.143.925	92,0%	1.240.827	560.500
2026	1	-	0,0%	-	n/a	n/a	281.129	100,0%	305.575	92,0%	61.714	25.022
2026 2047	22	-	0,0%	-			256.927,76	100,0%	279.269			
2047	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427	100,0%	277.638	92,0%	56.072	25.510

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.6. Centralizator parametri de operare și performanțe garantate de configurația propusă în scenariul S2 (vers

Perioadă			NECESAR ET									
AN	AF	RT	Status	VAD	ETV			ETP			ETG	
yyyy	y	y	-	m3/an	MWh/an	rată %	cotă %	MWh/an	rată %	cotă %	MWh/an	rată %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2020			referință									
2021			ipoteză									
2022		0	ipoteză	253.476,00	184.912,00	ref	58,3%	132.427,33	ref	41,7%	317.339,33	ref
2023	1	1	prognoză	270.374,40	184.912,00	0,0%	57,1%	139.048,71	5,0%	42,9%	323.960,71	2,1%
2024	2	2	prognoză	282.840,00	184.912,00	0,0%	55,9%	146.001,16	5,0%	44,1%	330.913,16	2,1%
2025	3	3	prognoză	231.159,60	194.157,60	5,0%	61,3%	122.640,90	-16,0%	38,7%	316.798,50	-4,3%
2026	4	4	prognoză	148.602,60	203.865,48	5,0%	72,5%	77.263,62	-37,0%	27,5%	281.129,10	-11,3%
2027	5	5	prognoză	93.564,60	214.058,75	5,0%	81,5%	48.675,92	-37,0%	18,5%	262.734,67	-6,5%
2028	6	6	prognoză	60.541,80	224.761,69	5,0%	88,0%	30.665,65	-37,0%	12,0%	255.427,35	-2,8%
2029	7		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2030	8		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2031	9		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2032	10		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2033	11		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2034	12		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2035	13		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2036	14		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2037	15		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2038	16		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2039	17		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2040	18		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2041	19		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2042	20		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2043	21		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2044	22		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2045	23		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2046	24		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2047	25		prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2048			prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2049			prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
2050			prognoză	60.541,80	224.761,69	0,0%	88,0%	30.665,65	0,0%	12,0%	255.427,35	0,0%
Centralizator valori statistice												
2026 2047	22		total perioadă	1.453.003	4.913.158		86,9%	739.253		13,1%	5.652.411	
2026	1		primul an	148.603	203.865		72,5%	77.264		27,5%	281.129	
2026 2047	22		medie anuală	66.046	223.325		86,9%	33.602		13,1%	256.928	
2047	22		ultimul an	60.542	224.762	10,3%	88,0%	30.666	-60,3%	12,0%	255.427	-9,1%

Anexa C3

C3.6. Centiune ani verticali)

Perioada		SURSE:														0,20196				
AN	AF	MT CHP GN																		
yyyy	y	ET1 (MWh/an)	cotă ET1 (%)	EE1 (MWh/an)	EEC1 (MWh/an)	EEN1 (MWh/an)	EF1 (MWh/an)	ηe (%)	ηt (%)	ηg (%)	ηen (%)	ηgn (%)	ηe,ref (%)	ηt,ref (%)	EEP (%)	ΔEF1 (MWh/an)	MC1 (tCO2/an)	ΔMC1 (tCO2/an)	FES1 (gCO2/kWh)	FES1n (gCO2/kWh)
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
2020																				
2021																				
2022			0,0%																	
2023	1		0,0%																	
2024	2		0,0%																	
2025	3		0,0%		7.500,00	- 7.500,00								92,0%						
2026	4	168.501,97	59,9%	194.713,39	14.000,00	180.713,39	411.893,70	47,3%	40,9%	88,2%	43,9%	84,8%	48,83%	92,0%	29,2%	170.051,57	83.186,05	34.343,62	229,03	238,21
2027	5	169.340,11	64,5%	195.681,91	13.500,00	182.181,91	413.942,50	47,3%	40,9%	88,2%	44,0%	84,9%	48,83%	92,0%	29,2%	170.863,04	83.599,83	34.507,50	229,03	237,82
2028	6	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2029	7	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2030	8	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2031	9	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2032	10	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2033	11	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2034	12	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2035	13	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2036	14	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2037	15	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2038	16	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2039	17	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2040	18	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2041	19	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2042	20	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2043	21	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2044	22	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2045	23	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2046	24	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2047	25	170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2048		170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2049		170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
2050		170.433,98	66,7%	196.945,94	13.000,00	183.945,94	416.616,41	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931,31	84.139,85	34.723,25	229,03	237,43
Centralizato																				
2026 2047	22	3.746.522	66,3%	4.329.314	287.500	4.041.814	9.158.164	47,3%	40,9%	88,2%	44,1%	85,0%	48,83%	92,0%	29,2%	3.779.541	1.849.583	763.316	229,03	237,48
2026	1	168.502	59,9%	194.713	14.000	180.713	411.894	47,3%	40,9%	88,2%	43,9%	84,8%	48,83%	92,0%	29,2%	170.052	83.186	34.344	229,03	238,21
2026 2047	22	170.296	66,3%	196.787	13.068	183.719	416.280	47,3%	40,9%	88,2%	44,1%	85,0%	48,83%	92,0%	29,2%	171.797	84.072	34.696	229,03	237,48
2047	22	170.434	66,7%	196.946	13.000	183.946	416.616	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	171.931	84.140	34.723	229,03	237,43

Anexa C3
C3.6. Cent

Perioadă																0,20196		
AN	AF	CA GN				CAS GN				B GN								
yyyy	y	ET2 (MWh/an)	cotă ET (%)	EF2 (MWh/an)	ηb1 (%)	ET3 (MWh/an)	cotă ET (%)	EF3 (MWh/an)	ηb3 (%)	ET23 (MWh/an)	cotă ET (%)	EF23 (MWh/an)	ηb23 (%)	ηt,ref (%)	ΔEF23 (MWh/an)	MC23 (tCO2/an)	ΔMC23 (tCO2/an)	FES23 (gCO2/kWh)
1	2	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
2020																		
2021																		
2022			0,0%				0,0%											
2023	1		0,0%				0,0%											
2024	2		0,0%				0,0%											
2025	3	292.219,18	92,2%	307.599,14	95,0%	24.579,77	7,8%	25.873,44	95,0%	316.798,95	100,0%	333.472,58	95,0%	92,0%	10.874,11	67.348,12	2.196,13	212,59
2026	4	96.826,07	34,4%	101.922,18	95,0%	15.801,28	5,6%	16.632,93	95,0%	112.627,35	40,1%	118.555,10	95,0%	92,0%	3.865,93	23.943,39	780,76	212,59
2027	5	83.445,60	31,8%	87.837,48	95,0%	9.948,95	3,8%	10.472,58	95,0%	93.394,56	35,5%	98.310,06	95,0%	92,0%	3.205,76	19.854,70	647,44	212,59
2028	6	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2029	7	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2030	8	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2031	9	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2032	10	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2033	11	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2034	12	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2035	13	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2036	14	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2037	15	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2038	16	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2039	17	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2040	18	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2041	19	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2042	20	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2043	21	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2044	22	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2045	23	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2046	24	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2047	25	78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2048		78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2049		78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
2050		78.555,80	30,8%	82.690,32	95,0%	6.437,56	2,5%	6.776,38	95,0%	84.993,36	33,3%	89.466,70	95,0%	92,0%	2.917,39	18.068,69	589,20	212,59
Centralizato																		
2026 2047	22	1.751.388	31,0%	1.843.566	95,0%	154.501	2,7%	162.633	95,0%	1.905.889	96,7%	2.006.199	95,0%	92,0%	65.420	405.172	13.212	212,59
2026	1	96.826	34,4%	101.922	95,0%	15.801	5,6%	16.633	95,0%	112.627	90,7%	118.555	95,0%	92,0%	3.866	23.943	781	212,59
2026 2047	22	79.609	31,0%	83.798	95,0%	7.023	2,7%	7.392	95,0%	86.631	97,0%	91.191	95,0%	92,0%	2.974	18.417	601	212,59
2047	22	78.556	30,8%	82.690	95,0%	6.438	2,5%	6.776	95,0%	84.993	97,6%	89.467	95,0%	92,0%	2.917	18.069	589	212,59

Anexa C3
C3.6. Cent

Perioadă										
AN	AF	CONFIG SURSĂ NOUĂ CHP + B GN								
yyyy	y	ETS (MWh/an)	cotă ET (%)	EFS (MWh/an)	ηgs (%)	ΔEFS (MWh/an)	MCS (tCO2/an)	ΔMCS (tCO2/an)	FESS (gCO2/kWh)	FESSn (gCO2/kWh)
1	2	50	51	52	53	54	55	56	57	58
2020										
2021										
2022		-	0,0%							
2023	1	-	0,0%							
2024	2	-	0,0%							
2025	3	316.798,95	100,0%	333.472,58	95,0%	10.874,11	67.348,12	2.196,13	212,59	217,74
2026	4	281.129,32	100,0%	530.448,81	89,7%	173.917,50	107.129,44	35.124,38	225,14	231,96
2027	5	262.734,67	100,0%	512.252,56	89,5%	174.068,80	103.454,53	35.154,94	225,68	232,53
2028	6	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2029	7	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2030	8	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2031	9	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2032	10	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2033	11	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2034	12	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2035	13	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2036	14	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2037	15	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2038	16	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2039	17	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2040	18	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2041	19	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2042	20	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2043	21	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2044	22	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2045	23	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2046	24	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2047	25	255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2048		255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2049		255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
2050		255.427,35	100,0%	506.083,10	89,4%	174.848,70	102.208,54	35.312,44	225,94	232,62
Centralizato										
2026 2047	22	5.652.411	100,0%	11.164.363	89,4%	3.844.960	2.254.755	776.528	225,89	232,59
2026	1	281.129	100,0%	530.449	89,7%	173.918	107.129	35.124	225,14	231,96
2026 2047	22	256.928	100,0%	507.471	89,4%	174.771	102.489	35.297	225,89	232,59
2047	22	255.427	100,0%	506.083	89,4%	174.849	102.209	35.312	225,94	232,62

Anexa C3
C3.6. Cent

Perioadă				85,0%		0,20196					0,20196	
AN	AF	CAF echivalent - B ref GN										
yyyy	y	ET4 (MWh/an)	cotă ET (%)	EF4 (MWh/an)	ηb4 (%)	MC4 (tCO2/an)	ET SR (MWh/an)	cotă ET (%)	EF SR (MWh/an)	ηb SR (%)	MC SR (tCO2/an)	ΔMC SR (tCO2/an)
1	2	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
2020												
2021												
2022		317.339,33	100,0%	373.340,38	85,0%	75.399,82						
2023	1	323.960,71	100,0%	381.130,25	85,0%	76.973,06						
2024	2	330.913,16	100,0%	389.309,60	85,0%	78.624,97	330.913,16	100,0%	359.688,22	92,0%	72.642,63	
2025	3	-	0,0%	-	n/a	n/a	316.798,50	100,0%	344.346,20	92,0%	69.544,16	- 2.196,04
2026	4	-	0,0%	-	n/a	n/a	281.129,10	100,0%	305.575,10	92,0%	61.713,95	45.415,49
2027	5	-	0,0%	-	n/a	n/a	262.734,67	100,0%	285.581,16	92,0%	57.675,97	45.778,56
2028	6	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2029	7	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2030	8	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2031	9	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2032	10	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2033	11	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2034	12	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2035	13	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2036	14	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2037	15	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2038	16	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2039	17	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2040	18	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2041	19	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2042	20	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2043	21	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2044	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2045	23	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2046	24	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2047	25	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2048		-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2049		-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
2050		-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427,35	100,0%	277.638,42	92,0%	56.071,86	46.136,69
Centralizato												
2026 2047	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	5.652.411	100,0%	6.143.925	92,0%	1.240.827	1.013.928
2026	1	-	0,0%	-	n/a	n/a	281.129	100,0%	305.575	92,0%	61.714	45.415
2026 2047	22	-	0,0%	-			256.927,76	100,0%	279.269			
2047	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	255.427	100,0%	277.638	92,0%	56.072	46.137

Anexa C3.7
Specificații tehnice comparative pentru configurațiile din cadrul scenariilor S1 și S2 (anul 2026)

Nr. Crt.		Parametru	Simbol	UM	Valoare	Valoare
1	*1a*	*2*	*3*	*4*	*5a*	*5b*
		HE CHP				
0		Scenariu / soluție tehnică	-	-	S1	S2
		Tip de instalație de cogenerare	-	-	TG 8,5 MWe	MT 10,4 MWe
		Condiții de referință				
		- temperatură aer ambiant pentru combustie	ta	°C	15	25
		- temperatură aer ambiant, referință	ta,ref	°C	15	15
		- temperatură aer ambiant, medie anuală	tma	°C	12	12
		- umiditate aer ambiant pentru combustie	RH	%RH	60%	30%
		- altitudine amplasament	Ha	m d.m.	108	108
		- tensiune la bornele generatoarelor	Ug	kV	10,5	10,5
		- factor de putere	cos(ϕ)	-	0,9	0,9
		- an de referință (primul an de producție completă)	Y	yyyy	2026	2026
1		Număr de unități în cadrul instalației de cogenerare	N	buc	2	3
2		Număr de ore medii de operare la sarcina nominală, pentru obținerea energiei termice anuale de referință	Ho; Ho = ET,ref/Qt	ore/an	6.240,81	6.240,81
3		Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	13,5	9,0
4		Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	27,0	27,0
5		**Energie termică totală produsă** ***(pentru comparație s-a ales aceeași cantitate de ET anuală, valoarea produsă de configurația din scenariul S2)***	**ET = Qt*Ho = ET,ref**	**MWh(t)/an**	**168.502**	**168.502**
6		Energie termică totală consumată (ipoteză)	ETC	MWh(t)/an	0	0
7		Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	168.502	168.502
8		Putere electrică unitară	Pe1	MWe	8,47	10,40
9		Putere electrică totală	Pe = N*Pe1	MWe	16,94	31,20
10		Energie electrică totală produsă	EE = Pe*Ho	MWh(e)/an	105.719	194.713
11		Putere termică de combustie unitară	Pf1	MWf	24,92	22,0
12		Putere termică de combustie totală	Pf = N*Pf	MWf	49,83	66,0
13		Energie combustibil total consumat	EF = Pf*Ho	MWh(f)/an	310.994	411.894
14		Randament electric specific instalației de cogenerare	ηe,chp = ηe = EE/EF	%	34,0%	47,3%
15		Randament termic specific instalației de cogenerare	ηt,chp = ηt = ET/EF	%	54,2%	40,9%
16		Randament global specific instalației de cogenerare (de referință pentru ambele soluții)	ηg,chp = ηg = ηe + ηt	%	88,2%	88,2%
		Randament global specific instalației de cogenerare, valoare minimă cf. EED 27/2012/EU	*ηg,chp,lim*	*%*	*> 75%*	*> 75%*
		Randament global specific instalației de cogenerare, valoare minimă cf. PNRR C6 I3	*ηg,chp,lim*	*%*	*> 80%*	*> 80%*
17		Raport energie electrică produsă / energie termică produsă	C = EE / ET	-	0,63	1,16
17		Energie electrică consumată de serviciile proprii sursei (estimare)	EEC	MWh(e)/an	11.500	14.000
18		Pondere energie electrică consumată	wi = EEC / EE	%	10,88%	7,19%
19		Putere electrică medie consumată de serviciile proprii	Pec = EEC/Ho	MWe	1,84	2,24
20		Energie electrică livrată în SEN	EEN = EE - EEC	MWh(e)/an	94.219	180.713
21		Capacitate utilă unitară de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență	Pu1 = Qt1 + Pe1	MW	22,0	19,4
22	**I.2**	**Capacitate utilă totală de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență (Capacitatea instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă)**	**Pu = Qt + Pe**	**MW**	**43,9**	**58,2**
23		Energie utilă produsă	EU = EE + ET	MWh/an	274.221	363.215
24		Energie utilă livrată	EUN = EEN + ETN	MWh/an	262.721	349.215
25		Randamentul electric de referință pentru producerea separată a energiei electrice, cf. R 2402/2015/EU, pentru instalații realizate după anul 2016, pentru combustibil gaz natural (G10), corectat cu condițiile climatice specifice amplasamentului și cu pierderile specifice rețelor electrice internă și externă pentru Ug = 10,5 kV	ηe,ref = [53% + 0,1% * (ta,ref - tma)]*fcp; fcp = Σ w(ij)*fcp(ij) = 0,891*wi + 0,918*(1-wi)	%	48,77%	48,83%
26		Randamentul termic de referință pentru producerea separată a energiei termice sub formă de apă caldă / fierbinte, cf. R 2402/2015/EU, pentru instalații realizate după anul 2016, pentru combustibil gaz natural (G10)	ηt,ref = 92%	%	92,00%	92,00%

Nr. Crt.		Parametru	Simbol	UM	Valoare	Valoare
1	*1a*	*2*	*3*	*4*	*5a*	*5b*
27		Economie anuală de energie primară combustibil consumat în cogenerare de înaltă eficiență, valoare procentuală	EEP = 1 - 1 / ((ηt,chp/ηt,ref) + (ηe,chp/ηe,ref)	%	22,24%	29,22%
		Economie de energie primară în cogenerare de înaltă eficiență, valoare minimă cf. EED 27/2012/EU	*EEPL*	*%*	*> 10%*	*> 10%*
26		Energie primară combustibil consumat pentru producerea separată a energiei termice respectiv electrice	EF,ref = EF,chp / (1 - EEP)	MWh(f)/an	399.951	581.945
28	**I.3**	**Economie anuală de energie primară combustibil consumat în cogenerare de înaltă eficiență, valoare absolută**	**ΔEF = EF,ref - EF; 1 MWh = 11,63 tep**	**MWh(f)/an**	**88.957**	**170.052**
				tep/an	**7.649**	**14.622**
29		Factor de emisie specifică CO2 pentru arderea GN, cf. R 2402/2015/EU	FE = 56,1 tCO2/TJ x 0,0036 = 0,20196 tCO2 /MWh(f)	tCO2/MWh(f)	0,20196	0,20196
30		Debit de emisie CO2 unitar generat prin arderea GN	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	5,032	4,443
31		Debit de emisie CO2 total generat prin arderea GN	qc = qc1*N	tCO2/h	10,064	13,329
32		Cantitate de emisie CO2 generată prin arderea GN de instalația de cogenerare	MC = qc*Ho	tCO2/an	62.808	83.186
33		Cantitate de emisie CO2 generată prin arderea GN de instalațiile convenționale de producere separată a energiei termice respectiv energiei electrice	MC,ref = qc,ref*Ho = EF,ref*FE*Ho	tCO2/an	80.774	117.530
34	**I.1**	**Reducere cantitate de emisie GES (CO2) obținută de instalația de cogenerare față de instalațiile convenționale de producere separată a energiei, termică respectiv electrică**	**ΔMC = MC,ref - MC**	**tCO2/an**	**17.966**	**34.344**
			ΔMC%	**%**	**22,2%**	**29,2%**
		Reducere emisie de CO2 obținută de instalația de cogenerare față de instalațiile convenționale de producere separată a energiei, termică respectiv electrică, valoare minimă cf. EED și PNRR C6 I3	*ΔMC,lim*	*tCO2/an*	*> 0*	*> 0*
35		**Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă brută**	**FES = MC*1000/EU**	**gCO2/kWh**	**229,04**	**229,03**
		Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă totală, valoare limită cf. PNRR C6 I3	***FES,lim***	***gCO2/kWh***	***< 250***	***< 250***
36		Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă totală netă (livrată)	FESN = MC*1000/EUN	gCO2/kWh	239,07	238,21
37		Pondere emisii CO2 aferentă producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență (metodă IEA)	ae = ηe/(ηe+ηt) = ηe/ηg	%	38,56%	53,61%
38		Pondere emisii CO2 aferentă producției de energie termică în cogenerare de înaltă eficiență (metodă IEA)	at = ηt/(ηe+ηt) = ηt/ηg = 1 - ae	%	61,44%	46,39%
39		Cantitate de emisie CO2 generată prin arderea GN aferentă producerii energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență	MCE = MC*ae	tCO2/an	24.216,79	44.594,58
40		Cantitate de emisie CO2 generată prin arderea GN aferentă producerii energiei termice în cogenerare de înaltă eficiență	MCT = MC*at	tCO2/an	38.591,47	38.591,47
41		Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia electrică utilă (brută)	FESE = MCE*1000/EE	gCO2/kWh(e)	229,07	229,03
42		Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia termică utilă	FEST = MCT*1000/ET	gCO2/kWh(t)	229,03	229,03
43		Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia electrică totală netă (livrată în SEN)	FESNE = MC*1000/EEN	gCO2/kWh(e)	257,03	246,77
		Calcul reducerii emisiei de CO2 aferentă energiei electrice produse				
44		Cantitate de emisie CO2 generată pentru producerea și livrarea energiei electrice în rețea, calculată în baza FESNE	MCE	tCO2/an	24.216,79	44.594,58
45		Emisie specifică de referință *# valorile v2 și v3 sunt emisiile specifice raportate de ANRE în în anul 2021*	FESNE ref v1 CHP GN	gCO2/kWh(e)	250,00	250,00
			FESNE ref v2 EE GN	gCO2/kWh(e)	384,19	384,19
			FESNE ref v3 EE Cărbune	gCO2/kWh(e)	823,18	823,18
46		Cantitate de emisie CO2 generată pentru producerea și livrarea aceleiași energii electrice în rețea, calculată în baza FESNE de referință	MCE ref v1 CHP GN	tCO2/an	23.554,85	45.178,35
			MCE ref v2 EE GN	tCO2/an	36.198,15	69.428,28
			MCE ref v3 EE Cărbune	tCO2/an	77.559,51	148.759,65
47		Reducerea de emisie CO2 obținută pentru producerea și livrarea energiei electrice în rețea, prin cogenerarea de înaltă eficiență, calculată prin raportare la condițiile de referință de mai sus	ΔMCE ref v1 CHP GN	tCO2/an	-661,95	583,76
			ΔMCE ref v2 EE GN	tCO2/an	11.981,35	24.833,69
			ΔMCE ref v3 EE Cărbune	tCO2/an	53.342,72	104.165,06
48		Debit gaze de ardere uscate, estimat per unitate	qg1	Nm3/h	84.706	42.164
49		Debit gaze de ardere uscate, total	qg = qg1*N	Nm3/h	169.411,76	126.492,00

Specificații tehnice comparative pentru configurațiile din cadrul scenariilor S1 și S2 (anul 2026)

Nr. Crt.		Parametru	Simbol	UM	Valoare	Valoare
1	*1a*	*2*	*3*	*4*	*5a*	*5b*
50		Concentrație maximă de emisie NOx @ 15% O2 analiză uscată	V(NOx) < VLE(NOx)	mg/Nm3	31	75
		VLE emisie NOx @ 15% O2 analiză uscată, cf. L 278/2013 (LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)	*VLE(NOx)*	*mg/Nm3*	*50*	*75*
51		Debit masic de emisie NOx @ 15% O2 analiză uscată	qnox	t/h	5,25	9,49
52		Cantitate maximă de emisie NOx anuală @ 15% O2 analiză uscată	MNOX	t/an	32.775,29	59.205,98
53		Concentrație maximă de emisie CO @ 15% O2 analiză uscată	V(CO) < VLE(CO)	mg/Nm3	31	100
		VLE emisie CO @ 15% O2 analiză uscată, cf. L 278/2013 (LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)	*VLE(CO)*	*mg/Nm3*	*100*	*100*
54		Debit masic de emisie NOx @ 15% O2 analiză uscată	qco	t/h	5,25	12,65
55		Cantitate maximă de emisie NOx anuală @ 15% O2 analiză uscată	MCO	t/an	32.775,29	78.941,30
56		Concentrație maximă de emisie SO2 @ 15% O2 analiză uscată	V(SO2) < V(SO2)	mg/Nm3	n/a	n/a
		VLE emisie SO2 @ 15% O2 analiză uscată, cf. L 278/2013 (LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)	*VLE(SO2)*	*mg/Nm3*	*n/a*	*n/a*
57		Concentrație maximă de emisie PM @ 15% O2 analiză uscată	V(PM) < VLE(PM)	mg/Nm3	n/a	n/a
		VLE emisie PM @ 15% O2 analiză uscată, cf. L 278/2013 (LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)	*VLE(PM)*	*mg/Nm3*	*n/a*	*n/a*
		CA				
0		Scenariu / soluție tehnică	-	-	S1	S2
		Tip de instalație termică CA	-	-	CA 25 MWt	CA 25 MWt
		Condiții de referință				
		- temperatură aer ambiant pentru combustie	ta	°C	15	15
		- temperatură aer ambiant, referință	ta,ref	°C	15	15
		- temperatură aer ambiant, medie anuală	tma	°C	12	12
		- umiditate aer ambiant pentru combustie	RH	%RH	60%	60%
		- altitudine amplasament	Ha	m d.m.	108	108
		- an de referință (primul an de producție completă)	Y	yyyy	2026	2026
1		Număr de unități în cadrul instalației de cogenerare	N	buc	4	4
2		Număr de ore medii de operare la sarcina nominală, pentru obținerea energiei termice anuale de referință (aferentă scenariului S2)	Ho; Ho = ET,ref/Qt	ore/an	968,26	968,26
3		Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	25,0	25,0
4		Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	100,0	100,0
5		**Energie termică totală produsă (ET anuală de referință din scenariul S2)**	**ET = Qt*Ho = ET,ref**	**MWh(t)/an**	**96.826**	**96.826**
6		Energie termică totală consumată (ipoteză)	ETC	MWh(t)/an	0	0
7		Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	96.826	96.826
11		Putere termică de combustie unitară	Pf1	MWf	26,316	26,316
12		Putere termică de combustie totală	Pf = N*Pf	MWf	105,263	105,263
13		Energie combustibil total consumat	EF = Pf*Ho	MWh(f)/an	101.922	101.922
14		Randament			95,0%	95,0%
15		Masă emisie CO2	MC	tCO2/an	20.584	20.584
16		Masă emisie CO2 referință	MC,ref	tCO2/an	21.255	21.255
17		Reducere emisie CO2	ΔMC	tCO2/an	671	671
18		Economie de energie primară față de situația de referință cf. EED 27/2012/EU, valoare procentuală	EEP	%	3,2%	3,2%
19		Economie de energie primară față de situația de referință cf. EED 27/2012/EU, valoare absolută	ΔEF = EF/(1 - EEP)	MWh(f)/an	3.324	3.324
		CAS				
0		Scenariu / soluție tehnică	-	-	S1	S2
		Tip de instalație termică CA	-	-	CAS 7,4 MWt	CAS 7,4 MWt
		Condiții de referință				
		- temperatură aer ambiant pentru combustie	ta	°C	15	15
		- temperatură aer ambiant, referință	ta,ref	°C	15	15
		- temperatură aer ambiant, medie anuală	tma	°C	12	12
		- umiditate aer ambiant pentru combustie	RH	%RH	60%	60%
		- altitudine amplasament	Ha	m d.m.	50	50
		- an de referință (primul an de producție completă)	Y	yyyy	2026	2026

Specificații tehnice comparative pentru configurațiile din cadrul scenariilor S1 și S2 (anul 2026)

Nr. Crt.		Parametru	Simbol	UM	Valoare	Valoare
1	*1a*	*2*	*3*	*4*	*5a*	*5b*
1		Număr de unități în cadrul instalației de cogenerare	N	buc	1	1
2		Număr de ore medii de operare la sarcina nominală, pentru obținerea energiei termice anuale de referință (aferentă scenariului S2)	Ho; Ho = ET,ref/Qt	ore/an	2.140,66	2.140,66
3		Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	7,382	7,382
4		Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	7,382	7,382
5		**Energie termică totală produsă (ET anuală de referință din scenariul S2)**	**ET = Qt*Ho = ET,ref**	**MWh(t)/an**	**15.801**	**15.801**
6		Energie termică totală consumată (ipoteză)	ETC	MWh(t)/an	0	0
7		Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	15.801	15.801
11		Putere termică de combustie unitară	Pf1	MWf	7,770	7,770
12		Putere termică de combustie totală	Pf = N*Pf	MWf	7,770	7,770
13		Energie combustibil total consumat	EF = Pf*Ho	MWh(f)/an	16.633	16.633
14		Randament			95,0%	95,0%
15		Masă emisie CO2	MC	tCO2/an	3.359	3.359
16		Masă emisie CO2 referință	MC,ref	tCO2/an	3.469	3.469
17		Reducere emisie CO2	ΔMC	tCO2/an	109,5	109,5
18		Economie de energie primară față de situația de referință cf. EED 27/2012/EU, valoare procentuală	EEP	%	3,158%	3,158%
19		Economie de energie primară față de situația de referință cf. EED 27/2012/EU, valoare absolută	ΔEF = EF/(1 - EEP)	MWh(f)/an	542,4	542,4

		Configurație sursă CHP + CA + CAS				
1		Energie termică totală produsă și livrată către SACET	ET = ET1 + ET2 + ET3	MWh(t)/an	281.129	281.129
2		Energie electrică totală produsă și livrată către SEN	EE = EE1	MWh(e)/an	105.719	194.713
3		Energie primară totală consumată de configurație	EF = EF1 + EF2 + EF3	MWh(f)/an	429.549	530.449
4		Randament electric configurație	ηe = EE/EF	%	24,61%	36,71%
5		Randament termic configurație	ηt = ET/EF	%	65,45%	53,00%
6		Randament global configurație	ηg = ηe + ηt	%	90,06%	89,71%
7		Cotă energie termică produsă în cogenerare @ 2026	cc = ET.chp/ET	%	59,94%	59,94%
8		Cotă energie termică produsă în cogenerare @ 2027	cc = ET.chp/ET	%	64,45%	64,45%
9		Cotă energie termică produsă în cogenerare @ 2028	cc = ET.chp/ET	%	66,73%	66,73%

Anexa C3.8.S1 - Performanțele orare ale surselor de producere a energiei termice și electrice — Scenariul S1

Obiect 1	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CHP TG GN	N		buc	**2**		**EED**
	Pf1	Pf1 = Pe1/ηe1	kWf	24.910		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	49.820		
	Pe1	ηe = Pe1/Pf1	kWe	8.470	34,0%	48,77%
	Pe	Pe = N*Pe1	kWe	16.940		
	Qt1	ηt = Qt1/Pf1	kWt	13.500	54,2%	92,00%
	Qt	Qt = N*Qt1	kWt	27.000		
	Pu1	Pu1 = Pe1 + Qt1;	kW	21.970	88,2%	
		ηg = Pu1/Pf1				
	Pu	Pu = N*Pu1	kW	43.940		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	5,031		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	10,062		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	229,0	-8,4%	
v	EEP	EEP = 1 - 1/((ηt/ηt,ref) + (ηe/ηe,ref))	%	22,3%		
		EEP = 1 - Pf/Pf,ref = ΔPf/Pf,ref	%	22,3%		
	Pf,ref	Pf,ref = Pe/ηe,ref + Qt/ηt,ref	kWf	64.080		
	ΔPf	ΔPf = Pf,ref - Pf	kWf	14.260	22,3%	
	qc,ref	qc,ref = Pf,ref*FE	tCO2/h	12,942		
	Δqc	Δqc = qc,ref - qc	tCO2/h	2,880	22,3%	

Obiect 2a	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CA GN	N		buc	**4**		**EED**
	Pf1	Pf1 = Qtw1/ηb	kWf	26.316		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	105.263		
	Qtw1		kWt	25.000	95%	92,0%
	Qtw	Qtw = N*Qtw1	kWt	100.000		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	5,315		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	21,259		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	212,6		
	EEP	EEP = 1 - 1/(ηt/ηt,ref)	%	3,158%		
	ΔPf1	ΔPf = Pf/(1-EEP)	kWf	27.174		
	Δqc1	Δqc = ΔPf * FE	tCO2/h	5,488		
	ΔPf	ΔPf = ΔPf1*N	kWf	108.696		
	Δqc	Δqc = Δqc1*N	tCO2/h	21,952		

Obiect 2b	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CAS GN	N		buc	**1**		**EED**
	Pf1		kWf	7.770		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	7.770		
	qs1		t/h	12,0		
	qs	qs = N*qs1	t/h	12,0		
	Qts1	Qts1 = Pf1 * ηb	kWt	7.382	95%	92,0%
	Qtsg	Qts3 = N*Qts1	kWt	7.382		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	1,569		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	1,569		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	212,6		
	EEP	EEP = 1 - 1/(ηt/ηt,ref)	%	3,158%		
	ΔPf1	ΔPf = Pf/(1-EEP)	kWf	8.023		
	Δqc1	Δqc = ΔPf * FE	tCO2/h	1,620		
	ΔPf	ΔPf = ΔPf1*N	kWf	8.023		
	Δqc	Δqc = Δqc1*N	tCO2/h	1,620		

Anexa C3.8.S2 - Performanțele orare ale surselor de producere a energiei termice și electrice **Scenariul S2**

Obiect 1	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CHP MT GN	N		buc	**3**		**EED**
	Pf1		kWf	22.000		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	66.000		
	Pe1	ηe = Pe1/Pf1	kWe	10.400	47,3%	48,83%
	Pe	Pe = N*Pe1	kWe	31.200		
	Qt1	ηt = Qt1/Pf1	kWt	9.000	40,9%	92,00%
	Qt	Qt = N*Qt1	kWt	27.000		
	Pu1	Pu1 = Pe1 + Qt1; ηg = Pu1/Pf1	kW	19.400	88,2%	
	Pu	Pu = N*Pu1	kW	58.200		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	4,443		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	13,329		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	229,0	-8,4%	
v	EEP	EEP = 1 - 1/((ηt/ηt,ref) + (ηe/ηe,ref))	%	29,2%		
		EEP = 1 - Pf/Pf,ref = ΔPf/Pf,ref	%	29,2%		
	Pf,ref	Pf,ref = Pe/ηe,ref + Qt/ηt,ref	kWf	93.248		
	ΔPf	ΔPf = Pf,ref - Pf	kWf	27.248	29,2%	
	qc,ref	qc,ref = Pf,ref*FE	tCO2/h	18,832		
	Δqc	Δqc = qc,ref - qc	tCO2/h	5,503	29,2%	

Obiect 2a	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CA GN	N		buc	**4**		**EED**
	Pf1	Pf1 = Qtw1/ηb	kWf	26.316		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	105.263		
	Qtw1		kWt	25.000	95%	92,0%
	Qtw	Qtw = N*Qtw1	kWt	100.000		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	5,315		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	21,259		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	212,6		
	EEP	EEP = 1 - 1/(ηt/ηt,ref)	%	3,158%		
	ΔPf1	ΔPf = Pf/(1-EEP)	kWf	27.174		
	Δqc1	Δqc = ΔPf * FE	tCO2/h	5,488		
	ΔPf	ΔPf = ΔPf1*N	kWf	108.696		
	Δqc	Δqc = Δqc1*N	tCO2/h	21,952		

Obiect 2b	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CAS GN	N		buc	**1**		**EED**
	Pf1		kWf	7.770		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	7.770		
	qs1		t/h	12,0		
	qs	qs = N*qs1	t/h	12,0		
	Qts1	Qts1 = Pf1 * ηb	kWt	7.382	95%	92,0%
	Qtsg	Qts3 = N*Qts1	kWt	7.382		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	1,569		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	1,569		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	212,6		
	EEP	EEP = 1 - 1/(ηt/ηt,ref)	%	3,158%		
	ΔPf1	ΔPf = Pf/(1-EEP)	kWf	8.023		
	Δqc1	Δqc = ΔPf * FE	tCO2/h	1,620		
	ΔPf	ΔPf = ΔPf1*N	kWf	8.023		
	Δqc	Δqc = Δqc1*N	tCO2/h	1,620		

COMPANIA NAȚIONALĂ DE CĂI FERATE „CFR" -S.A.
BUCUREȘTI, ROMÂNIA
SUCURSALA REGIONALĂ DE CĂI FERATE TIMIȘOARA
Registrul Comerțului J/35/1842/12.08.2003, CUI : 15662430
Timișoara, Str. Gării, nr.2, Cod postal: 300166
Tel:0256212233, Fax:0256493804

OCSM-CM-AFER
SR EN ISO 9001:2008
Certificat SMC Nr. 301
SR EN ISO 14001:2015
Certificat SMM Nr. 114
F4

DIVIZIA TEHNICĂ
Serviciul O.T.N.
Biroul Avize C.F.R.
Nr.3/6/1/1/ 110/ 25.01.2023

Tel:00-40-0256226603, CFR:133081; 133082

S.C. CET HIDROCARBURI S.A.
INTRARE NR. 308
DATA 27. IAN. 2023

Către,
S.C. CENTRALĂ ELECTRICĂ DE TERMOFICARE HIDROCARBURI S.A.
Bd. Iuliu Maniu, nr. 65-71, Arad, jud. Arad

Referitor la lucrarea:

- **"Întocmire SF-Implementare sursă CET Hidrocarburi S.A. Arad Secțiunea Lot 1-Unitate de producție energie termică cu cazane (E) apă fierbinte fără cogenerare, Arad " conform- C.U. nr. 1213 din 14.07.2022.**
- **"Întocmire SF-Implementare sursă CET Hidrocarburi S.A. Arad Secțiunea Lot 1-Unitate de producție energie termică cu cazane (E) apă fierbinte fără cogenerare, Arad " conform- C.U. nr. 1214 din 14.07.2022.**

În urma analizării documentației depuse privind lucrarea menționată anterior, s-au constatat următoarele:

-s-au înaintat C.U. nr. 1213 din 14.07.2022 și C.U. nr. 1214 din 14.07.2022 .

-Memoriu de prezentare nu descrie situația existentă privind amplasamentul raportat la calea ferată (cu distanțe minime dintre calea ferată și: construcții, accesul existent, împrejmuire, rețelele de utilități existente) și situația proiectată privind amplasamentul investiției raportat la calea ferată (cu distanțe minime dintre calea ferată și: limitele parcelei/împrejmuire, construcții, accesul proiectat, parcaje, racordurile la utilități proiectate);

- nu s-a înaintat plan de încadrare în zonă sc. 1:5000 (cu legendă) pe care să se evidențieze calea ferată cu zona de protecție și toate obiectivele din cadrul lucrării.

- nu s-a înaintat plan de situație sc. 1:500 sau 1:1000-faza SF cu situația existentă, pe care să se evidențieze parcela pe care se dezvoltă investiția cu distanțe minime dintre calea ferată și: CAF-uri existente, accese și circulații existente, rețele existente;

- nu s-a înaintat plan de situație sc. 1:500 sau 1:1000 cu legendă- faza SF cu situația propusă, cu distanțe minime dintre calea ferată și CAF-uri propuse, împrejmuire, construcții propuse, accese și circulații propuse, rețelele edilitare propuse;

Având în vedere cele precizate mai sus, vă aducem la cunoștință etapele necesare emiterii avizului CFR pentru realizarea investiției D-voastră:

Se va completa documentația după cum urmează:

- SRCF emite acorduri/avize în baza unui certificat de urbanism, în consecință ne veți specifica pentru care din cele două C.U. menționate mai sus se dorește obținerea avizului.

-Memoriu de prezentare cu descrierea situației existente privind amplasamentul raportat la calea ferată (cu distanțe minime dintre calea ferată și: construcții, accesul existent, împrejmuire, rețelele de utilități existente) și situației proiectate privind amplasamentul investiției raportat la calea ferată (cu distanțe minime dintre calea ferată și: limitele parcelei/împrejmuire, construcții, accesul proiectat, parcaje, racordurile la utilități proiectate);

- plan de încadrare în zonă sc. 1:5000 (cu legendă) pe care să se evidențieze calea ferată cu zona de protecție și toate obiectivele din cadrul lucrării.

- plan de situație sc. 1:500 sau 1:1000-faza SF cu situația existentă, pe care să se evidențieze parcela pe care se dezvoltă investiția cu distanțe minime dintre calea ferată și: CAF-uri existente, accese și circulații existente, rețele existente;

- plan de situație sc. 1:500 sau 1:1000 cu legendă- faza SF cu situația propusă, cu distanțe minime dintre calea ferată și CAF-uri propuse, împrejmuire, construcții propuse, accese și circulații propuse, rețelele edilitare propuse;

Atragem atenția asupra faptului că lucrarea se poate realiza doar cu respectarea zonei cadastrale CFR și cu respectarea legislației în vigoare privind **restricțiile de construire pe zona de siguranță a căii ferate.**

O.U.G.R. nr. 83/2016 privind unele măsuri de eficientizare a implementării proiectelor de infrastructură de transport, unele măsuri în domeniul transporturilor, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative, stabilește la art. I: "Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 12/1998 privind transportul pe căile ferate române și reorganizarea Societății Naționale a Căilor Ferate Române, republicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 834 din 9 septembrie 2004, cu modificările și completările ulterioare, se modifică și se completează după cum urmează:

-articolul 29, alineatul (2) se modifică și va avea următorul cuprins:

(2) Zona de siguranță a infrastructurii feroviare publice cuprinde fâșiile de teren, în limită de 20 m fiecare, situate de o parte și de alta a axei căii ferate, necesare pentru amplasarea instalațiilor de semnalizare și de siguranță a circulației și a celorlalte instalații de conducere operativă a circulației trenurilor, precum și a instalațiilor și lucrărilor de protecție a mediului. **În zona de siguranță a infrastructurii feroviare este interzisă executarea oricăror construcții sau instalații neferoviare supraterane, cu excepția proiectelor de infrastructuri publice și a celor pentru care s-a emis aviz favorabil de către Ministerul Transporturilor și care nu pun în pericol siguranța circulației."**

Așadar, documentația pentru obținerea acordului de principiu al S.R.C.F. Timișoara va avea în vedere proiectarea oricăror construcții sau instalații neferoviare supraterane în afara zonei de siguranță CFR (20m față de liniile ferate publice).

Deasemenea, se va respecta cu strictețe limita zonei cadastrale CFR.

Se va emite factură/facturi pentru comisie identificare amplasament conform Dispoziției Directorului General nr. 83/2008 .

După achitarea tarifului aferent întrunirii comisiei și confirmarea plății de către Sectorul Economic din cadrul S.R.C.F. Timișoara, se va convoca prin adresa scrisă, comisia mixtă a S.R.C.F., în urma căreia se va încheia un proces verbal ce se va însuși prin semnătură inclusiv de către beneficiar /împuternicit al beneficiarului.

Dacă se va constată că situația din teren impune modificări ale documentației (inclusiv că există mai multe lucrări in cadrul documentației care necesită tratare), acest lucru se consemnează în Procesul Verbal, iar beneficiarului i se vor tarifa (după înaintarea P.V. la Biroul Avize CFR) lucrările noi stabilite la fața locului (în limita C.U.).

După ce beneficiarul va achita tarifele de comisie pentru lucrările nou identificate (dacă este cazul), Procesul Verbal rezultat în urma comisiei și documentația (revizuită, dacă este cazul) se vor înainta spre analiză și vizare planuri de situație la Serviciul Tehnic de Evidență Cadastru respectiv spre analiză la Divizia Investiții pentru verificarea corelării dintre lucrările din cadrul proiectului D-voastră și lucrările feroviare aflate în diverse etape de implementare (S.F., PTh., execuție).

Dacă documentația se poate promova în ședință, C.T.E. al S.R.C.F. și se va aviza favorabil, Biroul Avize CFR va întocmi 1 aviz CFR.

Pentru a intra în posesia Avizului CFR, beneficiarul va achita 1 factură care reprezintă:

-tarif aviz CTE al RCF;

-tarif aviz CFR pentru amplasare construcție;

-tarif aviz CFR pentru fiecare tip de rețea/racord în parte.

Conform documentației completate, se vor putea stabili valorile de tarifare.

Completările se vor transmite **prin corespondență, cu adresă de înaintare,** la Sucursala Regională C.F. Timișoara, Str. Gării, nr. 2, Timișoara, cod poștal 300166, Secretariat Cabinet Director Regional, et. 2

Pe adresa de înaintare se vor trimite următoarele:

-entitatea pentru care se emite factura privind plata comisiei de identificare a amplasamentului şi a avizului S.R.C.F. Timişoara şi CFR, cu tarifele stabilite conform Dispoziţiei Directorului General C.N.C.F."C.F.R."-S.A. nr. 83/2008.

-date de facturare: (adresă, C.U.I., J, Cont, etc.).

Cu deosebită consideraţie,

PREŞEDINTE
DIRECTOR
Adrian Victor ISTRATE

COMPANIA NAŢIONALĂ DE CĂI FERATE C.F.R. S.A. SUCURSALA REGIONALĂ DE CĂI FERATE TIMIŞOARA 2

ŞEF DIVIZIE TEHNICĂ
Gheorghe LUPŞAN

SECRETAR C.T.E.
Şef Serviciu O.N.
Adriana MINULESCU

Şef Birou Avize CFR
Ion[illegible]

Ex.nr.: 1
Red./Dact: Gheorghiţa IONAŞCU

Anexa nr.4

MUNICIPIUL ARAD
CONSILIUL TEHNICO-ECONOMIC
Nr. 4698/19.01.2023

APROBAT
P. PRIMAR
BIBARŢ CĂLIN
VICEPRIMAR
LAZĂR F[illegible]R

20. 02 2[illegible]

AVIZ
Nr. 1 / 19.01.2023

Consiliul Tehnico Economic al Primăriei Municipiului Arad, numit prin Dispoziţia Primarului nr. 2881/19.12.2022, întrunit în şedinţa din data de 19.01.2023 ora 18^{00} a analizat (Temeiul legal) conform HGR 907/2016 privind aprobarea conţinutului cadru al documentaţiei tehnico-economice aferente investiţiilor publice, precum şi a structurii şi metodologiei de elaborare a devizului general pentru obiective de investiţii şi lucrări de intervenţii.

Ca urmare a analizei documentaţiei şi a Referatului de Specialitate nr. 4656/19.01.2023 al Serviciului Investiţii anexat, care face parte integrantă prin prezentul aviz CONSILIUL TEHNICO ECONOMIC.

AVIZEAZĂ FAVORABIL

Denumirea obiectivului de investiţii: "Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta la CET Hidrocarburi SA"
Faza: SF
Ordonator de credite beneficiar: Municipiul Arad
Valoarea totală a investiţiei: 533.737.112,82 lei (inclusiv TVA)
Finanţare: Bugetul general al Municipiului Arad şi alte surse atrase in condiţiile legii.

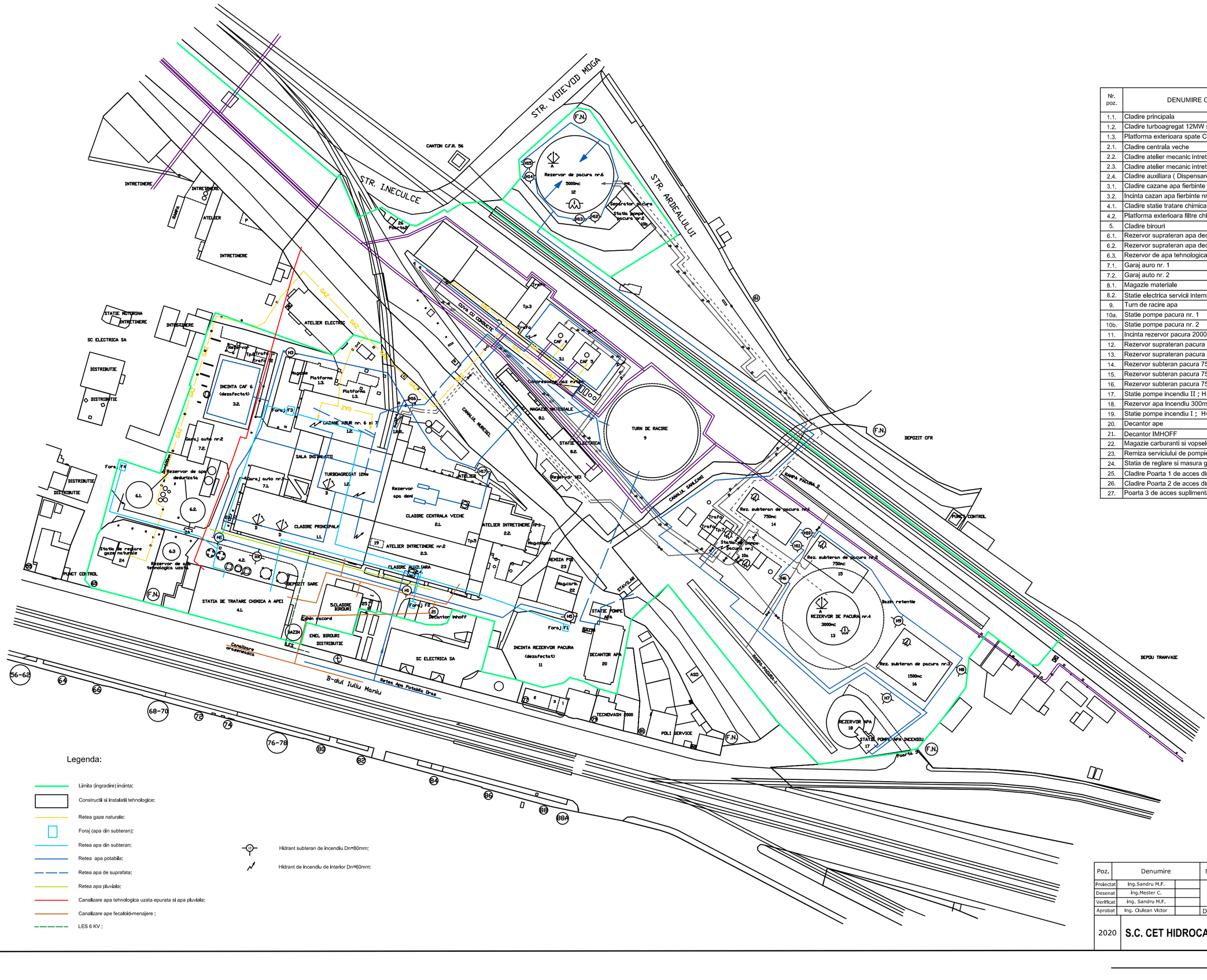
Preşedinte CTE
Boca Bogdan

Director Executiv – Directia Tehnică – S. Investiţi - VicePresedinte	Gurban Sorin
Director Executiv – Serviciul Dezvoltare Urbana si Protejare Monumente - membru	Dinulescu Sandra
Şef Serviciu- Directia Tehnica -membru	Giurgiu Lucia
Şef Serviciu – Serviciul Juridic, Contencios - membru	Contraş Sorin
Şef Serviciu – Serviciul Autorizări Construcţii – Direcţia Arhitect Şef- membru	Szasz Mirela
Şef Serviciu – Serviciul Financiar Contabilitate – Direcţia Economică-membru	Radu Carmen
Director executiv – Direcţia Patrimoniu-membru	Szuchanszki Stefan – Co
Expert cooptat - membru.	Stanca Dorin

Întocmit
Secretariat CTE

Predescu Alina

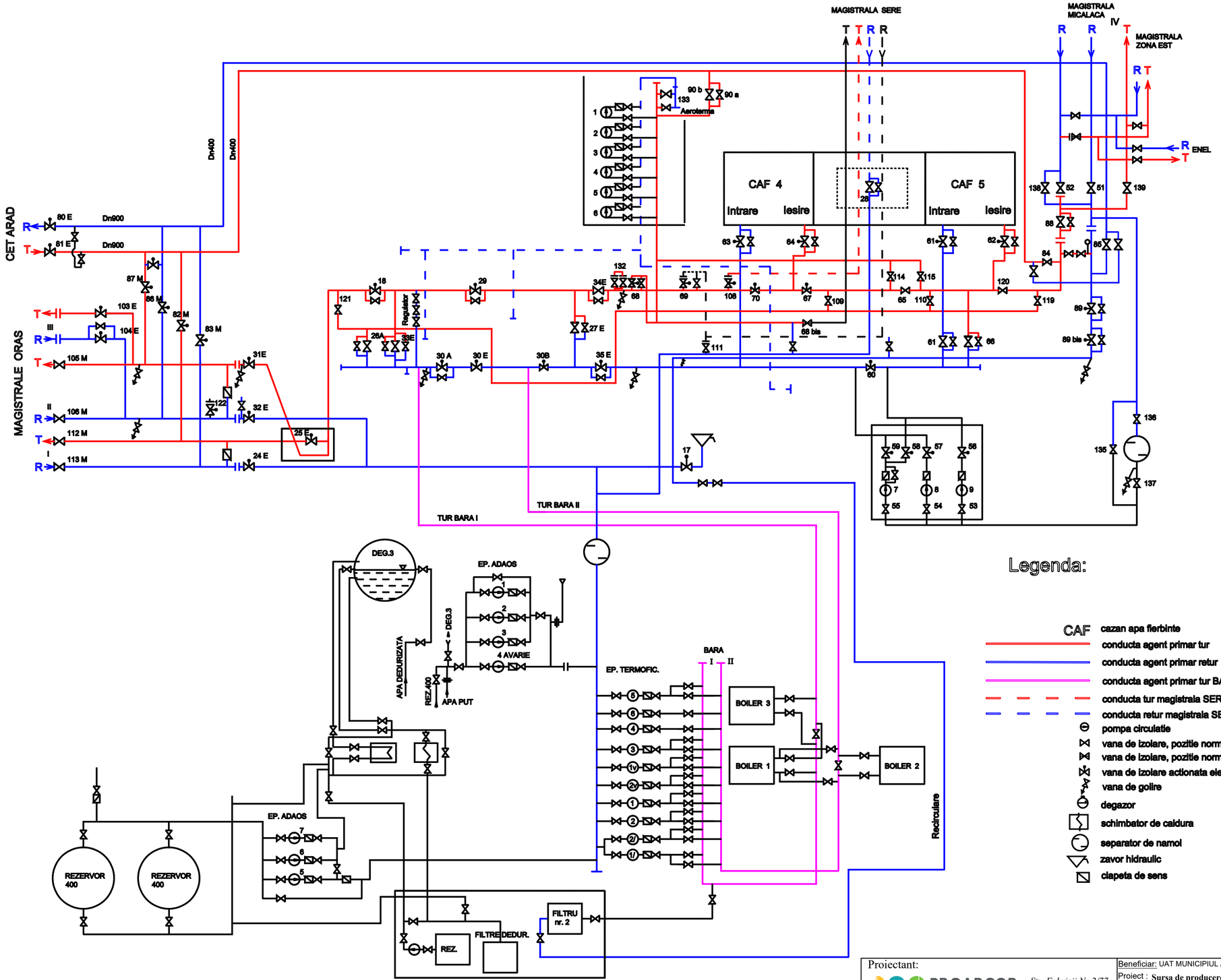
Petreuş Adrian



Nr. poz.	DENUMIRE OBIECT / INSTALATIE	Grad rezist. la foc	Categ. pericol incendiu
1.1.	Cladire principala	II	D
1.2.	Cladire turboagregat 12MW si Cazane abur nr.6 si 7	II	D
1.3.	Platforma exterioara spate Cazane abur nr.6 si 7	II	E
2.1.	Cladire centrala veche	II	E
2.2.	Cladire atelier mecanic intretinere nr.1	II	D
2.3.	Cladire atelier mecanic intretinere nr.2	II	D
2.4.	Cladire auxiliara (Dispensare)	II	D
3.1.	Cladire cazane apa fierbinte nr. 4 si 5	II	C
3.2.	Incinta cazan apa fierbinte nr. 6	II	C
4.1.	Cladire statie tratare chimica ape	II	D
4.2.	Platforma exterioara filtre chimice apa	II	E
5.	Cladire birouri	II	D
6.1.	Rezervor suprateran apa dedurizata 400 mc nr. 1	II	E
6.2.	Rezervor suprateran apa dedurizata 400 mc nr. 2	II	E
6.3.	Rezervor de apa tehnologica uzata	II	E
7.1.	Garaj auro nr. 1	II	C
7.2.	Garaj auto nr. 2	II	C
8.1.	Magazie materiale	II	D
8.2.	Statie electrica servicii interne II	II	D
9.	Turn de racire apa	II	E
10a.	Statie pompe pacura nr. 1	II	C
10b.	Statie pompe pacura nr. 2	II	C
11.	Incinta rezervor pacura 2000mc nr. 5	II	C
12.	Rezervor suprateran pacura 5000mc nr. 6	II	C
13.	Rezervor suprateran pacura 3000mc nr. 4	II	C
14.	Rezervor subteran pacura 750mc nr. 1	II	C
15.	Rezervor subteran pacura 750mc nr. 2	II	C
16.	Rezervor subteran pacura 750mc nr. 3	II	C
17.	Statie pompe incendiu II ; H=60m col. apa	II	E
18.	Rezervor apa incendiu 300mc	II	E
19.	Statie pompe incendiu I ; H=60m col. apa	II	E
20.	Decantor ape	II	E
21.	Decantor IMHOFF	II	E
22.	Magazie carburanti si vopsele	II	D
23.	Remiza serviciului de pompieri civili	II	D
24.	Statia de reglare si masura gaze naturale	II	D
25.	Cladire Poarta 1 de acces din Bd. Iuliu Maniu	II	D
26.	Cladire Poarta 2 de acces din str. Ion Neculce	II	D
27.	Poarta 3 de acces suplimentar din Bd. Iuliu Maniu	II	E

Poz.	Denumire	Nr. desen sau STAS	Buc.	Material	Observatii	Masa neta
Prolectat	Ing.Sandru M.F.	Scara 1:1000	S.C.CET HIDROCARBURI S.A.			
Desenat	Ing.Mester C.					
Verificat	Ing. Sandru M.F.		Plan de situatie			
Aprobat	Ing. Ciulean Victor	Data : 31.05.2022				
2020	S.C. CET HIDROCARBURI S.A.	Schema de instalatii si retele				
		B-dul Iuliu Maniu, nr. 65-71				

Schema termomecanică simplificată - situația existentă



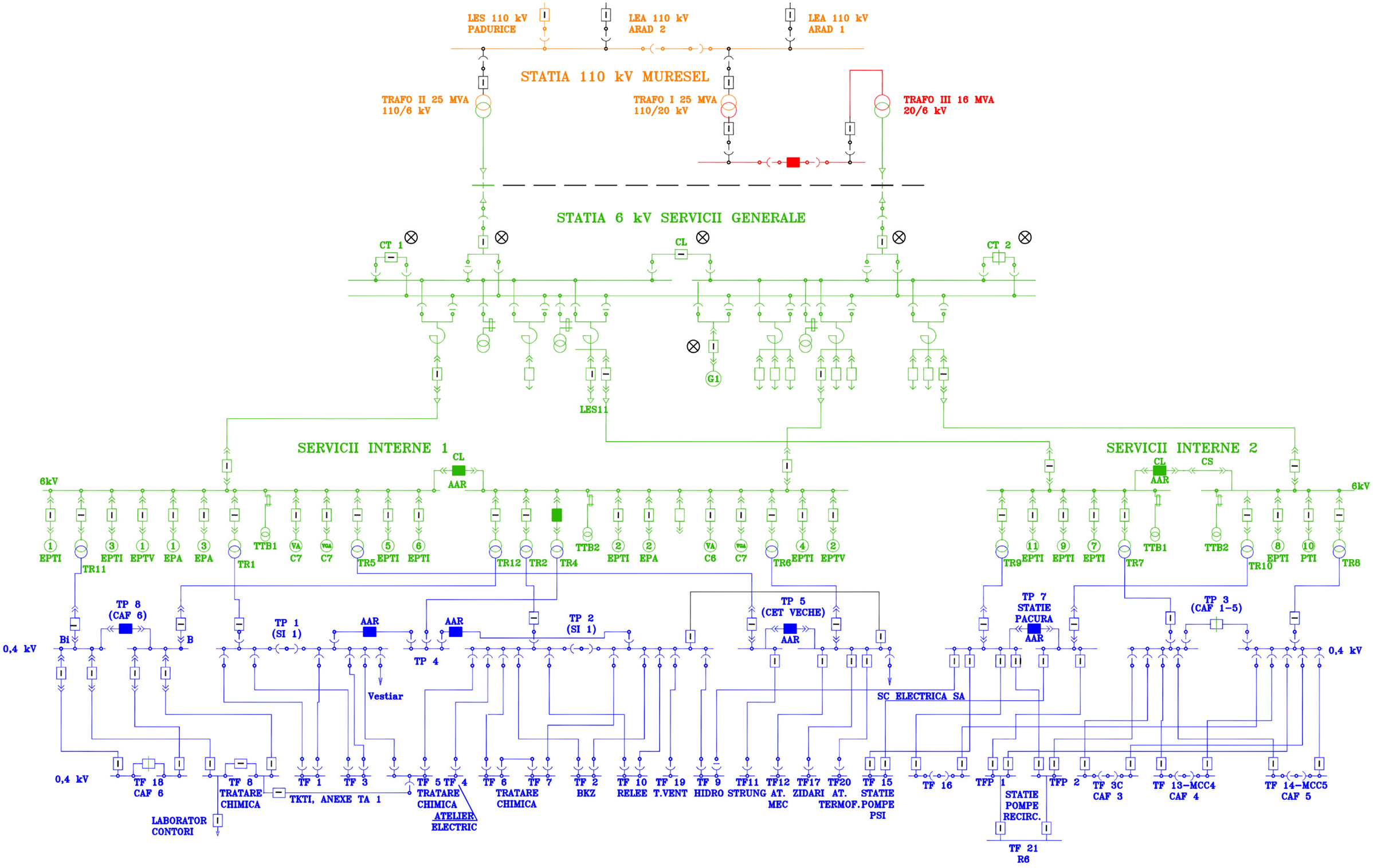
Legenda:

- CAF — cazan apa fierbinte
- conducta agent primar tur
- conducta agent primar retur
- conducta agent primar tur BARA I, BARA II
- conducta tur magistrala SERE dezafectata
- conducta retur magistrala SERE dezactata
- pompa circulatie
- vana de izolare, pozitie normal deschisa
- vana de izolare, pozitie normal inchisa
- vana de izolare actionata electric
- vana de golire
- degazor
- schimbator de caldura
- separator de namol
- zavor hidraulic
- clapeta de sens

Proiectant: PROARCOR CONSULTING — Str. Fabricii Nr.2/77, Cluj Napoca 400620				Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect : Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficienta *la CET Hidrocarburi SA*	Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: ¼	Titlu plansa: SCHEMĂ TERMODINAMICĂ SIMPLIFICATĂ - SITUAȚIA EXISTENTĂ	Faza: SF
Verificat	ing. A. Tamasiu				
Proiectat:	ing. Botond Biro		Data 2022		Plansa nr: B1.2
Desenat:	ing. Botond Biro				

A2 (594×420)

Societatea Comercială PROARCOR S.R.L. C.U.I. 26510293 Cluj-Napoca


LES 110 kV PADURICE
LEA 110 kV ARAD 2
LEA 110 kV ARAD 1
STATIA 110 kV MURESEL
TRAFO II 25 MVA 110/6 kV
TRAFO I 25 MVA 110/20 kV
TRAFO III 16 MVA 20/6 kV
STATIA 6 kV SERVICII GENERALE
CT 1
CL
CT 2
G1
LES11
SERVICII INTERNE 1
SERVICII INTERNE 2
6kV
CL
AAR
CS
EPTI
EPTV
EPA
TTB1
TTB2
VA
C7
C6
TR11
TR1
TR5
TR12
TR2
TR4
TR6
TR9
TR7
TR10
TR8
TP 8 (CAF 6)
TP 1 (SI 1)
TP 2 (SI 1)
TP 4
TP 5 (CET VECHE)
TP 7 STATIE PACURA
TP 3 (CAF 1-5)
Bi
B
0,4 kV
Vestiar
SC ELECTRICA SA
TF 18 CAF 6
TF 8 TRATARE CHIMICA
TKTI, ANEXE TA 1
LABORATOR CONTORI
TF 1
TF 3
TF 5
TF 4
ATELIER ELECTRIC
TF 6 TRATARE CHIMICA
TF 7
TF 2 BKZ
TF 10 RELEE
TF 19 T.VENT
TF 9 HIDRO
TF11 STRUNG
TF12 AT. MEC
TF17 ZIDARI
TF20 AT. TERMOF.
TF 15 STATIE POMPE PSI
TF 16
TFP 1
STATIE POMPE RECIRC.
TF 21 R6
TFP 2
TF 3C CAF 3
TF 13-MCC4 CAF 4
TF 14-MCC5 CAF 5
Intrerupator inchis
Intrerupator deschis
Intrerupator deschis pe AAR
Control sincronism

LEA 110kV Padurice

LEA 110kV Arad 2

LEA 110kV Arad 1

2x300

PDL

S

A

110 kV

T1-Trafo 25MVA
110±9x1,75%/22kV
131/655A
U_k=10,4%
Y/Δ-11

T2-Trafo 25MVA
110±9x1,75%/6,3kV
131/2295A
U_k=10,25%
Y/Δ-11

T3-Trafo 16MVA
22/6,6kV
415/1400A
U_k=8,37%
Δ/Δ-12

T1

T2

T3

2x250

2500

C.E.T. ARAD

TA

Delimitare gestiune

Control p. p. bare

RAR in functiune

Regim NOP □comanda ■blocheaza > declansarea

DRRI incomplet in aceasta statie

Producatori CEF IMC ROINVEST-1 MW

DAS < f

PDL Protectie diferentiala longitudinala

TCN1+BS1+R1

15A

300A

TS11
63kVA

Cb14N Cb12N Cb10N Cb8N Cb6N Cb1N

100/1

1250

300

CL

M1

M2

Bara1-20kV bara rosie

Bara2-20kV bara verde

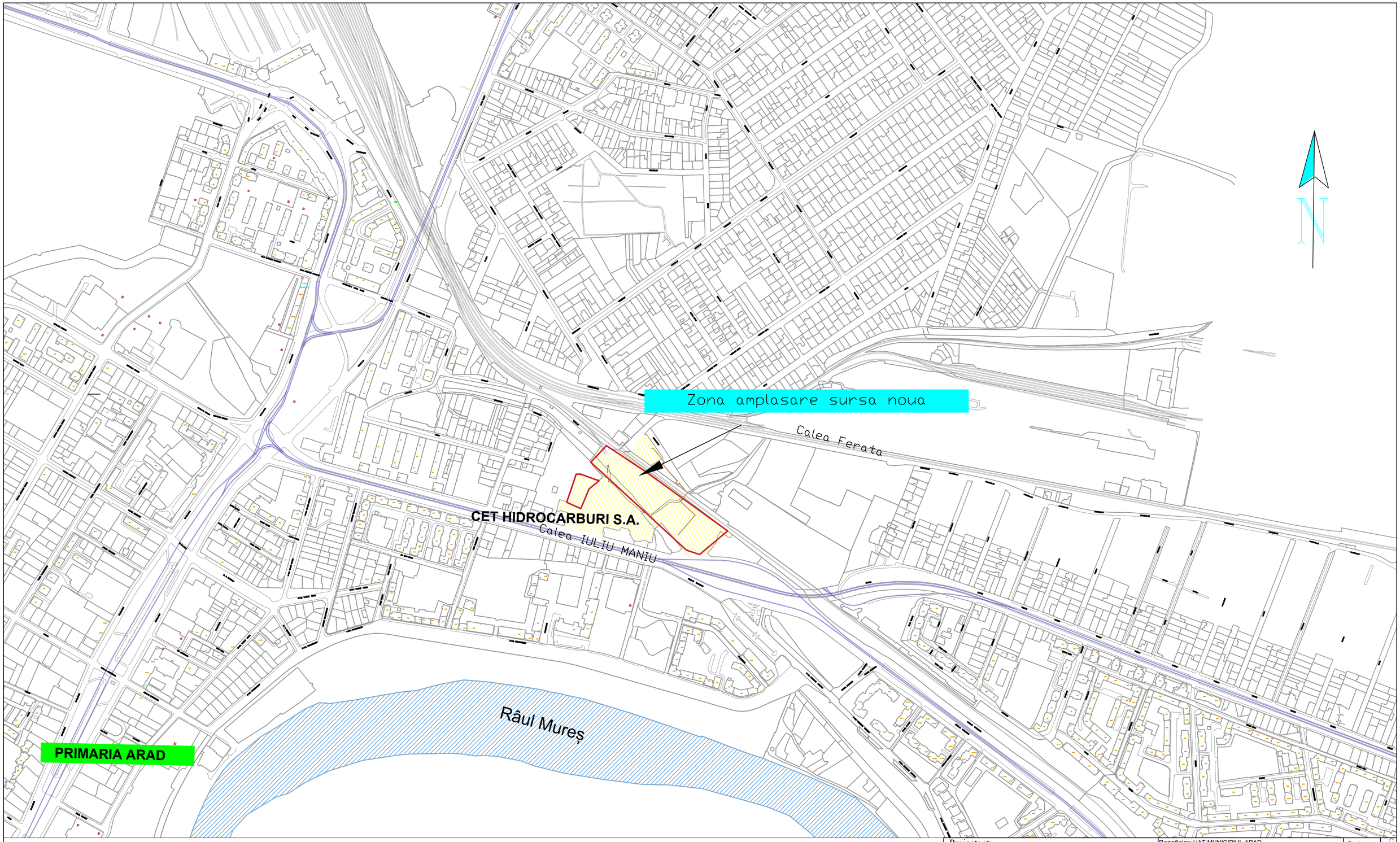
Cb26N Cb30N Cb32N Cb34N Cb36M

TS12
63kVA

TCN2+BS2+R2

E-DISTRIBUTIE BANAT		Functia	Numele	Semnatura
SCHEMA NORMALA ST.110/20kV (TC) MURESEL	Intocmit	Adj.Sef UO IT	ing.Tutunaru Cosmin	
	Desenat	Adj.Sef CCMPOR	ing.Busui Alin	
	Avizat	Ing. Sef UIT	ing.Oprea Gheorghe	
	Aprobat	Sef CCMPOR	ing.Godeanu Ovidiu	

Perioada: 01.04.2022-30.09.202



Societatea Comerciala PROARCOR S.R.L. C.U.I. 26510293 Cluj-Napoca

Proiectant:
PROARCOR CONSULTING
Str. Fabricii Nr.2/77
Cluj Napoca 400620

Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD

Proiect : **Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficienta la CET Hidrocarburi SA**

Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022

A2 (420x297)

Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: 1:10000
Verificat	ing. A. Tamasiu		
Proiectat:	ing. Botond Biro		Data 2022
Desenat:	ing. Botond Biro		

Titlu plansa:

PLAN DE INCADRARE IN ZONA

Faza: **SF**

Plansa nr: B2.1

Societatea Comercială PROARCOR S.R.L. C.U.I. 26510293 Cluj-Napoca

Proiectant:
PROARCOR CONSULTING
Str. Fabricii Nr.2/77
Cluj Napoca 400620

Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD

Proiect : **Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficienta la CET Hidrocarburi SA"**

Proiect nr. MA-P2-SACET -SF2-2022

A2 (594x420)

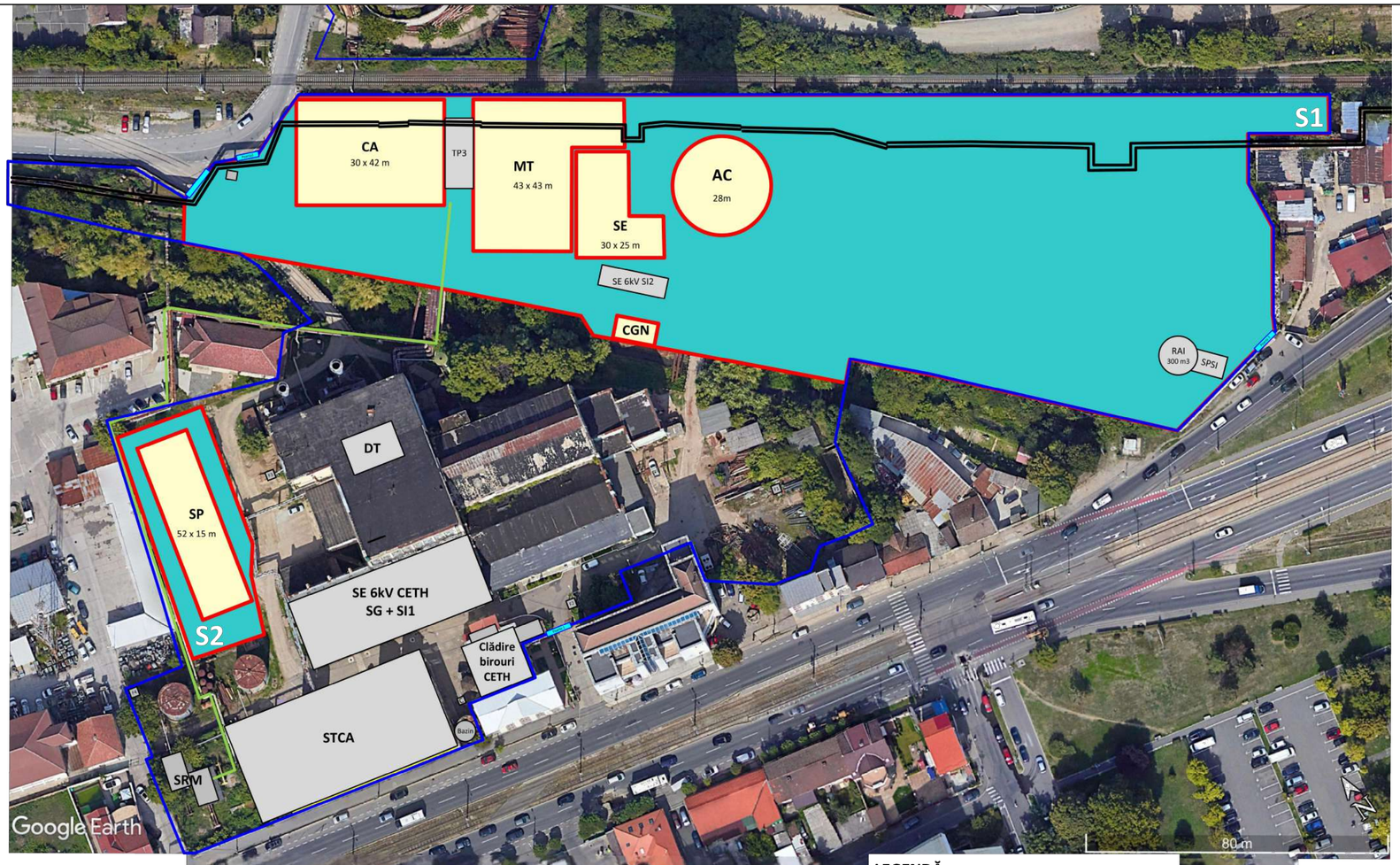
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: %
Verificat	ing. A. Tamasiu		
Proiectat:	ing. Botond Biro		Data 2022
Desenat:	ing. Botond Biro		

Titlu plansa:

Plan de amplasament propus

Faza: **SF**

Plansa nr: B2.2



LEGENDĂ

MT – Obiect Motoare Termice [1]
CB – Obiect Centrală Biomasă + Spațiu stocare biomasă SB [2]
CA – Obiect Cazane de Apă Caldă [3]
AC – Obiect Acumulator de Căldură [4]
SP – Obiect Stație Pompare [5]
DT – Obiect Degazor Termic [6]
SE – Obiect Stație Electrică și de Control [7]
SG – Obiect Servicii Generale, Rețele și Racorduri în incintă [8]

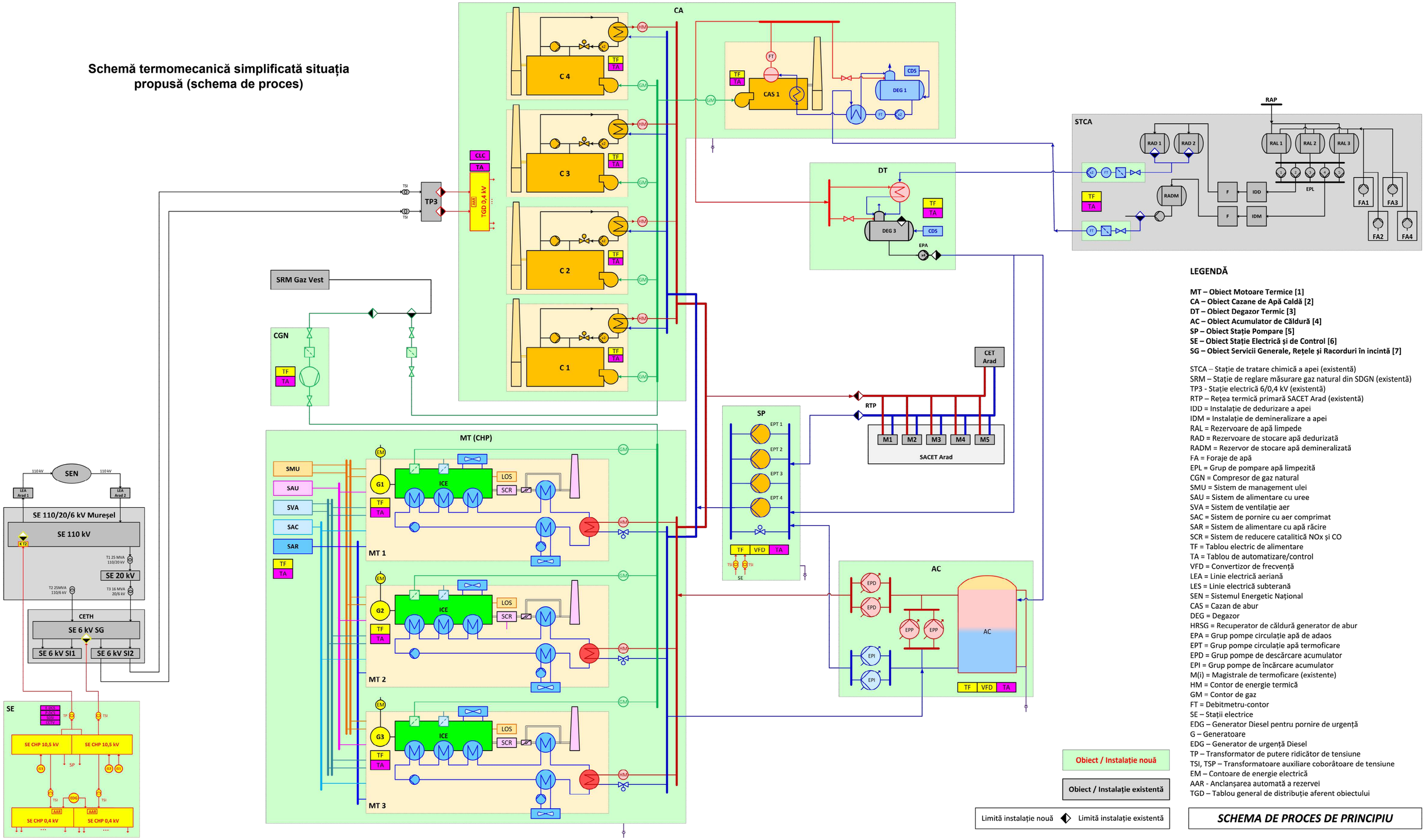
Conductă de gaz existentă

Obiect nou | Obiect existent | Teren alocat

Societatea Comerciala PROARCOR S.R.L. C.U.I. 26510293 Cluj-Napoca

Proiectant: PROARCOR CONSULTING *Str. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620*				Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect : **Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficienta la CET Hidrocarburi SA"**	Proiect nr. MA-P2-SACET -SF2-2022 / A2 (594x420)
Specificatie	Nume	Semnătura	Scara: %	Titlu plansa: **Plan general de situație propus**	Faza: **SF**
Verificat	ing. A. Tamasiu				
Proiectat:	ing. Botond Biro		Data 2022		Plansa nr: B2.3
Desenat:	ing. Botond Biro				

Schemă termomecanică simplificată situația propusă (schema de proces)



LEGENDĂ

MT – Obiect Motoare Termice [1]
CA – Obiect Cazane de Apă Caldă [2]
DT – Obiect Degazor Termic [3]
AC – Obiect Acumulator de Căldură [4]
SP – Obiect Stație Pompare [5]
SE – Obiect Stație Electrică și de Control [6]
SG – Obiect Servicii Generale, Rețele și Racorduri în incintă [7]

STCA – Stație de tratare chimică a apei (existentă)
SRM – Stație de reglare măsurare gaz natural din SDGN (existentă)
TP3 - Stație electrică 6/0,4 kV (existentă)
RTP – Rețea termică primară SACET Arad (existentă)
IDD = Instalație de dedurizare a apei
IDM = Instalație de demineralizare a apei
RAL = Rezervoare de apă limpede
RAD = Rezervoare de stocare apă dedurizată
RADM = Rezervor de stocare apă demineralizată
FA = Foraje de apă
EPL = Grup de pompare apă limpezită
CGN = Compresor de gaz natural
SMU = Sistem de management ulei
SAU = Sistem de alimentare cu uree
SVA = Sistem de ventilație aer
SAC = Sistem de pornire cu aer comprimat
SAR = Sistem de alimentare cu apă răcire
SCR = Sistem de reducere catalitică NOx și CO
TF = Tablou electric de alimentare
TA = Tablou de automatizare/control
VFD = Convertizor de frecvență
LEA = Linie electrică aeriană
LES = Linie electrică subterană
SEN = Sistemul Energetic Național
CAS = Cazan de abur
DEG = Degazor
HRSG = Recuperator de căldură generator de abur
EPA = Grup pompe circulație apă de adaos
EPT = Grup pompe circulație apă termoficare
EPD = Grup pompe de descărcare acumulator
EPI = Grup pompe de încărcare acumulator
M(i) = Magistrale de termoficare (existente)
HM = Contor de energie termică
GM = Contor de gaz
FT = Debitmetru-contor
SE – Stații electrice
EDG – Generator Diesel pentru pornire de urgență
G – Generatoare
EDG – Generator de urgență Diesel
TP – Transformator de putere ridicător de tensiune
TSI, TSP – Transformatoare auxiliare coborâtoare de tensiune
EM – Contoare de energie electrică
AAR - Anclanșarea automată a rezervei
TGD – Tablou general de distribuție aferent obiectului

Obiect / Instalație nouă

Obiect / Instalație existentă

Limită instalație nouă ◆ Limită instalație existentă

SCHEMA DE PROCES DE PRINCIPIU

Proiectant: PROARCOR CONSULTING, Str. Fabricii Nr.2/77, Cluj Napoca 400620

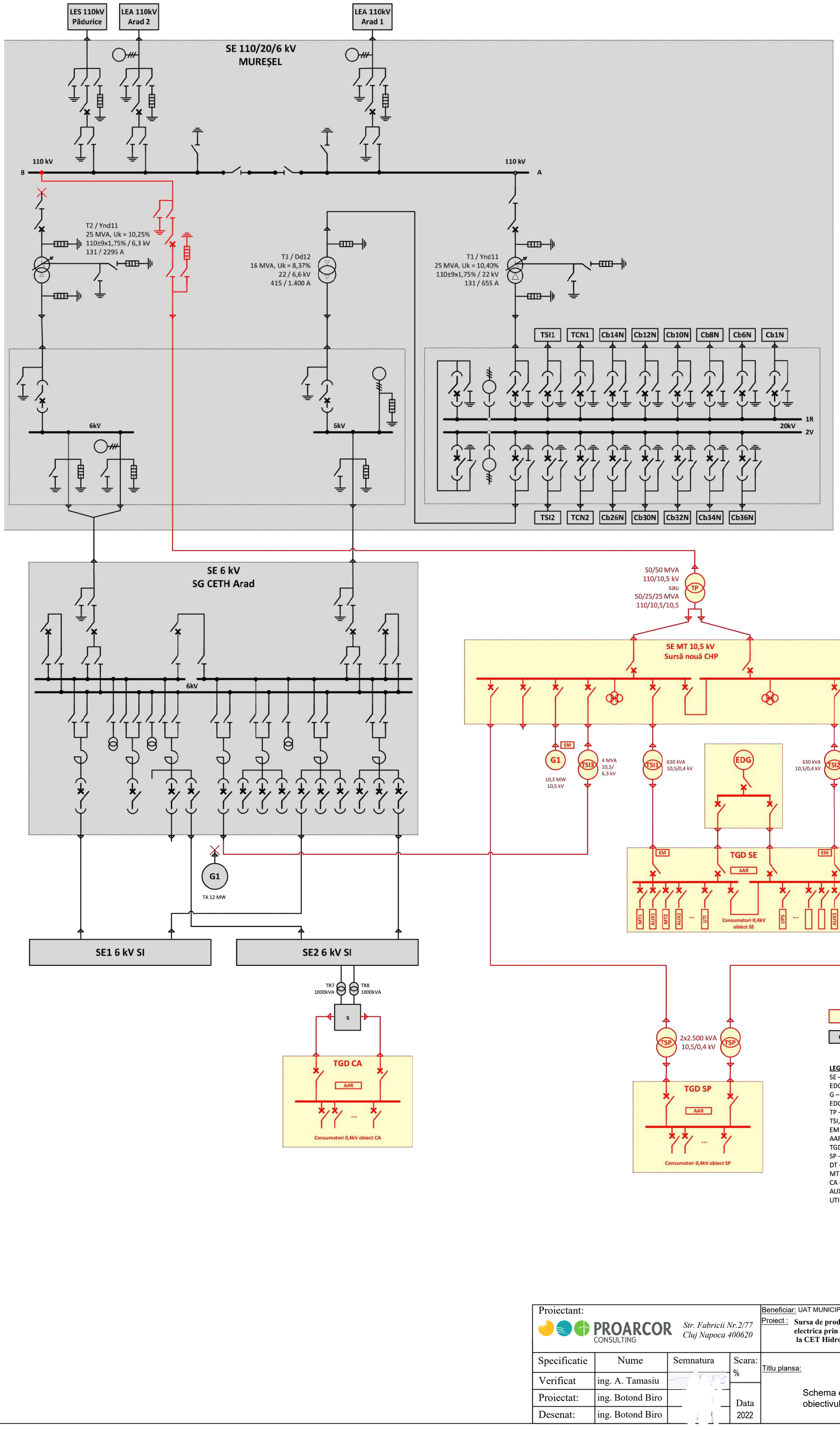
Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD
Proiect: **Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta la CET Hidrocarburi SA"**
Proiect nr.: MA-P2-SACET-SF2-2022 / A2 (594x420)

Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: %
Verificat	ing. A. Tamasiu		
Proiectat:	ing. Botond Biro		
Desenat:	ing. Botond Biro		Data 2022

Titlu plansa: Schemă termomecanică simplificată situația propusă (schema de proces)

Faza: SF

Plansa nr: B2.4



Obiect / Instalație nouă

Obiect / Instalație existentă

LEGENDĂ:

SE – Stații electrice
EDG – Generator Diesel pentru pornire de urgență
G – Generatoare
EDG – Generator de urgență Diesel
TP – Transformatoare de putere ridicătoare de tensiune
TSI, TSP – Transformatoare auxiliare coborâtoare de tensiur
EM – Contoare de energie electrică
AAR - Anclanșarea automată a rezervei
TGD – Tablou general de distribuție aferent obiectului
SP – Stație pompare
DT – Degazor termic
MT – Motoare termice
CA – Cazane de apă caldă
AUX – Echipamente/instalații auxiliare
UTI – Utilități

Societatea Comercială PROARCOR S.R.L. C.U.I. 26510293 Cluj-Napoca

Proiectant: PROARCOR CONSULTING *Str. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620*				Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect : **Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficienta la CET Hidrocarburi SA"**	Proiect nr. MA-P2-SACET -SF2-2022 / A2 (594x420)
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: %	Titlu plansa: Schema electrică propusă pentru obiectivul de investiție	Faza: **SF**
Verificat	ing. A. Tamasiu				
Proiectat:	ing. Botond Biro		Data 2022		Plansa nr: B2.5
Desenat:	ing. Botond Biro				

LISTA DE SEMNATURI

Proiectant general:
SC PROARCOR SRL

Proiectat:
ing. ec. energetician Anton Dan Tam
Expert tehnic tennoficare

ing. Andrei Szen
Expert tehnic instalaţii termice

ing. Botond Biro
Coordonator de proiect, Instalaţii termice

ing. Bogdan Ciursaş
Proiectant, Inginerie civi a

ec. Ala Baltag
Expert economico-financiar

Verificat şi aprobat:
ing. ec. energetician Anton Dan Tamasiu

Societatea Comercială PROARCOR S.R.L. C.U.I. 26510293 Cluj-Napoca

Investiție: „Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA„
Scenariu: S1
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 7

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru Obţinerea şi Amenajarea terenului**			
1.1	Obţinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	5.533.120,00	1.051.292,80	6.584.412,80
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	102.470,00	19.469,30	121.939,30
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**5.635.590,00**	**1.070.762,10**	**6.706.352,10**
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**			
2.1	Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii	2.820.510,00	535.896,90	3.356.406,90
	Total capitol 2	**2.820.510,00**	**535.896,90**	**3.356.406,90**
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru Proiectare şi Asistenţă tehnică**			
3.1	**Studii**	**207.900,00**	**39.501,00**	**247.401,00**
3.1.1	Studii de teren	118.800,00	22.572,00	141.372,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	89.100,00	16.929,00	106.029,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	**Documentaţii-suport şi cheltuieli pentru Obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii, asigurate de investitor/achizitor**	**29.000,00**	**5.510,00**	**34.510,00**
3.3	**Expertizare tehnică**	**89.100,00**	**16.929,00**	**106.029,00**
3.4	**Certificarea performanţei energetice şi auditul energetic al clădirilor**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.5	**Proiectare**	**9.505.300,00**	**1.806.007,00**	**11.311.307,00**
3.5.1	Temă de proiectare (TP)	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate (SPF)	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate (SF)	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.5.4	Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor, acordurilor şi autorizaţiilor (DTA), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	653.400,00	124.146,00	777.546,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a Proiectului tehnic şi a Detaliilor de execuţie (VP PTE), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.5.6	Proiect tehnic şi Detalii de execuţie (PTE, sau PT+DE)	8.662.500,00	1.645.875,00	10.308.375,00
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziţie**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.7	**Consultanţă**	**1.115.345,00**	**211.915,55**	**1.327.260,55**
3.7.1	Servicii de consultanţă la elaborarea cererii de finantare şi a tuturor studiilor necesa	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	970.000,00	184.300,00	1.154.300,00
3.7.3	Auditul financiar	15.345,00	2.915,55	18.260,55
3.8	**Asistenţă tehnică**	**4.146.128,00**	**787.764,32**	**4.933.892,32**
3.8.1	Asistenţă tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	Asistenţă tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuţie a lucrărilor	207.900,00	39.501,00	247.401,00
3.8.1.2	Asistenţă tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuţie, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcţii	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenţie de şantier asigurată de investitor/achizitor	3.878.828,00	736.977,32	4.615.805,32
	Total capitol 3	**15.092.773,00**	**2.867.626,87**	**17.960.399,87**
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiţia de bază**			
4.1	**Construcţii şi instalaţii**	**36.688.670,00**	**6.970.847,30**	**43.659.517,30**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**78.023.640,40**	**14.824.491,68**	**92.848.132,08**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**198.894.973,60**	**37.790.044,98**	**236.685.018,58**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	Total capitol 4	**313.607.284,00**	**59.585.383,96**	**373.192.667,96**
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**			
5.1	**Organizare de şantier**	**2.366.940,00**	**449.718,60**	**2.816.658,60**
5.1.1	Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	**136.620,00**	25.957,80	162.577,80

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S1
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 7

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli		Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2		3	4	5
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării şantierului		**2.230.320,00**	423.760,80	2.654.080,80
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**		**879.307,00**	**0,00**	**879.307,00**
5.2.1	Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare		**0,00**		0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii și instalații (procent din val. ch. cap. 4.1 și 5.1.1)	**0,5%**	184.126,45		184.126,45
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii și instalații (procent din val. ch. cap. 4.1)	**0,1%**	36.688,67		36.688,67
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din val. ch. cap. 4.1, 5.1.1 și 4.2)	**0,5%**	574.244,65		574.244,65
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri şi autorizaţii de construire și/sau desființare		**84.247,23**		84.247,23
5.3	**Cheltuieli diverse şi neprevăzute** (procent din val. ch. 1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.2 + 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8)	**10%**	**33.558.500,00**	**6.376.115,00**	**39.934.615,00**
5.4	**Cheltuieli pentru informare şi publicitate**		**35.000,00**	**6.650,00**	**41.650,00**
	Total capitol 5		**36.839.747,00**	**6.832.483,60**	**43.672.230,60**
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice şi teste**				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**		**149.730,00**	**28.448,70**	**178.178,70**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**		**1.041.310,00**	**197.848,90**	**1.239.158,90**
	Total capitol 6		**1.191.040,00**	**226.297,60**	**1.417.337,60**
1 + … + 6	**TOTAL DEVIZ GENERAL**		**375.186.944,00**	**71.118.451,03**	**446.305.395,03**
C+M	**din care: TOTAL LUCRĂRI EXECUȚIE "C+M" (1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 5.1.1) + (4.2)**		**123.305.030,40**	**23.427.955,78**	**146.732.986,18**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică şi electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 1 al Investiției

Obiect: 1 - Turbine cu gaze (TG)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA)
			lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**6.146.000,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	4.595.000,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.551.000,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**6.146.000,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**8.425.355,40**
TOTAL II - subcap. 4.2			**8.425.355,40**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**100.180.713,60**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**100.180.713,60**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**114.752.069,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**596.350,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**118.180,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**478.170,00**
TOTAL OBIECT			**115.348.419,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 2 al Investiției

Obiect: 2 - Cazane de apă caldă și abur (CA)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**6.002.080,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	5.150.380,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	851.700,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**6.002.080,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**7.542.750,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**7.542.750,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**41.514.170,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**41.514.170,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**55.059.000,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**108.410,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**5.940,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**102.470,00**
TOTAL OBIECT			**55.167.410,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 3 al Investiției

Obiect: 3 - Degazor termic pentru termoficare, cu auxiliare (DT)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**109.300,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	109.300,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**109.300,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**635.280,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**635.280,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**1.118.920,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**1.118.920,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**1.863.500**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**21.860,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**2.730,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**19.130,00**
TOTAL OBIECT			**1.885.360,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 4 al Investiției

Obiect: 4 - Acumulator de căldură (AC)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**3.428.865,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	**0,00**
4.1.2	Rezistență	LS	3.318.480,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	110.385,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**3.428.865,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**7.428.465,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**7.428.465,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**16.211.250,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**16.211.250,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**27.068.580**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**99.000,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**94.050,00**
TOTAL OBIECT			**27.167.580,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 5 al Investiției

Obiect: 5 - Stație de pompare agent termic (SP)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**4.872.285,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	**0,00**
4.1.2	Rezistență	LS	4.469.355,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	402.930,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**4.872.285,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**9.223.830,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**9.223.830,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**12.261.150,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**12.261.150,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**26.357.265**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**79.200,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**74.250,00**
TOTAL OBIECT			**26.436.465,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 6 al Investiției

Obiect: 6 - Stație electrică și sistem de control distribuit (SE)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**2.820.510,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**2.820.510,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**7.544.940,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	6.462.230,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.082.710,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**7.544.940,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**19.292.430,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**19.292.430,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**27.608.770,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**27.608.770,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**54.446.140**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**217.910,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**12.980,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**204.930,00**
TOTAL OBIECT			**57.484.560,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 7 al Investiției

Obiect: 7 - Servicii generale, rețele și racorduri în incintă (SG)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**5.635.590,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**5.533.120,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**102.470,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**8.585.200,00**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	LS	2.363.530,00
4.1.2	Rezistență	LS	4.561.740,00
4.1.3	Arhitectură - nu este cazul	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.659.930,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**8.585.200,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**25.475.530,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**25.475.530,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**0,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**0,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**34.060.730**
Cap. 5 - Organizare de șantier - comun pentru toate obiectele			**2.366.940,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**136.620,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**2.230.320,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**68.310,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**0,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**68.310,00**
TOTAL OBIECT			**42.131.570,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 7

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru Obţinerea şi Amenajarea terenului**			
1.1	Obţinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	5.533.120,00	1.051.292,80	6.584.412,80
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	102.470,00	19.469,30	121.939,30
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**5.635.590,00**	**1.070.762,10**	**6.706.352,10**
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**			
2.1	Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii	2.820.510,00	535.896,90	3.356.406,90
	Total capitol 2	**2.820.510,00**	**535.896,90**	**3.356.406,90**
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru Proiectare şi Asistenţă tehnică**			
3.1	**Studii**	**207.900,00**	**39.501,00**	**247.401,00**
3.1.1	Studii de teren	118.800,00	22.572,00	141.372,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	89.100,00	16.929,00	106.029,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	**Documentaţii-suport şi cheltuieli pentru Obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii, asigurate de investitor/achizitor**	**29.000,00**	**5.510,00**	**34.510,00**
3.3	**Expertizare tehnică**	**89.100,00**	**16.929,00**	**106.029,00**
3.4	**Certificarea performanţei energetice şi auditul energetic al clădirilor**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.5	**Proiectare**	**9.505.300,00**	**1.806.007,00**	**11.311.307,00**
3.5.1	Temă de proiectare (TP)	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate (SPF)	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate (SF)	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.5.4	Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor, acordurilor şi autorizaţiilor (DTA), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	653.400,00	124.146,00	777.546,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a Proiectului tehnic şi a Detaliilor de execuţie (VP PTE), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.5.6	Proiect tehnic şi Detalii de execuţie (PTE, sau PT+DE)	8.662.500,00	1.645.875,00	10.308.375,00
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziţie**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.7	**Consultanţă**	**1.115.345,00**	**211.915,55**	**1.327.260,55**
3.7.1	Servicii de consultanţă la elaborarea cererii de finantare şi a tuturor studiilor necesar	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	970.000,00	184.300,00	1.154.300,00
3.7.3	Auditul financiar	15.345,00	2.915,55	18.260,55
3.8	**Asistenţă tehnică**	**4.146.128,00**	**787.764,32**	**4.933.892,32**
3.8.1	Asistenţă tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	Asistenţă tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuţie a lucrărilor	207.900,00	39.501,00	247.401,00
3.8.1.2	Asistenţă tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuţie, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcţii	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenţie de şantier	3.878.828,00	736.977,32	4.615.805,32
	Total capitol 3	**15.092.773,00**	**2.867.626,87**	**17.960.399,87**
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiţia de bază**			
4.1	**Construcţii şi instalaţii**	**38.313.650,00**	**7.279.593,50**	**45.593.243,50**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**83.133.405,00**	**15.795.346,95**	**98.928.751,95**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**258.919.870,00**	**49.194.775,30**	**308.114.645,30**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	Total capitol 4	**380.366.925,00**	**72.269.715,75**	**452.636.640,75**
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**			
5.1	**Organizare de şantier**	**2.366.940,00**	**449.718,60**	**2.816.658,60**
5.1.1	Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	**136.620,00**	25.957,80	162.577,80

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 7

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli		Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2		3	4	5
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării şantierului		**2.230.320,00**	423.760,80	2.654.080,80
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**		**922.731,00**	**0,00**	**922.731,00**
5.2.1	Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare		**0,00**		0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii și instalații (procent din val. ch. cap. 4.1 și 5.1.1)	**0,5%**	192.251,35		192.251,35
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii și instalații (procent din val. ch. cap. 4.1)	**0,1%**	38.313,65		38.313,65
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din val. ch. cap. 4.1, 5.1.1 și 4.2)	**0,5%**	607.918,38		607.918,38
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri şi autorizaţii de construire și/sau desfiinţare		**84.247,62**		84.247,62
5.3	**Cheltuieli diverse şi neprevăzute** (procent din val. ch. 1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.2 + 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8)	**10%**	**40.234.400,00**	**7.644.536,00**	**47.878.936,00**
5.4	**Cheltuieli pentru informare şi publicitate**		**35.000,00**	**6.650,00**	**41.650,00**
	Total capitol 5		**43.559.071,00**	**8.100.904,60**	**51.659.975,60**
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice şi teste**				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**		**149.730,00**	**28.448,70**	**178.178,70**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**		**1.041.310,00**	**197.848,90**	**1.239.158,90**
	Total capitol 6		**1.191.040,00**	**226.297,60**	**1.417.337,60**
1 + … + 6	**TOTAL DEVIZ GENERAL**		**448.665.909,00**	**85.071.203,82**	**533.737.112,82**
C+M	**din care: TOTAL LUCRĂRI EXECUȚIE "C+M" (1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.2, 5.1.1)**		**130.039.775,00**	**24.707.557,25**	**154.747.332,25**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 1 al Investiției

Obiect: 1 - Motoare termice cu gaze (MT)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**7.770.980,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	6.012.000,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.758.980,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**7.770.980,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	13.535.120,00
TOTAL II - subcap. 4.2			**13.535.120,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**160.205.610,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**160.205.610,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**181.511.710,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**596.350,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**118.180,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**478.170,00**
TOTAL OBIECT			**182.108.060,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 2 al Investiției

Obiect: 2 - Cazane de apă caldă și abur (CA)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**6.002.080,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	5.150.380,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	851.700,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**6.002.080,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**7.542.750,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**7.542.750,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**41.514.170,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**41.514.170,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**55.059.000,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**108.410,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**5.940,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**102.470,00**
TOTAL OBIECT			**55.167.410,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 3 al Investiției

Obiect: 3 - Degazor termic pentru termoficare (DT)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**109.300,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	109.300,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**109.300,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**635.280,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**635.280,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**1.118.920,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**1.118.920,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**1.863.500**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**21.860,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**2.730,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**19.130,00**
TOTAL OBIECT			**1.885.360,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 4 al Investiției

Obiect: 4 - Acumulator de căldură (AC)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**3.428.865,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	**0,00**
4.1.2	Rezistență	LS	3.318.480,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	110.385,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**3.428.865,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**7.428.465,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**7.428.465,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**16.211.250,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**16.211.250,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**27.068.580**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**99.000,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**94.050,00**
TOTAL OBIECT			**27.167.580,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 5 al Investiției

Obiect: 5 - Stație de pompare agent termic (SP)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**4.872.285,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	**0,00**
4.1.2	Rezistență	LS	4.469.355,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	402.930,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**4.872.285,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**9.223.830,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**9.223.830,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**12.261.150,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**12.261.150,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**26.357.265**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**79.200,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**74.250,00**
TOTAL OBIECT			**26.436.465,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 6 al Investiției

Obiect: 6 - Stație electrică și sistem de control distribuit (SE)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	a	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**2.820.510,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**2.820.510,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**7.544.940,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	6.462.230,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.082.710,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**7.544.940,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**19.292.430,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**19.292.430,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**27.608.770,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**27.608.770,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**54.446.140**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**217.910,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**12.980,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**204.930,00**
TOTAL OBIECT			**57.484.560,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 7 al Investiției

Obiect: 7 - Servicii generale, rețele și racorduri în incintă (SG)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**5.635.590,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**5.533.120,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**102.470,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**8.585.200,00**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	LS	2.363.530,00
4.1.2	Rezistență	LS	4.561.740,00
4.1.3	Arhitectură - nu este cazul	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.659.930,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**8.585.200,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**25.475.530,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**25.475.530,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**0,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**0,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**34.060.730**
Cap. 5 - Organizare de șantier - comun pentru toate obiectele			**2.366.940,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**136.620,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**2.230.320,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**68.310,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**0,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**68.310,00**
TOTAL OBIECT			**42.131.570,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: SR (contrafactual)
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 7

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru Obţinerea şi Amenajarea terenului**			
1.1	Obţinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	751.410,00	142.767,90	894.177,90
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	81.970,00	15.574,30	97.544,30
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**833.380,00**	**158.342,20**	**991.722,20**
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**			
2.1	Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru Proiectare şi Asistenţă tehnică**			
3.1	**Studii**	**188.100,00**	**35.739,00**	**223.839,00**
3.1.1	Studii de teren	99.000,00	18.810,00	117.810,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	89.100,00	16.929,00	106.029,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	**Documentaţii-suport şi cheltuieli pentru Obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii, asigurate de investitor/achizitor**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.3	**Expertizare tehnică**	**89.100,00**	**16.929,00**	**106.029,00**
3.4	**Certificarea performanţei energetice şi auditul energetic al clădirilor**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.5	**Proiectare**	**1.775.000,00**	**337.250,00**	**2.112.250,00**
3.5.1	Temă de proiectare (TP)	**0,00**	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate (SPF)	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate (SF)	0,00	0,00	0,00
3.5.4	Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor, acordurilor şi autorizaţiilor (DTA), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	250.000,00	47.500,00	297.500,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a Proiectului tehnic şi a Detaliilor de execuţie (VP PTE), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	25.000,00	4.750,00	29.750,00
3.5.6	Proiect tehnic şi Detalii de execuţie (PTE, sau PT+DE)	1.500.000,00	285.000,00	1.785.000,00
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziţie**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.7	**Consultanţă**	**470.345,00**	**89.365,55**	**559.710,55**
3.7.1	Servicii de consultanţă la elaborarea cererii de finantare şi a tuturor studiilor necesa	0,00	0,00	0,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	455.000,00	86.450,00	541.450,00
3.7.3	Auditul financiar	15.345,00	2.915,55	18.260,55
3.8	**Asistenţă tehnică**	**1.505.000,00**	**285.950,00**	**1.790.950,00**
3.8.1	Asistenţă tehnică din partea proiectantului	125.000,00	23.750,00	148.750,00
3.8.1.1	Asistenţă tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuţie a lucrărilor	100.000,00	19.000,00	119.000,00
3.8.1.2	Asistenţă tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuţie, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcţii	25.000,00	4.750,00	29.750,00
3.8.2	Dirigenţie de şantier asigurată de investitor/achizitor	1.380.000,00	262.200,00	1.642.200,00
	Total capitol 3	**4.027.545,00**	**765.233,55**	**4.792.778,55**
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiţia de bază**			
4.1	**Construcţii şi instalaţii**	**13.261.970,00**	**2.519.774,30**	**15.781.744,30**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**18.535.500,00**	**3.521.745,00**	**22.057.245,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**55.856.420,00**	**10.612.719,80**	**66.469.139,80**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	Total capitol 4	**87.653.890,00**	**16.654.239,10**	**104.308.129,10**
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**			
5.1	**Organizare de şantier**	**1.666.770,00**	**316.686,30**	**1.983.456,30**
5.1.1	Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	**136.620,00**	25.957,80	162.577,80
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării şantierului	**1.530.150,00**	290.728,50	1.820.878,50

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: SR (contrafactual)
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 7

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli		Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2		3	4	5
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**		**306.926,00**	**0,00**	**306.926,00**
5.2.1	Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare		**0,00**		0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii și instalații (procent din val. ch. cap. 4.1 și 5.1.1)	**0,5%**	66.992,95		66.992,95
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii și instalații (procent din val. ch. cap. 4.1)	**0,1%**	13.261,97		13.261,97
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din val. ch. cap. 4.1, 5.1.1 și 4.2)	**0,5%**	159.670,45		159.670,45
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri şi autorizaţii de construire și/sau desfiinţare		67.000,63		67.000,63
5.3	**Cheltuieli diverse şi neprevăzute** (procent din val. ch. 1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.2 + 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8)	**3,0%**	**2.753.000,00**	**523.070,00**	**3.276.070,00**
5.4	**Cheltuieli pentru informare şi publicitate**		**20.000,00**	**3.800,00**	**23.800,00**
	Total capitol 5		**4.746.696,00**	**843.556,30**	**5.590.252,30**
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice şi teste**				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**		**13.620,00**	**2.587,80**	**16.207,80**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**		**250.500,00**	**47.595,00**	**298.095,00**
	Total capitol 6		**264.120,00**	**50.182,80**	**314.302,80**
1 + … + 6	**TOTAL DEVIZ GENERAL**		**97.525.631,00**	**18.471.553,95**	**115.997.184,95**
C+M	**din care: TOTAL LUCRĂRI EXECUȚIE "C+M" (1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 5.1.1) + (4.2)**		**32.767.470,00**	**6.225.819,30**	**38.993.289,30**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: SR (contrafactual)

Devizul Obiectului 1 al Investiției

Obiect: 1 [2] - Cazane de apă caldă și abur (CA), total 130 MWt
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**6.921.170,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	6.081.640,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	839.530,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**6.921.170,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**8.568.260,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**8.568.260,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**47.839.200,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**47.839.200,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**63.328.630,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**108.410,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**5.940,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**102.470,00**
TOTAL OBIECT			**63.437.040,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: SR (contrafactual)

Devizul Obiectului 2 al Investiției

Obiect: 2 [3] - Degazor termic pentru termoficare, cu auxiliare (DT)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**109.300,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	109.300,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**109.300,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**635.280,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**635.280,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**1.118.920,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**1.118.920,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**1.863.500**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**21.860,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**2.730,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**19.130,00**
TOTAL OBIECT			**1.885.360,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: SR (contrafactual)

Devizul Obiectului 3 al Investiției

Obiect: 3 [5] - Stație de pompare agent termic (SP)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**0,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**0,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**3.012.800,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	**0,00**
4.1.2	Rezistență	LS	2.680.200,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	332.600,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**3.012.800,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**5.024.100,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**5.024.100,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**6.898.300,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**6.898.300,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**14.935.200**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**79.200,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**74.250,00**
TOTAL OBIECT			**15.014.400,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Investiție: Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA
Scenariu: SR (contrafactual)

Devizul Obiectului 4 al Investiției

Obiect: 4 [7] - Servicii generale, rețele și racorduri în incintă (SG)
Bază legală: HG 907/2016, Anexa 8

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**833.380,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**751.410,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**81.970,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**3.218.700,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	1.222.750,00
4.1.2	Rezistență	LS	1.344.960,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	650.990,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**3.218.700,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**4.307.860,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**4.307.860,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**0,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**LS**	**0,00**
4.5	**Dotări**	**LS**	**0,00**
4.6	**Active necorporale**	**LS**	**0,00**
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6			**0,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**7.526.560**
Cap. 5 - Organizare de șantier - comun pentru toate obiectele			**1.666.770,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**136.620,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**1.530.150,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**54.650,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**0,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**54.650,00**
TOTAL OBIECT			**10.081.360,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CONSUMURI																	
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)							2	2	2	2	2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760					6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																	
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	314.228,5	6.913.026					310.917,34	312.463,87	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, turbine cu gaz	EF1H	MWh(f)/an		0													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165				307.599,14	101.922,18	87.837,48	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506				25.873,44	16.632,93	10.472,58	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0													
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**402.291,2**	**9.252.698**				**333.472,58**	**429.472,44**	**410.773,93**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																	
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	60.702,4	1.396.155				0,00	62.792,87	63.105,20	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449				62.122,72	20.584,20	17.739,66	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071				5.225,40	3.359,19	2.115,04	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**81.246,7**	**1.868.675**				**67.348,12**	**86.736,25**	**82.959,90**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**
3. Apă tehnologică																	
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500					8.500,00								
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163				**231.159,60**	**148.602,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**				**231.159,60**	**157.102,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz																	
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	0,10						0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	qloc,max	lit/h/unit	0,11						0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	0,10						0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	1.318	29.001					**1.304**	**1.311**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit								4.000		4.000		4.000		4.000	
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	4.000,00	88.000					**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**5.318**	**117.001**					**1.304**	**9.311**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**
6. Energie electrică																	
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						**7.500,00**									

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CHELTUIELI VARIABILE																	
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%				**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,920		**4,9195**	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%			-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	**143,99**	**115,19**	**100,79**	**92,33**	**83,88**	**75,42**	**66,96**	**58,50**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**109.574.846**	**2.520.221.459**				**151.476.675,66**	**177.210.517,15**	**152.400.069,85**	**133.056.993,72**	**116.246.029,46**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
	re	%															
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)															
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**100.808.858**	**2.520.221.459**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**151.476.675,66**	**177.210.517,15**	**152.400.069,85**	**133.056.993,72**	**116.246.029,46**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%				2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	**90,92**	**92,93**	**96,57**	**100,10**	**100,10**	**100,10**	**100,10**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**40.779.294**	**937.923.754**				**33.165.040,51**	**42.712.570,45**	**40.852.936,11**	**40.174.168,68**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		**2,00**	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**724.092**	**16.654.109**				**2.274.379,30**	**1.545.732,48**	**920.582,10**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz	re	%	1,00%			**1,0%**	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		**4,00**	4,04	4,08	4,12	4,16	4,20	4,25	4,29	4,33	4,37	4,42	4,46	4,51
		lei/lit	22,45		19,68	19,87	20,07	20,27	20,48	20,68	20,89	21,10	21,31	21,52	21,74	21,95	22,17
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**121.591**	**2.675.010**					**26.708,77**	**192.564,25**	**27.558,01**	**196.613,43**	**28.111,93**	**200.565,36**	**28.676,98**	**204.596,72**	**29.253,39**
6. Energie electrică						-19,3%	-11,5%	-7,4%									
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi	**265,00**	**213,87**	**189,25**	**175,28**									
		lei/MWh	948,48		1.303,67	1.052,16	931,01	862,27									
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**6.467.038**	**6.467.038**				**6.467.038,00**									
7. Alte cheltuieli variabile																	
Rată de escaladare	re	%	0,50%					**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.585.461**	**36.465.593**				**1.500.000,00**	**1.507.500,00**	**1.515.038,00**	**1.522.613,00**	**1.530.226,00**	**1.537.877,00**	**1.545.566,00**	**1.553.294,00**	**1.561.060,00**	**1.568.865,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**140.816.279**	**3.520.406.964**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**194.883.133,47**	**223.003.028,85**	**195.881.190,31**	**175.377.004,19**	**159.674.804,85**	**142.702.990,09**	**142.883.132,52**	**142.718.972,14**	**142.902.657,88**	**142.735.119,55**

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CHELTUIELI FIXE																	
Mentenanță și reparații									6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i)**	**lei/an**	**9.307.328**	**232.683.192**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**7.820.508,55**	**6.680.640,70**	**6.880.221,45**	**7.045.916,71**	**7.211.651,34**	**7.383.640,98**	**7.561.885,63**	**7.740.174,57**	**7.924.718,51**
Salarizare	re	%			**1,0%**	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			**9.100,00**	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						**120**	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	**CF6**	**lei/an**						**13.501.440**	**20.455.200**	**20.660.400**	**20.867.760**	**21.077.280**	**21.288.960**	**21.502.800**	**21.718.800**	**21.936.960**	**22.157.280**
Alte cheltuieli fixe																	
Amortizări	**CF7**	**lei/an**	**0**	**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Dobânzi	**CF8**	**lei/an**	**0**	**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**lei/an**	**1.268.368**	**29.172.462**				**1.200.000,00**	**1.206.000,00**	**1.212.030,00**	**1.218.090,00**	**1.224.180,00**	**1.230.301,00**	**1.236.453,00**	**1.242.635,00**	**1.248.848,00**	**1.255.092,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**31.044.050**	**776.101.254**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**14.701.440,00**	**29.481.708,55**	**28.553.070,70**	**28.966.071,45**	**29.347.376,71**	**29.730.912,34**	**30.122.893,98**	**30.523.320,63**	**30.925.982,57**	**31.337.090,51**
		eur/an			-	-	-	2.988.401	5.992.826	5.804.059	5.888.011	5.965.520	6.043.483	6.123.162	6.204.558	6.286.408	6.369.975
TOTAL CHELTUIELI	**C = CF + CV**	**lei/an**	**171.860.329**	**4.296.508.218**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**209.584.573,47**	**252.484.737,40**	**224.434.261,01**	**204.343.075,64**	**189.022.181,57**	**172.433.902,43**	**173.006.026,50**	**173.242.292,77**	**173.828.640,45**	**174.072.210,06**
		eur/an			-	-	-	42.602.820	51.323.252	45.621.356	41.537.367	38.423.047	35.051.103	35.167.400	35.215.427	35.334.615	35.384.126

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI															
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural															
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, turbine cu gaz	EF1H	MWh(f)/an													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an													
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)															
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**
3. Apă tehnologică															
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an													
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz															
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	qloc,max	lit/h/unit	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit	4.000		4.000		4.000		4.000		4.000		4.000		4.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**
6. Energie electrică															
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an													

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CHELTUIELI VARIABILE															
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**
		lei/MWh(f)	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
	re	%													
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)													
		lei/MWh(f)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**
		lei/tCO2	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**
3. Apă tehnologică	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,55	4,60	4,64	4,69	4,74	4,78	4,83	4,88	4,93	4,98	5,03	5,08	5,13
		lei/lit	22,40	22,62	22,85	23,07	23,30	23,54	23,77	24,01	24,25	24,49	24,74	24,99	25,24
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**208.709,12**	**29.841,38**	**212.904,17**	**30.441,19**	**217.183,54**	**31.053,06**	**221.548,93**	**31.677,23**	**226.002,07**	**32.313,94**	**230.544,71**	**32.963,45**	**235.178,66**
6. Energie electrică															
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh													
		lei/MWh													
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**													
7. Alte cheltuieli variabile															
Rată de escaladare	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.576.709,00**	**1.584.593,00**	**1.592.516,00**	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**	**1.632.729,00**	**1.640.893,00**	**1.649.097,00**	**1.657.342,00**	**1.665.629,00**	**1.673.957,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**142.922.419,28**	**142.751.435,54**	**142.942.421,33**	**142.767.921,35**	**142.962.665,71**	**142.784.577,22**	**142.983.156,09**	**142.801.407,39**	**143.003.896,23**	**142.818.412,10**	**143.024.887,87**	**142.835.593,61**	**143.046.136,82**

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CHELTUIELI FIXE															
Mentenanță și reparații			6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i)**	**lei/an**	**8.115.517,48**	**8.312.571,46**	**8.509.669,71**	**8.713.022,98**	**8.922.636,19**	**9.138.504,42**	**9.360.632,57**	**9.589.015,75**	**54.092.948,12**	**10.052.140,43**	**10.293.092,67**	**10.540.304,84**	**10.793.776,96**
Salarizare	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună	10.361,00	10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	**CF6**	**lei/an**	**22.379.760**	**22.604.400**	**22.831.200**	**23.060.160**	**23.291.280**	**23.524.560**	**23.760.000**	**23.997.600**	**24.237.360**	**24.479.280**	**24.723.360**	**24.969.600**	**25.220.160**
Alte cheltuieli fixe															
Amortizări	**CF7**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Dobânzi	**CF8**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**lei/an**	**1.261.367,00**	**1.267.674,00**	**1.274.012,00**	**1.280.382,00**	**1.286.784,00**	**1.293.218,00**	**1.299.684,00**	**1.306.182,00**	**1.312.713,00**	**1.319.277,00**	**1.325.873,00**	**1.332.502,00**	**1.339.165,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**31.756.644,48**	**32.184.645,46**	**32.614.881,71**	**33.053.564,98**	**33.500.700,19**	**33.956.282,42**	**34.420.316,57**	**34.892.797,75**	**79.643.021,12**	**35.850.697,43**	**36.342.325,67**	**36.842.406,84**	**37.353.101,96**
		eur/an	6.455.259	6.542.259	6.629.715	6.718.887	6.809.777	6.902.385	6.996.710	7.092.753	16.189.251	7.287.468	7.387.402	7.489.055	7.592.866
TOTAL CHELTUIELI	**C = CF + CV**	**lei/an**	**174.679.063,76**	**174.936.081,00**	**175.557.303,04**	**175.821.486,34**	**176.463.365,90**	**176.740.859,64**	**177.403.472,67**	**177.694.205,14**	**222.646.917,35**	**178.669.109,53**	**179.367.213,54**	**179.678.000,45**	**180.399.238,78**
		eur/an	35.507.483	35.559.728	35.686.005	35.739.707	35.870.183	35.926.590	36.061.281	36.120.379	45.258.038	36.318.551	36.460.456	36.523.631	36.670.239

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CONSUMURI																	
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)							3	3	3	3	3	3	3	3	3
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760					6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																	
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	416.280,2	9.158.164					411.893,70	413.942,50	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, motoare termice	EF1H	MWh(f)/an		0													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165				307.599,14	101.922,18	87.837,48	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506				25.873,44	16.632,93	10.472,58	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0													
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**499.905,9**	**11.497.836**				**333.472,58**	**530.448,81**	**512.252,56**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																	
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	80.416,6	1.849.583				0,00	83.186,05	83.599,83	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449				62.122,72	20.584,20	17.739,66	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071				5.225,40	3.359,19	2.115,04	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**100.961,0**	**2.322.103**				**67.348,12**	**107.129,44**	**103.454,53**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**
3. Apă tehnologică																	
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500					8.500,00								
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163				**231.159,60**	**148.602,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**				**231.159,60**	**157.102,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, motoare termice																	
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	2,70						2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
	qloc,max	lit/h/unit	3,05						3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	2,90						2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	54.826	1.206.172					**54.248**	**54.518**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit							6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800
Interval schimb de ulei / unitate	Hos	h	6.000	132.000					6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	20.400,00	448.800					**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**75.226**	**1.654.972**					**74.648**	**74.918**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice																	
Debit agent reducere	qar	lit/h/unit	30,00						30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Cantitate agent reducere	**Var = qar*N*Hom**	**m3/an**	**567,65**	**12.488**					**561,67**	**564,47**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**
6. Energie electrică																	
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						**7.500,00**									

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CHELTUIELI VARIABILE																	
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,00%			**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,9195		**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**
1. Gaz natural	re	%	-3,94%		1,00	-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	**143,99**	**115,19**	**100,79**	**92,33**	**83,88**	**75,42**	**66,96**	**58,50**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**135.439.527**	**3.115.109.118**				**151.476.675,66**	**218.875.760,77**	**190.049.368,88**	**166.699.021,27**	**145.637.585,78**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**
	re	%															
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)															
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**124.604.365**	**3.115.109.118**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**151.476.675,66**	**218.875.760,77**	**190.049.368,88**	**166.699.021,27**	**145.637.585,78**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,48%		1,00	2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	**90,92**	**92,93**	**96,57**	**100,10**	**100,10**	**100,10**	**100,10**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**50.682.108**	**1.165.688.484**				**33.165.040,51**	**52.755.031,14**	**50.945.348,87**	**50.331.774,47**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		**2,00**	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**724.092**	**16.654.109**				**2.274.379,30**	**1.545.732,48**	**920.582,10**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, motoare termice	re	%	1,00%			**1,0%**	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		**4,00**	4,04	4,08	4,12	4,16	4,20	4,25	4,29	4,33	4,37	4,42	4,46	4,51
		lei/lit	22,45		19,68	19,87	20,07	20,27	20,48	20,68	20,89	21,10	21,31	21,52	21,74	21,95	22,17
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**1.713.558**	**37.698.276**					**1.528.573,12**	**1.549.439,53**	**1.572.290,17**	**1.588.013,07**	**1.603.893,20**	**1.619.932,13**	**1.636.131,45**	**1.652.492,77**	**1.669.017,69**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice	re	%	0,50%			**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Preț agent reducere gaze poluante	PARN	eur/lit	1,07		**1,00**	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05	1,06	1,06
		lei/lit	5,25		4,92	4,94	4,97	4,99	5,02	5,04	5,07	5,09	5,12	5,15	5,17	5,20	5,22
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	**CV5**	**lei/an**	**3.003.641**	**66.080.105**					**2.818.830,36**	**2.847.015,72**	**2.879.733,36**	**2.894.132,02**	**2.908.602,68**	**2.923.145,70**	**2.937.761,43**	**2.952.450,23**	**2.967.212,49**
6. Energie electrică						-19,3%	-11,5%	-7,4%									
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi	**265,00**	**213,87**	**189,25**	**175,28**									
		lei/MWh	948,48		1.303,67	1.052,16	931,01	862,27									
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**6.467.038**	**6.467.038**				**6.467.038,00**									
7. Alte cheltuieli variabile																	
Rată de escaladare	re	%	0,50%					**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.585.461**	**36.465.593**				**1.500.000,00**	**1.507.500,00**	**1.515.038,00**	**1.522.613,00**	**1.530.226,00**	**1.537.877,00**	**1.545.566,00**	**1.553.294,00**	**1.561.060,00**	**1.568.865,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**177.766.509**	**4.444.162.723**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**194.883.133,47**	**279.031.427,87**	**247.826.793,09**	**223.601.103,03**	**203.745.169,18**	**182.721.735,49**	**182.760.006,43**	**182.798.549,48**	**182.837.365,60**	**182.876.457,78**

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CHELTUIELI FIXE																	
Mentenanță și reparații									6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i), i=1...5**	**lei/an**	**8.258.299**	**181.682.587**					**8.439.166,98**	**6.223.995,64**	**6.414.415,90**	**6.567.689,69**	**6.721.002,83**	**6.883.676,36**	**7.046.394,16**	**7.218.472,35**	**7.390.594,82**
Salarizare	re	%			**1,0%**	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			**9.100,00**	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						**120**	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Cheltuieli cu salarizarea personalului	**CF6**	**lei/an**						13.501.440	13.636.800	13.773.600	13.911.840	14.051.520	14.192.640	14.335.200	14.479.200	14.624.640	14.771.520
Alte cheltuieli fixe																	
Amortizări	**CF7**	**lei/an**	**0**	**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Dobânzi	**CF8**	**lei/an**	**0**	**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**lei/an**	**1.268.368**	**29.172.462**				**1.200.000,00**	**1.206.000,00**	**1.212.030,00**	**1.218.090,00**	**1.224.180,00**	**1.230.301,00**	**1.236.453,00**	**1.242.635,00**	**1.248.848,00**	**1.255.092,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**22.327.437**	**558.185.929**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**14.701.440,00**	**23.281.966,98**	**21.209.625,64**	**21.544.345,90**	**21.843.389,69**	**22.143.943,83**	**22.455.329,36**	**22.768.229,16**	**23.091.960,35**	**23.417.206,82**
		eur/an			-	-	-	2.988.401	4.732.588	4.311.338	4.379.377	4.440.165	4.501.259	4.564.555	4.628.159	4.693.965	4.760.079
TOTAL CHELTUIELI	**C**	**lei/an**	**200.093.946**	**5.002.348.652**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**209.584.573,47**	**302.313.394,85**	**269.036.418,73**	**245.145.448,93**	**225.588.558,87**	**204.865.679,32**	**205.215.335,79**	**205.566.778,64**	**205.929.325,96**	**206.293.664,60**
		eur/an			-	-	-	42.602.820	61.452.057	54.687.757	49.831.375	45.855.993	41.643.598	41.714.673	41.786.112	41.859.808	41.933.868

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI															
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural															
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, motoare termice	EF1H	MWh(f)/an													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an													
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)															
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**
3. Apă tehnologică															
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an													
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, motoare termice															
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
	qloc,max	lit/h/unit	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800
Interval schimb de ulei / unitate	Hos	h	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice															
Debit agent reducere	qar	lit/h/unit	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Cantitate agent reducere	**Var = qar*N*Hom**	**m3/an**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**
6. Energie electrică															
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an													

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CHELTUIELI VARIABILE															
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**	**4,9195**
1. Gaz natural	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**
		lei/MWh(f)	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**
	re	%													
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)													
		lei/MWh(f)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**	**124.576.150,30**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**
		lei/tCO2	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**	**51.499.541,53**
3. Apă tehnologică	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, motoare termice	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,55	4,60	4,64	4,69	4,74	4,78	4,83	4,88	4,93	4,98	5,03	5,08	5,13
		lei/lit	22,40	22,62	22,85	23,07	23,30	23,54	23,77	24,01	24,25	24,49	24,74	24,99	25,24
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**1.685.707,87**	**1.702.564,95**	**1.719.590,60**	**1.736.786,50**	**1.754.154,37**	**1.771.695,91**	**1.789.412,87**	**1.807.307,00**	**1.825.380,07**	**1.843.633,87**	**1.862.070,21**	**1.880.690,91**	**1.899.497,82**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Preț agent reducere gaze poluante	PARN	eur/lit	1,07	1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13
		lei/lit	5,25	5,28	5,30	5,33	5,35	5,38	5,41	5,44	5,46	5,49	5,52	5,55	5,57
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	**CV5**	**lei/an**	**2.982.048,55**	**2.996.958,79**	**3.011.943,58**	**3.027.003,30**	**3.042.138,32**	**3.057.349,01**	**3.072.635,76**	**3.087.998,93**	**3.103.438,93**	**3.118.956,12**	**3.134.550,90**	**3.150.223,66**	**3.165.974,78**
6. Energie electrică															
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh													
		lei/MWh													
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**													
7. Alte cheltuieli variabile															
Rată de escaladare	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.576.709,00**	**1.584.593,00**	**1.592.516,00**	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**	**1.632.729,00**	**1.640.893,00**	**1.649.097,00**	**1.657.342,00**	**1.665.629,00**	**1.673.957,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**182.915.828,02**	**182.955.479,34**	**182.995.412,79**	**183.035.631,41**	**183.076.136,29**	**183.116.930,53**	**183.158.017,23**	**183.199.397,54**	**183.241.074,60**	**183.283.049,60**	**183.325.325,72**	**183.367.906,18**	**183.410.792,20**

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CHELTUIELI FIXE															
Mentenanță și reparații			6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i), i=1...5**	**lei/an**	**7.572.077,67**	**7.753.604,80**	**7.935.176,20**	**8.126.108,00**	**13.236.588,98**	**8.517.430,35**	**8.717.820,92**	**8.927.571,87**	**9.146.688,13**	**9.365.853,59**	**9.594.384,35**	**9.822.964,30**	**10.060.909,56**
Salarizare	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună	10.361,00	10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Cheltuieli cu salarizarea personalului	**CF6**	**lei/an**	14.919.840	15.069.600	15.220.800	15.373.440	15.527.520	15.683.040	15.840.000	15.998.400	16.158.240	16.319.520	16.482.240	16.646.400	16.813.440
Alte cheltuieli fixe															
Amortizări	**CF7**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Dobânzi	**CF8**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**lei/an**	**1.261.367,00**	**1.267.674,00**	**1.274.012,00**	**1.280.382,00**	**1.286.784,00**	**1.293.218,00**	**1.299.684,00**	**1.306.182,00**	**1.312.713,00**	**1.319.277,00**	**1.325.873,00**	**1.332.502,00**	**1.339.165,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**23.753.284,67**	**24.090.878,80**	**24.429.988,20**	**24.779.930,00**	**30.050.892,98**	**25.493.688,35**	**25.857.504,92**	**26.232.153,87**	**26.617.641,13**	**27.004.650,59**	**27.402.497,35**	**27.801.866,30**	**28.213.514,56**
		eur/an	4.828.394	4.897.018	4.965.949	5.037.083	6.108.526	5.182.171	5.256.125	5.332.280	5.410.640	5.489.308	5.570.179	5.651.360	5.735.037
TOTAL CHELTUIELI	**C**	**lei/an**	**206.669.112,70**	**207.046.358,15**	**207.425.400,99**	**207.815.561,41**	**213.127.029,27**	**208.610.618,88**	**209.015.522,15**	**209.431.551,41**	**209.858.715,74**	**210.287.700,19**	**210.727.823,07**	**211.169.772,48**	**211.624.306,77**
		eur/an	42.010.187	42.086.870	42.163.919	42.243.228	43.322.905	42.404.842	42.487.148	42.571.715	42.658.546	42.745.747	42.835.212	42.925.048	43.017.442

Anexa C2.6. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6
CONSUMURI											
1. Gaz natural											
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**282.098,7**	**6.488.271**				**344.346,20**	**305.575,10**	**285.581,16**	**277.638,42**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)											
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**56.972,7**	**1.310.371**				**69.544,16**	**61.713,95**	**57.675,97**	**56.071,86**
3. Apă tehnologică											
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	**Vad**	**m3/an**	**73.224,5**	**1.684.163**				**231.159,60**	**148.602,60**	**93.564,60**	**60.541,80**
4. Energie electrică											
Energie electrică consumată	**EEC**	**MWh(e)/an**	**6.196**	**142.500**				**7.500,00**	**6.700,00**	**6.300,00**	**6.100,00**
CHELTUIELI VARIABILE											
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,00%			**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,920		**4,9195**	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%			-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	143,99	115,19	100,79	92,33	83,88	75,42	66,96
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**eur/an**						31.795.083	25.630.153	21.537.282	18.589.590
		lei/an	**77.824.989**	**1.789.974.744**				**156.415.911,02**	**126.087.535,66**	**105.952.657,17**	**91.451.488,19**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,48%			2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	90,92	92,93	96,57	100,10	100,10	100,10	100,10
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**eur/an**						6.961.370	6.177.566	5.773.365	5.612.793
		lei/an	**28.584.952**	**657.453.899**				**34.246.460,74**	**30.390.536,84**	**28.402.067,92**	**27.612.133,79**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%					**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00					**2,00**	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84					9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**eur/an**						462.319	297.205	187.129	121.084
		lei/an	**720.456**	**16.570.478**				**2.274.379,30**	**1.462.100,98**	**920.582,10**	**595.670,77**
6. Energie electrică						-19,3%	-11,5%	-7,4%	-8,7%	-9,5%	-10,5%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	117,10	Preturi	265,00	213,87	189,25	175,28	160,05	144,82	129,59
		lei/MWh	576,06		1.303,67	1.052,16	931,01	862,27	787,36	712,45	637,54
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**eur/an**						1.314.572	1.072.329	912.379	790.529
		lei/an	**3.372.779**	**77.573.924**				**6.467.038,00**	**5.275.324,95**	**4.488.448,44**	**3.889.008,24**
7. Alte cheltuieli variabile											
Rată de escaladare	re	%	0,50%					**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**eur/an**						304.909	306.434	307.966	309.506
		lei/an	**1.585.461**	**36.465.593**				**1.500.000,00**	**1.507.500,00**	**1.515.038,00**	**1.522.613,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**103.121.546**	**2.578.038.638**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**200.903.789,06**	**164.722.998,43**	**141.278.793,63**	**125.070.913,99**
CHELTUIELI FIXE											
Mentenanță și reparații											
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i)**	**lei/an**	**101.208**	**2.530.192**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**98.390,00**	**99.373,90**	**100.367,64**	**101.371,22**
Salarizare	re	%			**1,0%**	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			**9.100,00**	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00
Personal operare-tehnic-administrativ (producție)	NPO	angajați						**100**	100	100	100
Cheltuieli cu salarizarea personalului	**CF6**	**eur/an**						2.287.062	2.309.991	2.333.164	2.356.581
		lei/an						11.251.200	11.364.000	11.478.000	11.593.200
Alte cheltuieli fixe											
Amortizări	**CF7**	**lei/an**	**0**	**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Dobânzi	**CF8**	**lei/an**	**0**	**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	re	%						**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**eur/an**						243.927,2	245.146,9	246.372,6	247.604,4
		lei/an	**1.268.368**	**29.172.462**				**1.200.000,00**	**1.206.000,00**	**1.212.030,00**	**1.218.090,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**13.962.828**	**321.145.054**				**12.549.590,00**	**12.669.373,90**	**12.790.397,64**	**12.912.661,22**
		eur/an					-	2.550.989	2.575.338	2.599.939	2.624.791
TOTAL CHELTUIELI	**C = CF + CV**	**lei/an**	**115.967.348**	**2.899.183.692**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**213.453.379,06**	**177.392.372,33**	**154.069.191,27**	**137.983.575,21**
		eur/an			-	-	-	43.389.243	36.059.025	31.318.059	28.048.293

Anexa C2.6. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	7	8	9	10	11	12	13	14	15
CONSUMURI											
1. Gaz natural											
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)											
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**
3. Apă tehnologică											
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	**Vad**	**m3/an**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Energie electrică											
Energie electrică consumată	**EEC**	**MWh(e)/an**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**
CHELTUIELI VARIABILE											
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	58,50	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04
		lei/MWh(f)	287,77	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**eur/an**	16.240.905	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221
		lei/an	**79.897.133,50**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42
		lei/tCO2	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**eur/an**	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017
		lei/an	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**
3. Apă tehnologică	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**eur/an**	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084
		lei/an	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
6. Energie electrică			-11,1%	-13,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	115,19	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
		lei/MWh	566,69	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**eur/an**	702.673	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788
		lei/an	**3.456.800,03**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**
7. Alte cheltuieli variabile											
Rată de escaladare	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**eur/an**	311.053	312.608	314.171	315.742	317.321	318.907	320.502	322.104	323.715
		lei/an	**1.530.226,00**	**1.537.877,00**	**1.545.566,00**	**1.553.294,00**	**1.561.060,00**	**1.568.865,00**	**1.576.709,00**	**1.584.593,00**	**1.592.516,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**113.732.603,94**	**101.728.950,47**	**101.736.639,47**	**101.744.367,47**	**101.752.133,47**	**101.759.938,47**	**101.767.782,47**	**101.775.666,47**	**101.783.589,47**
CHELTUIELI FIXE											
Mentenanță și reparații											
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i)**	**lei/an**	**102.384,63**	**103.407,89**	**104.440,99**	**105.483,92**	**106.536,69**	**107.604,22**	**108.681,59**	**109.768,80**	**110.865,85**
Salarizare	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună	9.758,00	9.856,00	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00	10.465,00	10.570,00
Personal operare-tehnic-administrativ (producție)	NPO	angajați	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Cheltuieli cu salarizarea personalului	**CF6**	**eur/an**	2.380.242	2.404.147	2.428.296	2.452.688	2.477.325	2.502.206	2.527.330	2.552.698	2.578.311
		lei/an	11.709.600	11.827.200	11.946.000	12.066.000	12.187.200	12.309.600	12.433.200	12.558.000	12.684.000
Alte cheltuieli fixe											
Amortizări	**CF7**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Dobânzi	**CF8**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**eur/an**	248.842,4	250.086,6	251.337,1	252.593,8	253.856,7	255.125,9	256.401,5	257.683,5	258.971,8
		lei/an	**1.224.180,00**	**1.230.301,00**	**1.236.453,00**	**1.242.635,00**	**1.248.848,00**	**1.255.092,00**	**1.261.367,00**	**1.267.674,00**	**1.274.012,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**13.036.164,63**	**13.160.908,89**	**13.286.893,99**	**13.414.118,92**	**13.542.584,69**	**13.672.296,22**	**13.803.248,59**	**13.935.442,80**	**14.068.877,85**
		eur/an	2.649.896	2.675.253	2.700.863	2.726.724	2.752.838	2.779.204	2.805.823	2.832.695	2.859.819
TOTAL CHELTUIELI	**C = CF + CV**	**lei/an**	**126.768.768,58**	**114.889.859,36**	**115.023.533,46**	**115.158.486,39**	**115.294.718,17**	**115.432.234,70**	**115.571.031,07**	**115.711.109,28**	**115.852.467,33**
		eur/an	25.768.629	23.353.971	23.381.143	23.408.575	23.436.268	23.464.221	23.492.434	23.520.908	23.549.643

Anexa C2.6. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI												
1. Gaz natural												
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**	**277.638,42**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)												
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**	**56.071,86**
3. Apă tehnologică												
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	**Vad**	**m3/an**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Energie electrică												
Energie electrică consumată	**EEC**	**MWh(e)/an**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**	**6.100,00**
CHELTUIELI VARIABILE												
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04
		lei/MWh(f)	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**eur/an**	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221
		lei/an	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**	**68.342.778,81**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42
		lei/tCO2	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**eur/an**	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017
		lei/an	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**	**28.252.773,64**
3. Apă tehnologică	re	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**eur/an**	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084
		lei/an	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
6. Energie electrică			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
		lei/MWh	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**eur/an**	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788
		lei/an	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**	**2.999.850,25**
7. Alte cheltuieli variabile												
Rată de escaladare	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**eur/an**	325.334	326.960	328.595	330.238	331.889	333.549	335.216	336.892	338.577	340.270
		lei/an	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**	**1.632.729,00**	**1.640.893,00**	**1.649.097,00**	**1.657.342,00**	**1.665.629,00**	**1.673.957,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**101.791.552,47**	**101.799.554,47**	**101.807.596,47**	**101.815.679,47**	**101.823.802,47**	**101.831.966,47**	**101.840.170,47**	**101.848.415,47**	**101.856.702,47**	**101.865.030,47**
CHELTUIELI FIXE												
Mentenanță și reparații												
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	**CFM = Σ CF(i)**	**lei/an**	**111.972,74**	**113.094,39**	**114.225,87**	**115.367,19**	**116.523,28**	**117.689,20**	**118.864,96**	**120.055,48**	**121.255,84**	**122.466,03**
Salarizare	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ (producție)	NPO	angajați	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Cheltuieli cu salarizarea personalului	**CF6**	**eur/an**	2.604.167	2.630.267	2.656.611	2.683.200	2.710.032	2.737.107	2.764.427	2.791.991	2.819.799	2.848.094
		lei/an	12.811.200	12.939.600	13.069.200	13.200.000	13.332.000	13.465.200	13.599.600	13.735.200	13.872.000	14.011.200
Alte cheltuieli fixe												
Amortizări	**CF7**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Dobânzi	**CF8**	**lei/an**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	**CF9**	**eur/an**	260.266,7	261.568,0	262.875,9	264.190,3	265.511,1	266.838,7	268.173,0	269.513,8	270.861,3	272.215,7
		lei/an	**1.280.382,00**	**1.286.784,00**	**1.293.218,00**	**1.299.684,00**	**1.306.182,00**	**1.312.713,00**	**1.319.277,00**	**1.325.873,00**	**1.332.502,00**	**1.339.165,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	**CF = Σ CF(i)**	**lei/an**	**14.203.554,74**	**14.339.478,39**	**14.476.643,87**	**14.615.051,19**	**14.754.705,28**	**14.895.602,20**	**15.037.741,96**	**15.181.128,48**	**15.325.757,84**	**15.472.831,03**
		eur/an	2.887.195	2.914.824	2.942.706	2.970.841	2.999.229	3.027.869	3.056.762	3.085.909	3.115.308	3.145.204
TOTAL CHELTUIELI	**C = CF + CV**	**lei/an**	**115.995.107,21**	**116.139.032,86**	**116.284.240,34**	**116.430.730,67**	**116.578.507,75**	**116.727.568,67**	**116.877.912,43**	**117.029.543,95**	**117.182.460,31**	**117.337.861,51**
		eur/an	23.578.638	23.607.894	23.637.410	23.667.188	23.697.227	23.727.527	23.758.088	23.788.910	23.819.994	23.851.583

PROARCOR CONSULTING

| GRAFIC DE EȘALONARE A INVESTIȚIEI | | | | | Anexa C4 | An | 2022 | | | | | | | | | | | | 2023 | | | | | | | | | | | | 2024 | | | | | | | | | | | | 2025 | | | | | | | | | | | | 2026 | | | | | | | | | | | |
|---|---|---

| GRAFIC DE EȘALONARE A INVESTIȚIEI | | | Anexa C4 | | | An | 2022 | | | | | | | | | | | | 2023 | | | | | | | | | | | | 2024 | | | | | | | | | | | | 2025 | | | | | | | | | | | | 2026 | | | | | | | | | | | |
|---|---|---

ANEXA C5

LISTA REGLEMENTĂRILOR TEHNICE ȘI LEGISLATIVE SPECIFICE PROIECTELOR DE INVESTIȚII ÎN CENTRALE DE COGENERARE

- SINTEZĂ -

Această anexă include o sinteză a principalelor reglementări tehnice și legislative aplicabile investițiilor publice sau private în centrale de producere în cogenerare a energiei termice și electrice.

1 Sisteme de management

- **(SR) EN ISO 9001:2015** – Sistem de management al Calității. Cerințe;
- **(SR) EN ISO 3834-2:2006** – Cerinţe de calitate pentru sudarea prin topire a materialelor metalice. Partea 2: Cerinţe de calitate complete
- **(SR) EN ISO 14001:2015** – Sistem de management de Mediu. Cerințe cu Ghid de utilizare;
- **(SR) OHSAS 18001:2008** – Sistem de management al sănătăţii şi securităţii ocupaţionale. Cerințe;
- **(SR) EN ISO 50001** – Sisteme de management al energiei. Cerinţe şi Ghid de utilizare

2 Reglementări generale aplicabile investițiilor

2.1 Investiții publice sau private

- **HG nr. 907/2016** – Etapele de elaborare și Conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor / proiectelor de investiții publice sau private, finanțate din fonduri publice (modificată prin HG nr. 79/2017);

2.2 Construcții și instalații aferente acestora (C+I)

- **Legea nr. 10/1995** – Calitatea în construcții (modificată și completată prin Legea nr. 177/2015, Legea nr. 123/2007, Legea nr. 187/2012, HG nr. 498/2001, Legea nr. 587/2002);
- **Legea nr. 50/1991** – Autorizarea executării lucrărilor de construcții (cu modificările și completările ulterioare, ultima ediție republicată în Monitorul Oficial);
- **OMDRL nr. 839/12.10.2009** – Normele metodologice privind autorizarea executării

lucrărilor de construcții (normele de aplicare a Legii nr. 50/1991) (cu toate modificările și completările ulterioare: R 839/2009, OMD nr. 1867/2010, 3451/2013, 374/2014);

- **HG nr. 766/1997** – Regulamentele privind calitatea în construcții (completată şi modificată de HG nr. 675/2002, HG nr. 102/2003, HG nr. 662/2004, HG nr. 1231/2008, HG nr. 750/2017), privind:
    - **A1** Activitatea de metrologie în construcții;
    - **A2** Conducerea și asigurarea calității în construcții;
    - **A3** Stabilirea categoriei de importanță a construcțiilor;
    - **A4** Urmărirea comportării în exploatare, intervențiile în timp și post utilizarea construcțiilor;
    - **A5** Agrementul tehnic pentru produsele care vor fi folosite în construcții;
    - **A6** Autorizarea și acreditarea laboratoarelor de analize și încercări în construcții;
    - **A7** Certificarea de conformitate a calității produselor, procedurilor şi echipamentelor noi folosite în construcții;
- **HG nr. 925/1996** – Regulamentul de verificare şi expertizare tehnică a proiectelor, a execuției lucrărilor și construcțiilor (modificată prin HG nr. 742/2018);
- **HG nr. 273/1994** – Regulamentul de recepție a lucrărilor de construcții şi instalații aferente acestora (cu modificările și completările ulterioare: HG nr. 940/2016, HG nr. 1303/2007, HG nr. 444/2014, HG nr. 343/2017).
- **HG nr. 492/2018** – Regulamentul privind controlul de stat al calității în construcții;
- **OMTCT nr. 620/2015** – Implementarea și utilizarea eurocodurilor pentru construcții

2.3 Instalații (dotări) tehnologice industriale (DTI) și energetice

- **Legea nr. 440/2002 (OG nr. 95/1999)** – Calitatea lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente şi instalaţii tehnologice industriale
- **OMIC nr. 323/23.10.2000** – Regulamentele privind calitatea lucrărilor de montaj ale dotărilor tehnologice industriale;
- **OMIC nr. 293/1999** – Normele metodologice privind verificarea calității lucrărilor de montaj utilaje, echipamente şi instalații tehnologice industriale;
- **HG nr. 51/1996** – Regulamentul de recepție a lucrărilor de montaj utilaje, echipamente, instalații tehnologice și a punerii în funcțiune a capacităților de producție;
- **HG nr. 123/2015** – Stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a echipamentelor sub presiune (transpune Directiva PED 2014/68/UE privind echipamentele sub presiune; modificată prin HG nr. 561/2016, HG 679/2017)

- **Legea nr. 64/2008** – Funcționarea în condiții de siguranță a instalațiilor sub presiune, instalațiilor de ridicat și a aparatelor consumatoare de combustibil (cu modificările și completările adoptate ulterior: HG nr. 1407/2008, HG nr. 1488/2009);

2.4 Directive europene

Construcții și cerințe generale

- **93/68/EEC** – Directiva privind marcajul CE
- **305/2011/EU** – Regulamentul privind produsele din construcții (CPR)
- **2016/425/EU** – Regulamentul privind echipamentele de protecție individuală (PPE)
- **2012/27/UE** – Directiva privind eficiența energetică (EED)
- **2009/125/EC** – Directiva privind proiectarea ecologică (transpusă prin HG nr. 55/19.01.2011), completată de Regulamentul 2017/1369/EU, la care se adaugă Regulamentele pentru produsele ecologice:
    - Pompe de circulație - 641/2009/EC (HG nr. 580/01.06.2011), 622/2012/EU
    - Pompe de apă - 547/2012/EU (HG nr. 1090/23.12.2013)
    - Motoare electrice - 640/2009/EC (HG nr. 580/01.06.2011), 4/2014/EU
    - Ventilatoare - 327/2011/EU (HG nr. 1090/23.12.2013), 1253-1254/2014/EU
    - Instalații de răcire - 2016/2281/EU
    - Aparate de aer condiționat și ventilație - 206/2012/EU (HG nr. 1090/23.12.2013), 626/2011/EU
    - Lămpi - 1194/2012/EU, 2015/1428/EU, 874/2012/EU, 244/2009/EC (HG nr. 1490/25.11.2009), 859/2009/EC, 2015/1428/EU, 874/2012/EU, 245/2009/EC (HG nr. 1490/25.11.2009), 347/2010/EU, 2015/1428/EU, 874/2012/EU
    - Surse de alimentare electrică - 278/2009/EC (HG nr. 1490/25.11.2009)
    - Transformatoare - 548/2014/EU
    - Calculatoare și servere - 617/2013/EU

Inginerie mecanică

- **2014/68/EU** – Directiva privind echipamentele sub presiune (PED)
- **2014/29/EU** – Directiva privind recipienții simpli sub presiune (SPVD)
- **2006/42/EC** – Directiva privind mașinile industriale (MD)
- **2014/34/UE** – Directiva privind echipamentele și sistemele de protecție destinate utilizării în atmosfere potențial explozive (ATEX)
- **2014/33/EU** – Directiva privind lifturile și instalațiile de ridicat
- **2016/426/EU** – Regulamentul privind instalații alimentate cu combustibil gazos

- **2014/32/EU** – Directiva privind mijloacele de măsurare (MID)

Inginerie electrică

- **2014/30/EU** – Directiva privind compatibilitatea electromagnetică (EMCD)
- **2014/35/EU** – Directiva privind echipamentele de joasă tensiune (LVD), acoperă domeniul echipamentelor electrice cu tensiuni 50-1000 Vca și/sau 75-500 Vcc
- **2014/53/EU** – Directiva privind echipamentele radio (RED)
- **2011/65/EU** – Directiva privind restricțiile de utilizare a anumitor substanțe periculoase în echipamentele electrice și electronice (RoHS)
- **2014/34/EU** – Directiva privind echipamentele și sistemele de protecție destinate utilizării în atmosfere potențial explozive (ATEX)
- **1999/92/EC** – Directiva privind cerințele minime de îmbunătățire a protecției sănătății și securității lucrătorilor expuși unui potențial risc în medii explozive
- **2016/630/EU** – Regulament privind instituirea unui Cod de rețea privind cerințele de racordare la rețea a instalațiilor de generare (NC RfG)

Inginerie chimică

- **1907/2006/EU** – Regulament privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice (REACH)

3 Instalații de producere a energiei electrice. Instalații de cogenerare

- **Legea nr. 123/2012** – Legea energiei electrice și a gazelor naturale (cu modificările și completările ulterioare: OUG nr. 20/2014, OUG nr. 35/2014, Legea nr. 117/2014, Legea nr. 127/2014, OUG nr. 86/2014, Legea nr. 174/2014, Legea nr. 227/2015, OUG nr. 28/2016, OUG nr. 64/2016, Legea nr. 203/2016, Legea nr. 167/2018, Legea nr. 202/2018, OUG nr. 114/2018)
- **OANRE nr. 103/2015** – Codul de măsurare a energiei electrice
- **OANRE nr. 20/2004** – Codul tehnic al rețelei electrice de transport (RET) (modificat prin OANRE nr. 32/2013 și OANRE nr. 72/2017)
- **OANRE nr. 12/2015** – Regulamentul de acordare a licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice (modificat/completat prin **OANRE nr. 158/2015**)
- **OANRE nr. 59/2013** – Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public (modificat prin OANRE nr. 63/2014 și OANRE nr. 111/2018)
- **OANRE nr. 96/2017** – Regulamentul de organizare a activității de mentenanță
- **HG nr. 425/1994** – Regulamentul pentru furnizarea și utilizarea energiei termice (modificat prin HG nr. 168/2000 și HG 337/2018)
- **R UE 2015/2.402** – Regulamentul delegat UE privind revizuirea valorilor de referință

armonizate ale randamentului pentru producția separată de energie electrică și termică, în vederea aplicării Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică

Următoarele reglementări sunt aplicabile centralelor de cogenerare de înaltă eficiență care injectează energie electrică în sistemul electroenergetic național în scopul comercializării

- **HG nr. 219/2007** – Promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă (cu modificările și completările ulterioare: R A2/26.07.2015, HG nr. 846/2015)
- **HG nr. 1461/2008** – Procedura de emitere a garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență
- **HG nr. 1215/2009** – Stabilirea criteriilor și condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență bazată pe cererea de energie termică utilă (cu modificările și completările ulterioare: HG nr. 494/2014, HG nr. 925/2016, HG nr. 129/2017, HG nr. 846/2018)
- **OANRE nr. 85/2009** – Procedura de urmărire a garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă în cogenerare de eficiență înaltă de la emitere până la valorificare
- **OANRE nr. 84/2013** – Metodologia de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus (modificat prin **OANRE nr. 16/2014, nr. 4/2016 și nr. 86/2017**).
- **OANRE nr. 114/2013** – Regulamentul de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență (modificat prin **OANRE nr. 49/2016** și **OANRE nr. 81/2017**)
- **OANRE nr. 115/2013** – Procedura de avizare a proiectelor noi sau de retehnologizare a centralelor de cogenerare (modificat prin **OANRE nr. 28/2016**, **OANRE nr. 53/2016** și **OANRE nr. 105/2017**)
- **OANRE nr. 116/2013** – Regulamentul privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență (modificat prin **OANRE nr. 80/2017**).
- **OANRE nr. 117/2013** – Metodologia de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență (modificat prin **OANRE nr. 100/2017** și **nr. 190/2018**)
- **OANRE nr. 15/2015** – Metodologia de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centralele de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerare de înaltă eficiență

(modificat prin **OANRE nr. 148/2015, nr. 39/2017, nr. 94/2017, nr. 180/2018**)

- **OANRE nr. 61/2015** – Metodologia de calcul pentru stabilirea cantităților de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență în vederea certificării prin garanții de origine (modificat prin **OANRE nr. 37/2017**)
- **OANRE nr. 123/2017** – Aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare al acesteia (modificată prin **OANRE nr. 114/2018, nr. 192/2018, nr. 206/2018**)

4 Protecția mediului. Emisii. Deșeuri

4.1 Mediu

- **OUG nr. 195/2005** – Protecția mediului (modificată prin Legea nr. 265/2006, OUG 57/2007, OUG 114/2007, OUG 164/2008, OUG 71/2011, OUG 58/2012, L 187/2012, OUG 9/2016, OUG 75/2018, L 203/2018, L 292/2018);
- **Legea nr. 107/1996** – Legea apelor (cu modificările şi completările ulterioare: HG 83/1997, HG 948/1999, L 192/2001, OUG 107/2002, L 310/2004, L 112/2006, OUG 12/2007, OUG 130/2007, OUG 3/2010, OUG 64/2011, OUG 71/2011, OUG 69/2013, L 187/2012, L 153/2014, L 196/2015, HG 570/2016, OUG 94/2016, OUG 78/2017);
- **NTPA 001/2002** – Normativul privind calitatea apelor uzate evacuate (modificat prin HG nr. 352/2005, HG nr. 210/2007);
- **NTPA 002/2002** – Normativul privind condițiile de evacuare a apelor uzate în rețelele de canalizare ale localităților precum şi direct în stațiile de epurare (aprobat prin HG nr. 188/2002);
- **NTPA 011/2002** – Normele tehnice privind colectarea, epurarea şi evacuarea apelor uzate orăşeneşti (aprobat prin HG nr. 188/2002, modificat prin HG nr. 352/2005)

4.2 Emisii poluante în atmosferă

- **Legea nr. 104/2011** – Calitatea aerului înconjurător (modificată prin HG 336/2016, HG 806/2016, L 203/2018; abrogă OUG 243/2000, Ordinul MAPM nr. 592/2002, HG 586/2004, OUG 12/2007, OG 27/2007, L 655/2011)
- **Legea nr. 278/2013** – Emisiile industriale. Transpune **Directiva IED 2010/75/UE** privind emisiile industriale ale instalațiilor mari de ardere Pt ≥ 50 MW respectiv prevenirea și controlul integrat al poluării (modificată prin OUG nr. 101/2017 și Legea nr. 203/2018)
- **Legea nr. 188/2018** – Emisiile industriale. Transpune **Directiva MCP 2015/2193/EU** privind limitarea emisiilor industriale ale instalațiilor medii de ardere 1 MW ≤ Pt < 50 MW)
- **Legea nr. 293/2018** – Reducerea emisiilor naționale de anumiți poluanți atmosferici (transpune Directiva 2016/2.284 privind reducerea emisiilor naționale ale anumitor poluanți atmosferici)

- **OMAPPM nr. 462/1993** – Condițiile tehnice privind protecția atmosferei și Normele metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staționare (modificat prin Legea nr. 104/2011, Legea nr. 188/2018)
- **OMAPAM nr. 169/2004** – Aprobarea, prin metoda confirmării directe, a Documentelor de referinţă privind Cele Mai Bune Tehnici Disponibile (BREF), pentru categoriile de activități prevăzute în Directiva IED 2010/75/UE (BREF WWT tratare ape uzate și BREF WGT gaze reziduale; BREF ENE eficiență energetică; BREF LCP și BAT LCP pentru instalații mari de ardere; BREF ROM monitorizare emisii; BREF ICS sisteme industriale de răcire)
- **Ghidul** pentru monitorizarea şi automonitorizarea emisiilor de dioxid de sulf, oxizi de azot şi pulberi, provenite de la instalaţiile mari de ardere IMA (LCP)

4.3 Deșeuri

- **Legea nr. 211/2011** – Regimul deşeurilor (modificată prin Legea nr. 187/2012, R1/2014, OUG nr. 68/2016, OUG nr. 74/2018, Legea nr. 203/2018)
- **HG nr. 856/2002** – Evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase (modificată prin HG 210/2017)
- **HG nr. 349/2005** – Depozitarea deșeurilor (modificată prin HG nr. 210/2017, HG nr. 1292/2010)
- **HG nr. 1061/2008** – Transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României (modificată prin Legea nr. 203/2018)
- **OUG nr. 5/2015** – Deşeurile de echipamente electrice și electronice (DEEE)
- **HG nr. 235/2007** – Gestionarea uleiurilor uzate (modificată prin Legea nr. 203/2018)
- **Legea nr. 1132/2008** – Regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatori (modificată prin HG nr. 1079/2011, HG nr. 540/2016 și Legea nr. 203/2018)
- **HG nr. 124/2003** – Prevenirea, reducerea și controlul poluării cu azbest (modificată prin HG nr. 734/2006, HG nr. 210/2007, HG nr. 203/2018)
- **OMMGA nr. 95/2005** – Stabilirea criteriilor de acceptare şi procedurilor preliminare de acceptare a deşeurilor la depozitare şi Lista națională de deşeuri acceptate în fiecare clasă de depozit de deşeuri (modificat prin OMMP nr. 3838/2012);

4.4 Emisii de zgomot

- **OMS nr. 119/2014** – Norma de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației (modificat prin HG nr. 741/2016, OMS nr. 994/2018, OMS nr. 1378/2018)
- **HG nr. 321/2005** – Evaluarea și gestionarea zgomotului ambiental (transpune Directiva 2002/49/CE privind evaluarea și gestionarea zgomotului ambiental; modificată prin HG nr. 673/2007, R1/2008, HG nr. 1260/2012, HG nr. 944/2016);

- **HG nr. 1756/2006** – Limitarea nivelului emisiilor de zgomot în mediu produs de echipamente destinate utilizării în exteriorul clădirilor (transpune Directiva 2000/14/CE amendată prin Directiva 2005/88/CE)
- **OMMGA nr. 678/2006** – Ghidul privind metodele interimare de calcul al indicatorilor de zgomot pentru zgomotul produs de activităţile din zonele industriale, de traficul rutier, feroviar şi aerian din vecinătatea aeroporturilor

4.5 Evaluare & Autorizare de mediu

- **Legea nr. 292/2018** – Evaluarea impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private (transpune Directiva EIA 2011/92/UE + 2014/52/UE privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului)
- **OMAPAM nr. 818/2003** – Procedura de emitere a autorizaţiei integrate de mediu (modificat prin OMMGA nr. 1158/2005, OMMP nr. 3970/2012)
- **OMAPAM nr. 36/2004** – Ghidul tehnic general pentru aplicarea procedurii de emitere a autorizaţiei integrate de mediu
- **OMMDD nr. 1798/2007** – Procedura de emitere a autorizației de mediu (modificat prin OMMP nr. 1298/2011, OMMP nr. 3839/2012, OMM nr. 1078/2017)

5 Securitatea şi sănătatea muncii. Relații de muncă

5.1 Relații de muncă

- **Legea nr. 53/2003** – Codul muncii (modificat prin OUG 53/2017 și Legea nr. 88/2018)

5.2 Securitatea și sănătatea muncii

- **Legea nr. 319 / 2006** – Securitatea și sănătatea în muncă (transpune Directiva 89/391/CEE; modificată prin Legea nr. 51/2012, Legea nr. 187/2012, Legea nr. 198/2018, Legea nr. 203/2018);
- **HG nr. 1425/2006** – Normele metodologice privind Securitatea și Sănătatea Muncii (normele de aplicare a Legii nr. 319/2006) (modificată prin HG nr. 955/2010, HG nr. 1242/2011, HG nr. 767/2016);
- **OMS nr. 1030/2009** – Procedurile de reglementare sanitară pentru proiectele de amplasare, amenajare, construire și pentru funcționarea obiectivelor ce desfășoară activități cu risc pentru starea de sănătate a populației (modificat prin OMS nr. 251/2012, 1185/2012, 930/2014, 677/2015, 146/2017)
- **OMLPAT nr. 9/N/15.01.1993** – Regulamentul privind protecția şi igiena muncii în construcții;
- **HG nr. 1875/2005** – Protecția sănătății și securității lucrătorilor față de riscurile datorate expunerii la azbest (modificată prin HG 601/2007);

- **HG nr. 300/2006** – Cerințele minime de securitate şi sănătate în muncă pentru șantierele temporare sau mobile (modificată prin: HG nr. 601/2007);
- **HG nr. 971/2006** – Cerințele minime pentru semnalizarea de securitate şi/sau de sănătate la locul de muncă (modificată prin HG nr. 359/2015);
- **HG nr. 1028/2006** – Cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare;
- **HG nr. 1048/2006** – Cerințele minime de securitate şi sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- **HG nr. 1091/2006** – Cerințele minime de securitate şi sănătate pentru locul de muncă;
- **HG nr. 1146/2006** – Cerințele minime de securitate şi sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- **HG nr. 1876/2005** – Cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscurile generate de vibrații (modificată prin HG 601/2007);
- **HG nr. 493/2006** – Cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscurile generate de zgomot (modificată prin HG 601/2007);
- **HG nr. 1058/2006** – Cerințele minime pentru îmbunătățirea securității și protecția sănătății lucrătorilor care pot fi expuși unui potențial risc datorat atmosferelor explozive;
- **HG nr. 520/2016** – Cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice (modificată prin Legea nr. 203/2018);
- **HG nr. 1218/2006** – Cerințele minime de securitate și sănătate în muncă pentru asigurarea protecției lucrătorilor împotriva riscurilor legate de prezența agenților chimici (modificată prin HG nr. 1/2012, HG nr. 359/2015, HG nr. 584/2018);
- **OMS nr. 119/2014** – Norma de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației (modificat prin HG nr. 741/2016, OMS nr. 994/2018, OMS nr. 1378/2018);
- **OMMPS nr. 72/1995** – Normele specifice de securitate a muncii pentru transport intern;
- **OMMPS nr. 235/1995** – Normele specifice de securitate a muncii pentru lucrul la înălțime;
- **OMMPS nr. 719/1997** – Normele specifice de protecția muncii pentru manipularea, transportul prin purtare și cu mijloace nemecanizate şi depozitarea materialelor;
- **Legea nr. 436/2001 (OUG nr. 99/2000)** – Măsurile ce pot fi aplicate în perioadele cu temperaturi extreme pentru protecția persoanelor încadrate în muncă
- **HG nr. 580/2000** – Norma metodologică privind măsurile ce pot fi aplicate în perioadele cu temperaturi extreme pentru protecția persoanelor încadrate în muncă

- **NP 008-1997** – Normativ privind igiena compoziției aerului în spații cu diverse destinații, în funcție de activitățile desfășurate în regim de iarnă-vară (aprobat prin OMLPAT nr. 6/N/22.01.1997);
- **PE 006/1981** – Instrucțiuni generale de protecția muncii pentru unitățile energetice
- **PE 205/1981** – Norme de protecție a muncii pentru partea mecanică a centralelor electrice;
- **PE 703/1981** – Norme de protecție a muncii la lucrările de montaj ale centralelor electrice.
- **PE 703/2-1971** – Norme de protecție a muncii la lucrări de construcții speciale termoenergetice

5.3 Echipamente de protecție

- **HG nr. 305/2017** – Echipamente individuale de protecție (transpune Regulamentul UE 2016/425)

5.4 Pază

- **Legea nr. 333/2003** – Paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor (modificată prin OUG 16/2005, Legea nr. 9/2007, Legea nr. 40/2010, Legea nr. 187/2012, Legea nr. 255/2013, R1/2014, Legea nr. 56/2015 și Legea nr. 257/2015)
- **HG nr. 301/2012** – Normele metodologice privind paza obiectivelor, bunurilor,valorilor și protectia persoanelor (modificată prin HG nr. 1017/2013, HG nr. 361/2014, HG nr. 877/2014, HG nr. 1002/2015, HG nr. 683/2016, HG nr. 437/2017, Legea nr. 203/2018)

5.5 Riscuri de accidentare și îmbolnăviri profesionale

- **Legea nr. 346/2002** – Asigurarea pentru accidente de muncă și boli profesionale (forma R2/2014 republicată, cu modificările și completările ulterioare: OUG nr. 103/2017, Legea nr. 198/2018)

6 Managementul riscurilor. Managementul situațiilor de urgență. Prevenirea și stingerea incendiilor. Sisteme de detecție și semnalizare. Sisteme de stingere

6.1 Situații de urgență. Riscuri naturale (RN)

- **HG nr. 762/2008** – Strategia naţională de prevenire a situaţiilor de urgenţă
- **HG nr. 642/2005** – Criteriile de clasificare a unităţilor administrativ-teritoriale, instituţiilor publice și operatorilor economici din punct de vedere al protecţiei civile, în funcţie de tipurile de riscuri specifice
- **Legea nr. 481/2004** – Protecția civilă (modificată prin Legea nr. 212/2016, Legea nr. 241/2007, R1/2008, OUG nr. 70/2009, Legea nr. 203/2018)
- **OMAI nr.1160/2006** – Regulamentul privind prevenirea și gestionarea situaţiilor de

urgență specifice riscului la cutremure şi/sau alunecări de teren

- **OMAI nr. 132/2007** – Metodologia de elaborare a planului de analiză și acoperire a riscurilor și a structurii-cadru a planului de analiză și acoperire a riscurilor
- **OMAI nr. 1184/2006** – Normele privind organizarea și asigurarea activității de evacuare în situații de urgență
- **HG nr. 557/2016** – Managementul tipurilor de risc
- **(SR) ISO 31000:2018** – Sistem de management al riscului. Linii directoare

6.2 Riscuri tehnologice / industriale (RT)

- **HG nr. 525/1996** – Regulamentul general de urbanism (modificat și completat prin HG nr. 789/1997, R1/2002, HG nr. 490/2011, HG nr. 1180/2014)
- **OMIC nr. 1587/1997** – Lista categoriilor de construcții și instalații industriale generatoare de riscuri tehnologice;
- **OMIR nr. 344/2001** – Prevenirea și reducerea riscurilor tehnologice în activitățile de producție, de executări de lucrări și prestări de servicii care prezintă pericol de incendii, explozii, inundații, radiații, surpări de terenuri ori poluare a apei, aerului și solului și alte accidente tehnice
- **OANRE nr. 4/2007** – Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice, revizia I (modificat de OANRE nr. 49/2007)
- **NTE 005-06-00** – Normativ privind metodele şi elementele de calcul a siguranței în funcționare a instalațiilor energetice (aprobat prin DANRE nr. 1424/2006; înlocuiește PE 013/1994);
- **NEx 01-06/2007** – Normativ privind prevenirea exploziilor pentru proiectarea, montarea, punerea în funcțiune, utilizarea, repararea și întreținerea instalațiilor tehnice care funcționează în atmosfere potențial explozive (aprobat prin OMEF/OMMFES nr. 1636/392/2007)

6.3 Situații de incendiu. Riscuri de incendiu

- **Legea nr. 307/2006** – Apărarea împotriva incendiilor (modificată și completată prin OUG nr. 70/2009, OUG nr. 89/2014, OUG nr. 52/2015, OG nr. 17/2016, Legea nr. 28/2018, Legea nr. 203/2018);
- **OMAI nr. 129/2016** – Normele metodologice privind avizarea şi autorizarea de securitate la incendiu şi protecţie civilă
- **OMAI nr. 712/23.06.2005** – Dispozițiile generale privind instruirea salariaţilor în domeniul situaţiilor de urgenţă (modificat și completat prin OMAI nr. 786/02.09.2005);
- **OMAI nr. 89/2013** – Regulamentul de planificare, organizare, pregătire și desfăşurare a activității de prevenire a situațiilor de urgență executate de IGSU și structurile subordonate

- **OMAI nr. 138/2015** – Normele tehnice privind utilizarea, verificarea, reîncărcarea, repararea și scoaterea din uz a stingătoarelor de incendiu
- **HG nr. 571/2016** – Categoriile de construcţii şi amenajări care se supun avizării şi/sau autorizării privind securitatea la incendiu
- **OMI/OMLPAT nr. 381//7N/1994** – Norme generale de prevenire şi stingere a incendiilor
- **OMAI nr. 163/2007** – Normele generale de apărare împotriva incendiilor;
- **OMAI nr. 87/2010** – Metodologia de autorizare a persoanelor care efectuează lucrări în domeniul apărării împotriva incendiilor (modificat prin OMAI nr. 112/2014);
- **OMAI nr. 166/2010** – Dispoziţiile generale privind apărarea împotriva incendiilor la construcţii şi instalaţiile aferente
- **OMAI nr. 262/2010** – Dispoziţiile generale de apărare împotriva incendiilor la spaţii şi construcţii pentru birouri
- **OMAI nr. 394/2004** – Regulamentul privind clasificarea şi încadrarea produselor pentru construcții pe baza performanțelor de comportare la foc (modificat prin OMIRA nr. 431/2008, completat prin OMAI nr. 133/1234/2006)
- **OMAI nr. 108/2001** – Dispozițiile generale privind reducerea riscurilor de incendiu generate de încărcări electrostatice, cod DG PSI-04 (modificat prin OMAI nr. 349/2004);
- **OMAI nr. 14/2009** – Dispoziţiile generale de apărare împotriva incendiilor la amenajări temporare în spaţii închise sau în aer liber
- **OMIRA nr. 210/2007** – Metodologia privind identificarea, evaluarea și controlul riscurilor de incendiu (modificat prin OMIRA nr. 663/2008)
- **HG nr. 537/2007** – Stabilirea şi sancționarea contravențiilor la normele de prevenire și stingere a incendiilor (modificată prin Legea nr. 203/2018);
- **NP 073-2002** – Normele de prevenire și stingere a incendiilor specifice activităților din domeniul lucrărilor publice, transportului şi locuinței;
- **P 118-1999** – Normativ de siguranţă la foc a construcţiilor (aprobat prin OMLPAT nr. 27/N/1999);
- **C 300-1994** – Normativul de prevenire şi stingere a incendiilor pe durata executării lucrărilor de construcții şi instalații aferente acestora (aprobat prin OMLPAT nr. 20N/1994)
- **PE 009/93** – Norme de prevenire, stingere şi dotare împotriva incendiilor pentru instalațiile de producere, transport şi distribuție a energiei electrice şi termice;

7 Siguranța și conformitatea echipamentelor și materialelor

- **OG nr. 20/2010** – Măsuri pentru aplicarea unitară a legislației Uniunii Europene care armonizează condițiile de comercializare a produselor (modificată prin OG nr. 8/2012, Legea nr. 50/2015)
- **OMDRAP nr. 4494/2018** – Lista cuprinzând indicativele de referință ale standardelor române care transpun standarde europene armonizate din domeniul produselor pentru construcții (ultima ediție)
- **HG nr. 668/2017** – Stabilirea condițiilor pentru comercializarea produselor pentru construcții (transpune Regulamentul CPR 305/2011/EU; modificată prin Legea nr. 203/2018)
- **HG nr. 123/2015** – Stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a echipamentelor sub presiune (transpune Directiva PED 2014/68/UE privind echipamentele sub presiune; modificată prin HG nr. 561/2016, HG 679/2017)
- **HG nr. 824/2015** – Stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a recipientelor simple sub presiune (transpune Directiva SPVD 2014/29/UE privind recipientele simple sub presiune)
- **HG nr. 574/2005** – Stabilirea cerinţelor referitoare la eficienţa cazanelor noi pentru apă caldă care funcţionează cu combustibili lichizi sau gazoşi, având o putere de 4-400 kW (transpune Directiva HWB 92/42/CEE cu completările ulterioare; modificată prin HG nr. 1043/2007, 962/2007)
- **HG nr. 804/2016** – Stabilirea unor măsuri de comercializare și supraveghere privind aparatele consumatoare de combustibili gazoși (transpune Regulamentul GAR 2016/426/UE și abrogă Directiva GAD 2009/142/CE, modificată de Legea nr. 203/2018; abrogă HG nr. 775/2011)
- **HG nr. 409/2016** – Stabilirea condițiilor pentru comercializarea echipamentelor electrice de joasă tensiune (transpune Directiva LVD 2014/35/UE; modificată prin Legea nr. 203/2018);
- **HG nr. 1029/2008** – Stabilirea condițiilor de introducere pe piață a mașinilor industriale (transpune Directiva MD 2006/42/CE privind mașinile industriale; modificată prin HG nr. 517/2011; modificată de HG nr. 517/2011)
- **HG nr. 245/2016** – Stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a echipamentelor și sistemelor de protecție destinate utilizării în atmosfere potențial explozive (transpune Directiva ATEX 2014/34/UE)
- **HG nr. 711/2015** – Stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piaţă a mijloacelor de măsurare (modificată prin HG nr. 486/06.07.2016)
- **OBRML nr. 148/2012** – Lista oficiale a mijloacelor de măsurare supuse controlului metrologic legal L.O. 2012 (modificat prin OBRML nr. 463/2013)
- **OMAI nr. 231/2011** – Reglementări tehnice privind cerinţele tehnice generale şi condiţiile pentru introducerea pe piaţă a mijloacelor de apărare împotriva incendiilor

- **OMAI nr. 88/2012** – Metodologia de certificare a conformității în vederea introducerii pe piață a mijloacelor tehnice pentru apărarea împotriva incendiilor;
- **OMTCT nr. 1822/2004** – Regulamentul privind clasificarea și încadrarea produselor pentru construcții pe baza performanțelor de comportare la foc (modificat prin OMIRA nr. 431/2008)
- **HG nr. 410/2016** – Stabilirea condițiilor pentru introducerea pe piață sau punerea în funcțiune a ascensoarelor respectiv pentru punerea la dispoziție pe piață a componentelor de siguranță pentru ascensoare (transpune Regulamentul și Decizia 765/2008/CE)
- **Legea nr. 245/2004** – Securitatea generală a produselor (transpune Directiva GPSD 2001/95/CE privind securitatea generală a produselor; modificată prin Legea nr. 363/2007, R1/2008)
- **Legea nr. 240/2004** – Răspunderea producătorilor pentru pagubele generate de produsele cu defecte (modificată prin Legea nr. 363/2007, R1/2008, Legea nr. 76/2012)

8 Reglementări Tehnice în domeniul instalațiilor tehnologice

Reglementările tehnice în domeniul **instalațiilor energetice (energie electrică, energie termică, gaze naturale)**, precum și reglementările legislative aferente domeniului, sunt publicate pe site-ul *Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei* (ANRE) la adresa URL:

https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/legislatie/norme-tehnice
https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/legislatie/reglementari-tehnice

Reglementările tehnice în domeniul **instalațiilor sub presiune**, precum și reglementările legislative aferente domeniului, sunt publicate pe site-ul *Inspecției de Stat pentru Controlul Cazanelor, Recipientelor sub Presiune și Instalațiilor de Ridicat* (ISCIR) la adresa URL:

https://www.iscir.ro/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=37&Itemid=68

Pentru alte reglementări tehnice cu relevanță în domeniul echipamentelor și instalațiilor tehnologice, se va consulta Buletinul Construcțiilor (INCD) și Buletinul Standardizării (ASRO).

8.1 Centrale electrice și termo-electrice

- **OANRE nr. 4/2007** – Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice, revizia I
- **PE 012/1992** – Regulament privind asigurarea funcționării economice a centralelor electrice;
- **PE 017/1983** – Regulament privind documentația tehnică în exploatare (revizia 1/1985,

republicat în 1997);

- **PE 022-1/1986** – Prescripții generale de proiectare a centralelor termoelectrice și a rețelelor de termoficare;
- **PE 023/982** – Regulament privind îndatoririle personalului de deservire operativă din tură, din centrale şi rețele electrice (revizia 1/1985);
- **PE 024/1996** – Regulament privind instruirea pentru formarea, întreținerea și perfecționarea profesională a personalului din centralele electrice;
- **PE 027/1997** – Instrucțiuni privind recepția lucrărilor de revizii tehnice, de reparații curente și de reparații capitale din centralele electrice.
- **PE 148/1994** – Instrucțiuni privind condițiile generale de proiectare antiseismică a instalațiilor tehnologice din stațiile electrice.
- **PE 201/1995** – Producerea, transportul și distribuția căldurii. Instalații de producere a energiei termice. Terminologie.
- **PE 210/1972** – Regulament de exploatare și întreținere a instalațiilor de termoficare din CET.
- **PE 211/1994** – Normativ de probe și verificări, in exploatare, ale echipamentelor termo si hidromecanice din termocentrale.
- **PE 511/1984** – Normativ privind marcarea instalațiilor electrice, mecanice și de automatizare din CET şi CTE (republicat în 1994);
- **PE 702/1981** – Instrucțiuni tehnice pentru executarea lucrărilor geodezice, topografice și cartografice necesare proiectării, executării și exploatării amenajărilor energetice.
- **PE 721/1980** – Normativ pentru stabilirea încărcărilor de calcul de rezistență la construcții energetice. Termocentrale și stații de transformare.
- **PE 735/1978 -** Normativ privind echiparea obiectelor de construcții energetice cu poduri rulante, grinzi rulante și macarale portal.
- **PE 737/1992** – Prescripție energetică pentru proiectarea construcțiilor aferente CTE, CET și CT la acțiuni seismice.
- **C 204-1980** – Normativul cadru pentru verificarea calitătii lucrărilor de montaj al utilajelor și instalatiilor tehnologice pentru obiective de investiții (aprobat prin IGSIG / ICCPDC nr. 31/1980)
- **NE 003-2015** – Îndrumar privind mentenanța echipamentelor tehnologice aflate în exploatare, pentru asigurarea calității lucrărilor de construcții (aprobat prin OMDRAP nr. 819/27.04.2015)
- **NEx 01-06/2007** – Normativ privind prevenirea exploziilor pentru proiectarea, montarea, punerea în funcțiune, utilizarea, repararea și întreținerea instalațiilor tehnice care funcționează în atmosfere potențial explozive (aprobat prin OMEF/OMMFES nr.

1636/392/2007)

- **TEL-07.V-OS-DN/154** – Procedura operațională de calificare a producătorilor interni ca furnizori de servicii de sistem tehnologice (Transelectrica)
- ISO 17050-1:2010 – Evaluarea conformității. Declarația de conformitate. Cerințe generale
- ISO 17050-2:2005 – Evaluarea conformității. Declarația de conformitate. Cerințe Documentație suport
- ISO 10005:2007 – Sisteme de management al calității. Linii directoare pentru planurile calității

8.2 Instalații tehnologice mecanice

- **OANRE nr. 179/2015** – Procedura privind verificările și reviziile tehnice ale instalaţiilor de utilizare a gazelor naturale
- **OANRE nr. 89/2018** - Normele tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale
- **OANRE nr. 82/2017** - Regulamentul privind racordarea la sistemele de transport al gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare
- **I 27-1982** – Instrucţiuni tehnice privind stabilirea clasei de calitate a îmbinărilor sudate de conducte tehnologice (aprobat prin ICCPDC nr. 78/10.06.1982 și ICCPDC nr. 56/28.09.1988)
- **PE 203-2/1988** – Instrucțiuni pentru calculul hidraulic al conductelor de apă fierbinte din rețelele de termoficare. Pentru calculele mecanic și termic se folosesc îndreptarele E-Ip 40/90 și E-Ip 40-1/91.
- **PE 205/1981** – Norme de protecția muncii pentru partea mecanică a centralelor electrice;
- **PE 207/1980** – Normativ de proiectare și execuție a rețelelor de termoficare (revizia 1/1985)
- **PE 209/1997** – Normativ pentru proiectarea instalațiilor de preparare și livrare a căldurii sub formă de apă fierbinte sau abur din termocentrale.
- **PE 213/1994** – Regulament general de manevre în instalațiile termomecanice;
- **PE 216/1993** – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor de cazane;
- **PE 218/1998** – Regulament de exploatare tehnică privind regimul chimic al apei şi aburului în centralele electrice și termice;
- **PE 221/1988** – Regulament privind recepția și punerea în funcțiune a rețelelor de termoficare
- **PE 224/1989** – Normativ pentru proiectarea instalațiilor termomecanice ale termo-

centralelor;

- **PE 229/1984** – Îndreptar pentru stabilirea dimensiunilor coșurilor de fum ale termo-centralelor, în vederea asigurării dispersiei poluanților.
- **PE 502-3/1980** – Normativ de proiectare privind dotarea instalațiilor de termoficare din CET și CTE (echipate cu CAF).
- **PE 703-1/1981** – Norme de protecție a muncii la lucrările de montaj ale centralelor electrice (republicare 1994);
- **SR EN 12953-3:2003** – Cazane cu ţevi de fum. Partea 3: Proiectarea şi calculul părţilor sub presiune;
- **SR EN 12953-6:2011** – Cazane cu ţevi de fum. Partea 6: Cerinţe referitoare la echipamentele cazanului;
- **SR EN 12953-7:2003** – Cazane cu ţevi de fum. Partea 7: Cerinţe referitoare la echipamentele de încălzire pentru cazanele care utilizează combustibili lichizi şi gazoşi;
- **SR EN 12953-9:2007** – Cazane cu ţevi de fum. Partea 9: Cerinţe referitoare la dispozitivele de limitare ale cazanelor şi accesoriilor;
- **SR EN 12953-10:2004** – Cazane cu ţevi de fum. Partea 10: Cerinţe referitoare la calitatea apei de alimentare şi din cazan;
- **SR EN ISO 9906:2012** – Cerinţe de performanţă pompe

8.2.1 Instalații sub presiune

- **PT C1-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Cazane de abur ps>0,5bar, cazane de apă fierbinte T>110°C, supraîncălzitoare şi economizoare independente*". Condiíi și cerințe tehnice pentru instalare, montare, punere]n funcțiune, autorizarea funcționării, supraveghere, reparare, verificare tehnică în utilizare, revizie, întreținere (OMECMA nr. 663/2010, OME nr. 557/2014)
- **PT C2-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Arzătoare cu combustibili gazoși și lichizi*", cu putere mai mare de 400 kW. Condiíi și cerințe tehnice pentru instalare, montare, reparare, întreținere și verificare tehnică în utilizare (OMECMA nr. 1007/2010)
- **PT C4-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR *"Recipiente metalice stabile sub presiune*". Condiíi și cerințe tehnice pentru instalare, autorizarea funcționării, utilizare, reparare, verificare tehnică periodică și verificare tehnică în utilizare (OMECMA nr. 663/2010, OME nr. 557/2014)
- **PT C6-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Conducte metalice stabile sub presiune pentru fluide*". Condiíi și cerințe tehnice pentru montare, autorizarea funcționării, reparare, utilizare, verificare tehnică periodică, verificare tehnică în utilizare (OMECMA nr. 663/2010, OME nr. 557/2014)

- **PT C7-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Dispozitive de siguranţă*". Condiíi și cerințe tehnice pentru verificare tehnică la deschidere/închidere, reglare, utilizare, reparare, scoatere din uz, casare (OMECMA nr. 663/2010, OME nr. 557/2014)
- **PT C10-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Conducte de abur şi conducte de apă fierbinte sub presiune*", având p > 0,5 bar, T > 110 °C, DN > 32 mm, PSxDN > 1.000. Condiíi și cerințe tehnice pentru avizare documentație, montare, autorizarea funcționării, reparare, utilizare, verificare tehnică în utilizare (OMECMA nr. 663/2010, OME nr. 557/2014)
- **PT C11-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Sisteme de automatizare aferente centralelor termice și instalații de ardere aferente cazanelor*". Condiíi și cerințe tehnice pentru montare, punere în funcțiune, reparare, utilizare, întreținere (OMECMA nr. 1007/2010)
- **PT CR1-2018** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Tarifele operaţiunilor de autorizare, avizare, verificare tehnică și alte activităţi la instalaţii sub presiune, instalaţii de ridicat, instalaţii / echipamente pentru parcurile de distracţii şi aparate consumatoare de combustibil, efectuate de ISCIR*" (aprobată prin OISCIR Nr. 945/2018)
- **PT CR 7-2013** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Aprobarea procedurilor de sudare pentru oțel, aluminiu, aliaje de aluminiu, polietilenă de înaltă densitate (PEHD)*"
- SR EN 13480-1:2003 / A1:2005 + A2:2008 – Conducte industriale metalice. Generalități;
- SR EN 13480-2: 2003 – Conducte industriale metalice. Materiale;
- SR EN 13480-3:2003 / A1:2006 + A2:2007 + A3:2009 – Conducte industriale metalice. Proiectare și calcul;
- SR EN 13480-4:2003 – Conducte industriale metalice. Execuție şi instalare;
- SR EN 13480-5:2003 – Conducte industriale metalice. Inspecție şi încercare;
- CEN/TR 13480-7:2003 – Conducte industriale metalice. Ghid în utilizarea procedurilor de evaluare a conformității;
- SR EN 10204:2005 – Produse metalice. Tipuri de documente de inspecții;
- SR EN 10168:2005 – Produse de oțel. Documente de inspecție. Lista și descrierea informațiilor;
- SR EN 10216-2 + A2:2008 – Țevi de oțel fără sudură utilizate la presiune. Condiții tehnice de livrare. Țevi de oțel nealiate şi aliate cu caracteristici precizate la temperatură ridicată;
- SR EN 10217-2 + A1:2005 – Țevi de oțel sudate electric utilizate la presiune. Condiții tehnice de livrare. Țevi de oțel nealiate şi aliate cu caracteristici precizate la temperatură ridicată;

- SR EN 10216-5:2005 – Țevi de oțel fără sudură utilizate la presiune. Condiții tehnice de livrare. Partea 5. Țevi de oțel inoxidabil
- SR EN 10002-1:2002 – Materiale metalice. Incercarea la tracțiune. Metode de încercare la temperatura ambiantă;
- SR EN 10222-2:2002 / AC:2002 – Piese forjate din oțel pentru recipiente sub presiune. Partea 2: Oțeluri feritice şi martensitice cu caracteristici specificate la temperatură ridicată
- SR EN ISO 8492:2005 – Materiale metalice. Țevi. Încercarea la aplatizare;
- SR EN ISO 8496:2005 – Materiale metalice. Țevi. Încercarea la tracțiune pe inel;
- SR EN ISO 8493:2005 – Materiale metalice. Țevi. Încercarea la lărgire;
- SR EN ISO 8495:2005 – Materiale metalice. Țevi. Încercarea la lărgire a inelului;
- SR EN ISO 148–1:2011 Materiale metalice. Încercarea la încovoiere prin șoc pe epruveta Charpy. Partea 1: Metodă de încercare
- SR EN ISO 7438:2005 – Materiale metalice. Încercarea la îndoire
- SR EN 10246-7:2006 – Examinări nedistructive ale țevilor din oțel. Partea 7: Examinarea automată cu ultrasunete pe toată circumferința țevilor de oțel fără sudură şi sudate (cu excepția celor sudate sub strat de flux) pentru detectarea imperfecțiunilor longitudinale;
- SR EN 10246-6:2006 – Examinări nedistructive ale țevilor din oțel. Examinarea automată cu ultrasunete pe toată circumferința țevilor de oțel sudate pentru detectarea imperfecțiunilor transversale;
- SR EN 10246-14:2002 – Examinări nedistructive ale țevilor din oțel. Examinarea automată cu ultrasunete a țevilor de oțel fără sudură şi sudate (cu excepția celor sudate sub strat de flux) pentru detectarea imperfecțiunilor de laminare;
- SR EN 10253-2:2008 – Racorduri pentru sudare cap la cap. Partea 2: Oțeluri nealiate şi oțeluri aliate feritice cu condiții de inspecție specifice.
- SR EN 10253-5:2005 – Racorduri pentru sudare cap la cap. Partea 4: Oțel inoxidabil austenitic cu condiții de inspecție specifice.
- SR EN 1092-1:2008 – Flanşe și îmbinările lor. Flanşe rotunde pentru conducte, robinete, racorduri şi accesorii desemnate prin PN. Partea 1: Flanşe de oțel
- SR EN 1759-1:2005 – Flanşe și asamblările lor. Flanşe rotunde pentru țevi, robinete, racorduri şi accesorii, clase desemnate
- SR EN 1515-1:2002 – Flanşe și îmbinarea lor. Prezoane şi piulițe. Partea 1: Alegerea prezoanelor şi piulițelor
- SR EN 1515-2:2002 – Flanşe și îmbinarea lor. Prezoane şi piulițe. Partea 2: Clasificarea materialelor pentru prezoane şi piulițe pentru flanşele de oțel, desemnate prin PN

- SR EN 1514-1:2003 – Flanşe și îmbinarea lor. Dimensiunile garniturilor pentru flanşe desemnate prin PN. Partea 1: Garnituri plate nemetalice cu sau fără inserție
- SR EN 1514-2:2005 – Flanşe și îmbinarea lor. Dimensiunile garniturilor pentru flanşe desemnate prin PN. Partea 2: Garnituri spirale pentru utilizări cu flanşe de oțel
- SR EN 1514-3:2004 – Flanşe și îmbinarea lor. Dimensiunile garniturilor pentru flanşe desemnate prin PN. Partea 3: Garnituri nemetalice cu înveliş PTFE
- SR EN 1514-4:2004 – Flanşe şi îmbinarea lor. Dimensiunile garniturilor pentru flanşe desemnate prin PN. Partea 4: Garnituri metalice ondulate, plate sau striate și garnituri metaloplastice pentru flanşe de oțel
- SR EN 10163-2:2005 – Condiții de livrare privind starea suprafeței tablelor, platbenzilor și a profilelor din oțel laminate la cald. Table și platbenzi;
- SR EN 10028-1:2008 + A1:2009 – Produse plate de oțeluri pentru recipiente sub presiune. Condiții generale;
- SR EN 10028-2:2004 / AC:2006 – Produse plate de oțeluri pentru recipiente sub presiune. Oțeluri nealiate şi aliate cu caracteristici specificate la temperaturi ridicate;
- SR EN 10029:2011 – Table de oțel laminate la cald, cu grosimi mai mari sau egale cu 3 mm. Toleranțe la dimensiuni, de formă şi la masă
- SR EN 10250-1:2002 – Piese forjate din oțel pentru uz general. Partea 1: Condiții generale
- SR EN 10269:2002 / A1:2006 / AC:2009 – Oțeluri şi aliaje de nichel pentru elemente de fixare cu caracteristici specificate la temperatură ridicată şi/sau scăzută
- SR EN 10273:2008 – Bare laminate la cald din oțeluri sudabile pentru aparate sub presiune cu caracteristici specifice la temperaturi ridicate
- SR EN ISO 898-1:2002 – Caracteristici mecanice ale elementelor de asamblare executate din oțel carbon și oțel aliat. Partea 1: Şuruburi parțial și complet filetate şi prezoane
- SR EN ISO 4017:2002 – Şuruburi cu cap hexagonal complet filetate. Grade A și B
- SR EN ISO 4032:2002 – Piulițe hexagonale, stil 1. Grad A și B
- SR ISO 5208:1996 – Robinetărie industrială. Încercări la presiune pentru aparatele de robinetărie
- SR EN ISO 6847:2002 – Materiale pentru sudare. Executarea unei depuneri de metal topit pentru analiza chimică
- SR EN ISO 5817:2008 – Îmbinări sudate prin topire din oțel, nichel, titan și aliajele acestora (cu excepția sudării cu fascicul de electroni). Niveluri de calitate pentru imperfecțiuni;

- SR EN ISO 6520–1:2007 – Sudare şi procedee conexe. Clasificarea imperfecțiunilor geometrice din îmbinările sudate ale materialelor metalice. Sudare prin topire;
- SR EN 287-1:2004 / AC:2005 + A2:2006 – Calificarea sudorilor. Sudare prin topire. Oțeluri;
- SR EN 1418:2000 – Personal pentru sudare. Calificarea operatorilor sudori pentru sudarea electrică prin presiune, pentru sudarea mecanizată şi automată a materialelor metalice;
- SR EN ISO 6892–1:2010 Materiale metalice. Încercarea la tracțiune. Partea 1: Metodă de încercare la temperatura ambiantă
- SR EN ISO 15609-1:2005 – Specificația și calificarea procedurilor de sudare pentru materiale metalice. Specificația procedurii de sudare. Sudare cu arc electric;
- SR CR ISO/TR 15608:2009 – Sudare. Ghid pentru un sistem de grupare a materialelor pentru sudare
- SR EN 1708-1:2002/A1:2004 – Sudare. Detalii de bază ale îmbinărilor sudate din oțel. Componente supuse la presiune;
- SR EN ISO 4063:2000 – Sudare şi procedee conexe. Nomenclatorul procedeelor și numerele de referință;
- SR EN ISO 13920:1998 – Sudare. Toleranțe generale pentru construcții sudate. Dimensiuni pentru lungimi și unghiuri
- SR EN 473:2008 – Examinări nedistructive. Calificarea şi certificarea personalului pentru examinări nedistructive (END). Principii generale
- SR EN 12062:2001 / A1:2003 + A2:2004 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Reguli generale pentru materiale metalice
- SR EN ISO 17635:2010 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Reguli generale pentru materiale metalice
- SR EN ISO 17636-1:2013 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea radiografică. Partea 1: Tehnici care utilizează radiaţii X sau gama cu film
- SR EN ISO 17636-2:2013 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea radiografică. Partea 2: Tehnici care utilizează radiaţii X sau gama cu detector digitali
- SR EN ISO 17637:2011 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea vizuală a îmbinărilor sudate prin topire
- SR EN ISO 17638:2010 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea cu pulberi magnetice
- SR EN ISO 17640:2011 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinare cu ultrasunete. Tehnici, niveluri de încercare şi evaluare

- SR EN ISO 3452-1:2013 – Examinări nedistructive. Examinarea cu lichide penetrante. Partea 1: Principii generale
- SR EN 970:1999 – Examinări nedistructive ale îmbinărilor sudate prin topire. Examinare vizuală;
- SR EN 571-1:1999 – Examinări nedistructive. Examinări cu lichide penetrante. Partea 1: Principii generale;
- SR EN 1289:2002 / A1:2003 + A2:2004 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea cu lichide penetrante. Niveluri de acceptare
- SR EN 1290:2000 / A1:2003 + A2:2004 – Examinări nedistructive ale îmbinărilor sudate. Examinarea cu pulberi magnetice.a îmbinărilor sudate
- SR EN 1291:2002 / A1:2003 + A2:2004 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea cu pulberi magnetice a îmbinărilor sudate. Niveluri de acceptare
- SR EN 1435:2001 / A1:2003 + A2:2004 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea radiogarafică a îmbinărilor sudate
- SR EN 12517-1:2006 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea radiografică a îmbinărilor sudate. Niveluri de acceptare
- SR EN 1714:2000 / A1:2003 + A2:2004 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea cu ultrasunete a îmbinărilor sudate
- SR EN 1712:2002 / A1:2003 + A2:2004 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea cu ultrasunete a îmbinărilor sudate. Niveluri de acceptare
- SR EN 1713:2000 / A1:2003 + A2:2004 – Examinări nedistructive ale sudurilor. Examinarea cu ultrasunete. Caracterizarea indicațiilor din suduri
- SR EN ISO 9606-1:2014 – Calificare sudorilor. Sudare prin topire. Partea 1: Oțeluri
- SR EN ISO 15614-1:2004 / A1:2008 / A2:2012 – Specificația și calificarea procedurilor de sudare pentru materiale metalice. Verificarea procedurii de sudare. Partea 1: Sudarea cu arc și sudarea cu gaz a oțelurilor și sudarea cu arc a nichelului și a aliajelor de nichel.
- SR EN ISO 15614-8:2003 – Specificația și calificarea procedurilor de sudare pentru materiale metalice. Verificarea procedurii de sudare. Partea 8: Sudarea îmbinărilor țeavă - placă tubulară
- SR EN ISO 15614-7:2014 – Specificația și calificarea procedurilor de sudare pentru materiale metalice. Verificarea procedurii de sudare. Partea 7: Încărcarea prin sudare

8.2.2 Instalații de ridicat și transportat

- **PT R1-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Maşini de ridicat (macarale, mecanisme de ridicat, stivuitoare, platforme autoridicătoare şi platforme ridicătoare pentru persoane cu dizabilităţi, elevatoare pentru vehicule și maşini de ridicat de tip special)*"

- **PT R3-2010** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Verificarea în utilizare a elementelor de transmitere a mișcării, a elementelor / dispozitivelor de legare / prindere și a elementelor de tracțiune a sarcinii utilizate la instalații de ridicat: cabluri, cârlige, lanțuri, benzi textile, funii, altele asemenea*"

8.3 Instalații tehnologice electrice

- **NTE 001/03/00** – Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor (aprobat prin OANRE nr. 2/07.02.2003; înlocuiește PE 109/1992)
- **NTE 002/03/00** – Normativ de încercări şi măsurători pentru sistemele de protecţii, comandă-control şi automatizări din partea electrică a centralelor şi staţiilor (aprobat prin OANRE nr. 34/17.12.2003, înlocuiește PE 117/1992).
- **NTE 003/04/00** – Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V (aprobat prin OANRE nr. 32/17.11.2004; înlocuiește PE 104/1993, PE 122/82, PE 123/78)
- **NTE 004/05/00** – Regulament pentru analiza și evidența evenimentelor accidentale din instalațiile de producere, transport și distribuție a energiei electrice și termice (aprobat prin OANRE nr. 8/25.02.2005; înlocuiește PE 005-2/1999).
- **NTE 005/06/00** – Normativ privind metodele şi elementele de calcul a siguranței în funcționare a instalațiilor energetice (aprobat prin DANRE nr. 1424/2006; înlocuiește PE 013/1994);
- **NTE 006/06/00** – Normativ privind metodologia de calcul al curenţilor de scurtcircuit in reţelele electrice cu tensiunea sub 1 kV (aprobat prin OANRE nr. 7/31.03.2006, înlocuiește PE 134-2/1996)
- **NTE 007/08/00** – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice (aprobat prin OANRE nr. 38/2008, înlocuiește PE 107/95)
- **NTE 008/08/00** – Norma tehnică energetică privind conservarea echipamentelor energetice (aprobat prin OANRE nr. 126/20.11.2008; înlocuiește PE 231/1994)
- **NTE 009/10/00** – Regulament general de manevre în instalațiile electrice de medie și înaltă tensiune (aprobat prin OANRE nr. 25/26.08.2010, înlocuiește PE 118/1992).
- **NTE 010/11/00** – Norma tehnică privind stabilirea cerințelor pentru executarea lucrărilor sub tensiune în instalații electrice (aprobat prin OANRE nr. 23/2011, înlocuiește PE 141/1979).
- **NTE 011/12/00** – Normă tehnică pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice (aprobat prin OANRE nr. 41/14.11.2012; înlocuiește PE 504/1996)
- **NTE 013/16/00** – Normă tehnică energetică privind determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de interes public (aprobat prin OANRE nr. 26/22.06.16)

- **NTE 401/03/00** – Metodologie privind determinarea secțiunii economice a conductoarelor în instalațiile electrice de distribuție de 1-110kV (aprobat prin OANRE nr. 269/04.06.2003; înlocuiește PE 135/1991).
- **PE 003/1979** – Nomenclator de verificări, încercări şi probe privind montajul, punerea în funcțiune şi darea în exploatare a instalațiilor energetice (revizia 1/1984);
- **PE 022-3/87** – Prescripții generale de proiectare a retelelor electrice (republicare 1993)
- **PE 025/1994** – Instrucțiune privind izolarea pe servicii proprii a grupurilor generatoare din centralele electrice
- **PE 101/1985** – Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformatoare cu tensiuni peste 1 kV (revizia 1/1986, revizia 2/1987, republicare 1993, NTE 101/08/00 în lucru).
- **PE 101A/1985** – Instrucțiuni privind stabilirea distanelor normate de amplasare a instalațiilor electrice cu tensiunea peste 1 kV în raport cu alte construcții (republicare 1993).
- **PE 102/1986** – Normativul pentru proiectarea și execuția instalațiilor de conexiuni şi distribuție cu tensiunea până la 1000 V c.a. în unitățile energetice (republicare 1993);
- **PE 103/1992** – Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice la solicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit.
- **PE 105/1990** – Metodologie pentru dimensionarea stalpilor metalici ai liniilor electrice aeriene.
- **PE 106/1995** – Normativ pentru construcția liniilor electrice aeriene de joasă tensiune.
- **PE 111-1/1992** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Intreruptoare de înaltă tensiune.
- **PE 111-2/1992** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Transformatoare de tensiune.
- **PE 111-4/1993** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Conductoare neizolate rigide.
- **PE 111-5/1992** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Separatoare de înaltă tensiune.
- **PE 111-6/1975** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Conductoare neizolate flexibile.
- **PE 111-7/1985** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Reprezentarea și marcarea instalațiilor electrice.
- **PE 111-8/1988** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Servicii proprii de curent alternativ.

- **PE 111-9/1986** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Elemente de construcții din stațiile exterioare.
- **PE 111-10/1978** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Stații electrice de distribuție de 6-20 kV.
- **PE 111-11/1994** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Baterii de condensatoare șunt.
- **PE 111-12/1978** – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare. Bobine de reactanță.
- **PE 112/1993** – Normativ pentru proiectarea instalațiilor electrice de curent continuu din centralele și stațiile electrice
- **PE 113/1995** – Normativ pentru proiectarea instalațiilor electrice de servicii proprii de curent alternativ ale centralelor termoelectrice și de termoficare
- **PE 114/1983** – Regulament de exploatare tehnică a surselor de curent continuu (republicare 1993)
- **PE 115/1985** – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor auxiliare din stații (republicare 1993)
- **PE 116/1994** – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice
- **PE 106/1995** – Normativ pentru construcția liniilor electrice aeriene de joasă tensiune
- **PE 126/1982** – Regulament de exploatare tehnică a echipamentelor electrice din distribuția primară (revizie 1/1985).
- **PE 127/1983** – Regulament de exploatare tehnică a liniilor electrice aeriene (revizie 1/1985)
- **PE 128/1990** – Regulament de exploatare tehnică a liniilor electrice în cablu.
- **PE 129/1999** – Regulament de exploatare tehnică a uleiurilor electroizolante.
- **PE 130/1995** – Regulament de exploatare tehnică a generatoarelor electrice.
- **PE 131/1995** – Regulament de exploatare tehnică a motoarelor electrice.
- **PE 134/1995** – Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV.
- **PE 139/97** – Instrucțiuni privind determinarea CPT în rețelele electrice.
- **PE 140/1979** – Îndrumar privind criteriile de identificare a stărilor critice în funcționarea sistemului energetic și măsuri pentru limitarea avariilor.
- **PE 152/1990** – Metodologie de proiectare a fundațiilor LEA cu peste 1000 V.
- **PE 155/1992** – Normativ privind proiectarea și executarea branșamentelor electrice pentru clădiri civile.

- **PE 248/1996** – Instrucțiuni privind proiectarea antiseismică a instalațiilor şi echipamentelor energetice din centralele electrice clasice;
- **PE 808/1979** – Condiții tehnice generale pentru transformatoare cu puteri peste 10 MVA
- IEC 60076-1 – Transformatoare de putere
- IEC 60214-1:2015 – Transformatoare. Comutatoare de reglaj sub sarcină
- R 548/2014/UE – Regulament transformatoare mici, medii și mari
- R 517/2014/CE – Regulament gaze fluorurate cu efect de seră
- SR EN 62271 – Aparataj de înaltă tensiune
- SR EN 60060-1:2011 – Tehnici de încercare la înaltă tensiune. Partea 1: Definiții generale și prescripții referitoare la încercări
- SR EN 60060-2:2011 – Tehnici de încercare la înaltă tensiune. Partea 2: Sisteme de măsurare
- SR EN 60071-1:2006 / A1:2010 – Coordonarea izolației. Partea 1: Definiții, principii, reguli
- SR EN 60071-2:2006 / A1:2010 – Coordonarea izolației. Partea 2: Ghid de aplicare
- SR EN 60529:1995 / A1:2005 – Grade de protecție asigurate prin carcase (Cod IP)
- SR EN 60068-1:2015 – Încercări de mediu. Partea 1: Generalități și ghid
- SR EN 60068-1:2015 – Încercări de mediu. Partea 3: Ghid. Metode de încercări seismice ale echipamentelor
- SR EN 60085 – Izolație electrică. Evaluare și clasificare termică
- SR EN 60270 – Tehnici de încercare la înaltă tensiune. Măsurarea descărcărilor parțiale
- SR EN 60376:2006 – Specificație pentru calitatea tehnică a hexafluorurii de sulf (SF6) pentru utilizarea în echipamente electrice
- SR EN 60480:2005 – Linii directoare referitoare la controlul și prelucrarea hexafluorurii de sulf (SF6) prelevată de la un echipament electric și specificarea în vederea reutilizării
- IEC 60417 – Simboluri grafice pentru utilizarea pe echipamente
- IEC 62063 – Întreruptoare și mecanisme de control de înaltă tensiune. Utilizarea tehnicilor electronice și asociate în echipamente auxiliare ale întreruptoarelor și mecanismelor de acționare
- SR EN 60044 – Transformatoare de măsură
- SR EN 61869-1 – Transformatoare de măsură. Partea 1: Cerințe generale
- SR EN 61869-2 – Transformatoare de măsură. Partea 2: Cerințe suplimentare TC

- SR EN 61869-3 – Transformatoare de măsură. Partea 3: Cerințe suplimentare TT inductive
- SR EN 62155 – Izolatoare tip carcasă cu sau fără presiune internă de material ceramic sau de sticlă, pentru utilizare în aparatajul electric cu tensiuni nominale mai mari de 1000V
- SR EN 60296 – Lichide pentru aplicații electrotehnice – uleiuri minerale izolante noi pentru transformatoare și aparataj de conexiune
- SR EN 60422 – Uleiuri minerale electroizolante în echipamente electrice. Linii directoare de mentenanță și supraveghere
- SR EN 60599 – Echipamente electrice în serviciu impregnate cu ulei mineral. Ghid pentru interpretarea analizei gazelor dizolvate și a gazelor libere.
- SR EN 60273 – Calificarea seismică a aparatelor și a ansamblurilor de aparate prefabricate cu tensiunea nominală egală sau mai mare de 72,5 kV
- SR EN 60243-1 – Rigiditatea dielectrică a materialelor electroizolante. Metode de încercare. Partea 1: Încercări la frecvențe industriale
- SR HD 60364-4-41 – Instalații electrice de joasă tensiune. Partea 4-41: Măsuri de protecție pentru asigurarea securității. Protecția împotriva șocurilor electrice
- SR EN 61439 – Ansambluri de aparataj de joasă tensiune
- SR EN 60947 – Aparataj de joasă tensiune
- SR EN 61180-1 – Tehnici de încercare la înaltă tensiune pentru echipamentele de joasă tensiune. Partea 1: Definiţii, prescripţii şi proceduri referitoare la încercări
- SR EN 61936-1:2011/AC:2013 – Instalaţii electrice cu tensiuni alternative nominale mai mari de 1 kV. Partea 1: Reguli comune
- SR EN 62262 – Grade de protecţie asigurate prin carcasele echipamentelor electrice împotriva impacturilormecanice din exterior (Cod IK)
- SR EN 60099-1 – Descărcătoare. Partea 1: Descărcătoare cu rezistenţă variabilă cu eclatoare pentru reţele de curent alternativ
- SR EN 60099-4 – Descărcătoare. Partea 4: Descărcătoare cu oxizi metalici fără eclatoare pentru reţele de curent alternativ
- SR EN 60099-5:2014 – Descărcătoare. Partea 5: Recomandări pentru alegere şi utilizare
- SR CEI/PAS 60099-7:2006 – Descărcătoare. Partea 7: Glosar de termeni şi definiţii pentru publicaţiile CEI 60099-1, 60099-4, 60099-6, 61643-1, 61643-12, 61643-21, 61643-311, 61643-321, 61643-331 şi 61643-341
- SR EN 60137:2008/C91:2012 – Treceri izolate pentru tensiuni alternative mai mari de 1000 V

- SR EN 60168:1997 – Încercări ale izolatoarelor suport de interior şi de exterior din material ceramic sau din sticlă destinate sistemelor cu tensiuni nominale mai mari de 1000 V
- SR CEI 60273:1997 – Caracteristicile izolatoarelor suport de interior şi de exterior destinate sistemelor cu tensiuni nominale mai mari de 1000 V
- SR EN 60372:2004 – Dispozitive de blocare pentru asamblări cu rotulă ale elementelor lanţurilor de izolatoare. Dimensiuni şi încercări
- SR EN 60305:2003 – Izolatoare pentru linii aeriene cu tensiunea nominală mai mare de 1 kV. Elemente izolatoare din material ceramic sau sticlă pentru sisteme de curent alternativ. Caracteristici ale elementelor izolatoarelor de tip capă-tijă
- SR EN 60383-1:2002 – Izolatoare pentru linii aeriene cu tensiune nominală mai mare de 1000 V. Partea 1: Izolatoare de material ceramic sau de sticlă pentru sisteme de curent alternativ. Definiţii, metode de încercare şi criterii de acceptare
- SR EN ISO 2177:2008 – Acoperiri metalice. Măsurarea grosimii. Metode coulometrică prin dizolvare anodică
- SR EN 60694 – Prescripţii comune pentru standare referitoare la aparatajul de IT
- SR EN 60068-3-3 – Încercări de mediu. Partea 3: Ghid. Metode de încercare seismice ale echipamentului
- SR EN 61243-5:2002 – Lucrări sub tensiune. Detectoare de tensiune. Partea 5: Sisteme detectoare de tensiune (VDS)
- STAS 10009-1988
- SR EN 45510-8-1:2003 – Ghid pentru achiziţionarea de echipamente pentru centralele electrice. Partea 8-1: Sisteme de reglare automată şi aparate de măsură şi control;
- SR EN 50156-1:2004 – Echipament electric pentru instalaţiile de ardere şi echipament auxiliar. Partea 1; Prescripţii pentru proiectare şi instalare;
- **Regulament UE nr. 631/2016 (NC RfG)** - Cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare
- **OANRE nr. 72/2017** – Normă tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone (GGS);
- **OANRE nr. 214/2018** – Modificare și Completare Ordin ANRE nr. 72/2017;
- **OANRE nr. 51/2019** – Procedura de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public;

8.4 Instalații tehnologice de automatizare

- **PE 029/1997** – Normativ de proiectare a sistemelor informatice pentru conducerea prin dispecer a instalațiilor energetice din Sistemul Energetic Național.

- **PE 502-8/1988** – Normativ privind dotarea instalațiilor tehnologice cu aparate de măsură și automatizare. Puncte termice.
- **PE 502-13/1977** – Normativ de proiectare privind dotarea instalațiilor aferente cazanelor de apă fierbinte (CAF) cu aparate de măsură și automatizare
- **PE 502-8/1988** – Normativ privind dotarea instalațiilor tehnologice cu aparate de măsură și de automatizare;
- **PE 503/1987** – Normativ de proiectare a instalațiilor de automatizare a părții electrice a centralelor și stațiilor (republicare 1995).
- **PE 507/1973** – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor de măsurat și automatizare a proceselor termice din centralele electrice.
- **PE 510-0/1987** – Normativul privind proiectarea instalațiilor de automatizare din termocentrale. Organizarea conducerii operative.
- **PE 510-1/1996** – Normativul privind proiectarea instalațiilor de automatizare din termocentrale. Protecția instalațiilor termomecanice.
- **PE 510-2/1984** – Normativul privind proiectarea instalațiilor de automatizare din termocentrale. Instalații de măsură și reglare automată.
- **PE 510-3/1985** – Normativul privind proiectarea instalațiilor de automatizare din termocentrale. Instalații de semnalizare.
- **PE 510-4/1987** – Normativul privind proiectarea instalațiilor de automatizare din termocentrale. Instalații de comandă.
- **PE 602/1980** – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor de telecomunicații.
- **PE 819/74** – Condiții tehnice pentru aparatele de automatizare a proceselor termice de la grupurile energetice.
- **PE 865/1974** – Condiții tehnice pentru vane și ventile cu acționare electrică.
- **PE 866/1974** – Condiții tehnice pentru traductoare de temperatură.
- **PE 867/1974** – Condiții tehnice pentru traductoare de nivel.
- SR EN 10204:2005 – Certificat de material tip 3.1B

<u>Vane</u>

- EN 736-1 – Vane. Terminologie Partea 1: Definiția tipurilor de vane
- EN 736-2 – Vane. Terminologie Partea 2: Definiția componentelor vanelor
- EN 736-3 – Vane. Terminologie Partea 3: Definiția termenilor
- IEC 60534-1 – Vane de control industriale. Part 1: Control Valve Terminology and General Considerations

- IEC 60534-2-1 – Vane de control industriale. Part 2 : Flow Capacity - Section One : Sizing Equations for incompressible fluid flow under installed conditions
- IEC 60534-2-3 – Vane de control industriale. Part 2: Flow Capacity - Part 2 : Flow capacity - Section Three : Test Procedures
- IEC 60534-2-3 – Vane de control industriale. Procedures for Ensuring the Cleanliness of Industrial Process Measurement and Control Equipment in Oxygen Service
- IEC 60534-2-4 – Vane de control industriale. Part 2: Flow Capacity - Section Four : Inherent flow characteristics and rangeability Part 4: Inspection and Routine Testing
- IEC 60534-4 – Vane de control industriale. Part 5: Marking IEC-60534-5

Indicatoare și senzori de presiune

- EN 837-1 – Pressure gauges, Part 1: Bourdon tube pressure gauges. Dimensions, metrology, requirements and testing
- EN 837-2 – Pressure Gauges, Part 2: Selection and Installation recommendations for Pressure Gauges
- EN 837-3 – Pressure Gauges, Part 3: Diaphragm and Capsule Pressure Gauges. Dimensions, Metrology, Requirements and Testing. (ratified european text corrected 1997-01-16)

Indicatoare și senzori de temperatură

- EN 50446 – Straight thermocouple assembly with metal or ceramic protection tube and accessories (supersedes EN 50112: 1994 and EN 50113:1994)
- EN 13190 – Termometre cu cadran
- IEC 60584-1 – Termocuple. Tabele de referință
- IEC 60584-2 – Termocuple. Toleranțe
- IEC 60584-3 – Termocuple. Cabluri de extensie și compensare
- IEC-60751 – Termometre industriale cu rezistență din platină. Senzori

Aparataj anti-ex și anti-foc

- IEC/EN 60079-1 – Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmosphere - General
- IEC/EN 60079-2 – Construction and Verification Test of Flameproof of Enclosure of electrical apparatus.
- IEC 60332 – Test on Electric Cables under Fire Protection

Sisteme de automatizare și componente ale acestora

- IEC 60381 – Automation Systems in the Process Industry - Factory Acceptance Test (FAT) and Site Integration Test (SIT)
- IEC 60529 – Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code)

- IEC 60668 – Dimensions of Panel Areas and Cut-Outs for Panel and Rack-mounted Industrial Process Measurement and Control Instruments
- IEC 60770-1 – Transmitters for use in Industrial Process Control System Methods for Performance Evaluation
- IEC 60770-3 – Transmitters for use in Industrial Process Control System Methods for Performance Evaluation of Intelligent Transmitters
- IEC 60073 – Basic And Safety Principles For Man Machine Interface, Marking And Identification. Coding Principles For Indication Devices And Actuators
- IEC 60617 – Recommended Graphical Symbols
- IEC 60129 – Alternating Current Disconnectors (Isolators) And Earthing Switches
- IEC 60228 – Conductors of Insulated Cables
- IEC 60255 – Electrical Relays
- IEC 60269 – Low Voltage Fuses
- IEC 60794 – Optical Fiber Cables
- IEC 60801 – Electromagnetic Compatibility For Industrial Measurement And Control Equipment
- IEC 60051 – Direct Acting Indicating Analogue Electrical Measuring Instruments And Their Accessories
- EN 61000-6-2 – Electromagnetic Compatibility - Generic Industrial Immunity
- EN 61000-6-3 – Electromagnetic Compatibility - Generic Emission
- IEC 61000-4 – EMC Testing and Measuring Techniques - Electrical Fast Transient - Burst Immunity
- IEC 61000-5 – EMC Testing and Measuring Techniques - Surge Immunity
- IEC/EN 61131-1 – Programmable Controllers - Part 1- General Information
- IEC/EN 61131-2 – Programmable Controllers - Part 2 - Equipment Requirements & Tests
- IEC/EN 61131-3 – Programmable Controllers - Part 3 - Programming Languages
- IEC/EN 61131-4 – Programmable Controllers - Part 4 - User Guidelines
- IEC/EN 61131-5 – Programmable Controllers - Part 5 - Communications
- IEC 61158 – Digital Data Communication for Measurement and Controls Fieldbus for use in Industrial Control System
- IEC 61506 – Sisteme de măsură și comandă în procesele industriale - Documentație pentru software-ul de aplicație

- IEC/EN 61508-1 – Funcțional Safety of Electrical / Electronic/ Programmable Electronic Safety-Related Systems
- IEC 61511 – Funcțional Safety - Safety Instrument Systems for the Process Industry
- IEC 61514 – Industrial Process Control Systems - Methods of Evaluating the performance of Intelligent Valve Positioners with Pneumatic Outputs.
- IEC 61520 – Metal Thermowells for Thermometer Sensors - Funcțional Dimensions
- IEC/EN 62061 – Safety of Machinery. Funcțional Safety of Safety-Related Electrical, Electronic and Programmable Electronic Control System
- IEC 62453-3 – Standardul Profibus

Alte standarde industriale relevante

- ISA S5.1 – Simboluri de instrumentație și identificare
- ISA S5.3 – Simboluri grafice pentru control distribuit / afișare partajată – sisteme de măsură, logică și sisteme de calcul
- ISA (SAMA) RC22-11 – Diagramele funcționale pentru aparatura de măsură și control
- API RP 521 – Ghidul pentru Sisteme de eliberare a presiuni și depresurizare
- API RP 526 – Vane de siguranță din oțel cu flanșe
- ISA S 75.01 – Ecuații de debit pentru dimensionarea vanelor de control
- NEMA/ICS6 – Incinte pentru control şi sisteme industriale
- NEMA/ICS4 – Blocuri terminale pentru uz industrial
- NEMA 250 – Carcase pentru echipamente electrice
- NEMA ICS – Carcare pentru sisteme industriale de comandă
- IEEE 488.1 – Interfață standard digitală pentru aparatură programabilă
- IEEE 488.2 – Coduri standard, formate, protocoale și comenzi comune
- IEEE 802.3 – Comunicația Ethernet în rețele locale LAN
- IEEE 518 – Ghidul pentru montarea echipamentelor electrice de minimizare a perturbării intrărilor în controllere de la echipamente externe
- TCP/IP – Protocolul de comunicație în rețele Ethernet LAN și WAN
- WINDOWS – Sistem de operare Microsoft, server & client
- Ethernet/IP – Ethernet Industrial Protocol (IEA, CI, ODVA)
- RDBMS, SQL, ODBC – bază de date relațională în arhitectură client–server – pentru organizare, manegement şi interogare bază de date

- OPC – Standard pentru schimbul de date între sisteme de automatizare (OPC Foundation)

9 Reglementări Tehnice în domeniul construcțiilor și instalațiilor aferente

Lista reglementărilor tehnice naționale în domeniul construcțiilor și instalațiilor aferente este publicată de **MDRAP** la adresa URL:

http://www.mdrap.ro/constructii/reglementari-tehnice

fiind structurată pe următoarele capitole:

1. Calculul construcţiilor şi elementelor de construcţii
2. Proiectarea şi executarea lucrărilor de terasamente
3. Proiectarea și executarea fundaţiilor
4. Proiectarea şi executarea lucrărilor de beton, beton armat și beton precomprimat
5. Proiectarea şi executarea lucrărilor de zidărie și pereţi
6. Proiectarea şi executarea construcţiilor metalice
7. Folosirea şi executarea construcţiilor din materiale lemnoase
8. Proiectarea şi executarea lucrărilor de învelitori
9. Proiectarea şi executarea lucrărilor de izolaţii
10. Executarea lucrărilor de tencuieli, placaje, tapete
11. Executarea lucrărilor de pardoseli, plinte, scafe, elemente de scări
12. Proiectarea şi executarea instalaţiilor electrice
13. Proiectarea și executarea instalaţiilor de apă și canalizare
14. Proiectarea şi executarea instalaţiilor termice, condiţionarea aerului, gaze
15. Proiectarea şi executarea lucrărilor de protecţie a construcţiilor şi instalaţiilor contra agenţilor
16. Proiectarea şi executarea lucrărilor geodezice, topografice, fotometrice și cadastrale
17. Proiectarea şi executarea clădirilor de locuit și social-culturale
18. Proiectarea şi executarea construcţiilor industriale, agrozootehnice și de irigaţii
19. Proiectarea şi executarea construcţiilor hidrotehnice, amenajărilor și regularizărilor de râuri
20. Proiectarea şi executarea organizării lucrărilor de construcţii-montaj
21. Verificarea calităţii şi recepţia lucrărilor de construcţii şi instalaţii
22. Lucrările de reparaţii, întreţinere şi postutilizare a construcţiilor
23. Folosirea şi repararea utilajelor pentru construcţii-montaj
24. Cerinţele de calitate stabilite prin Legea nr. 10/1995
25. Reglementări tehnico-economice şi metodologice
26. Proiectarea și executarea construcţiilor pentru transporturi
27. Performanța energetică a clădirilor
28. Securitatea la incendiu
29. Documentaţiile de urbanism

9.1 General

- **C 56-1985** – Normativul pentru verificarea calității și recepția lucrărilor de construcții și instalații aferente (aprobat prin ICCPDC nr. 61/30.10.1985)

- **C 16-1984** – Normativul pentru realizarea pe timp friguros a lucrărilor de construcții și a instalațiilor aferente (aprobat prin ICCPDC nr. 92/14.12.1984)
- **C 204-1980** – Normativul cadru pentru verificarea calității lucrărilor de montaj al utilajelor și instalatiilor tehnologice pentru obiective de investiții (aprobat prin IGSIG / ICCPDC nr. 31/1980)
- **P 130-1999** – Normativul privind urmărirea comportării în timp a construcțiilor (aprobat prin OMLPAT nr. 57/N/1999);

9.2 Proiectare

Seismicitate

- **P 100-1/2013** – Cod de proiectare seismică. Partea 1: Prevederi de proiectare pentru clădiri – aprobat prin OMDRAP nr. 2465/08.08.2013; armonizat cu:
    - SR EN 1992-1-1:2004 + NB:2008 + NB/A91:2009 + AC:2012 (“Eurocod 2”);
    - SR EN 1993-1-1:2006 + NA:2008 + AC:2009, SR EN 1993-1-3:2007 + NB:2008 + AC:2009, SR EN 1993-1-5:2007 + NA:2008 + AC:2009, SR EN 1993-1-8:2006 + NB:2008 + AC:2010, SR EN 1993-1-10:2006 + NA:2008 + AC:2009 (“Eurocod 3”)
    - SR EN 1994-1-1:2004 + NB:2008 + AC:2009 (“Eurocod 4”)
    - SR EN 1995-1-1:2004 + AC:2006 + NB:2008 + A1:2008 (“Eurocod 5”)
    - SR EN 1996-1-1:2006 + NB:2008 + AC:2010 (“Eurocod 6”)
    - SR EN 1998-1:2004 + NA:2008 + AC:2010 (“Eurocod 8”);
- **P 100-3/2008** – Cod de proiectare seismică. Partea 3: Prevederi pentru evaluarea seismică a clădirilor existente; în curs de înlocuire cu **P 100-3/2018**, pentru armonizare cu:
    - SR EN 1997-2:2008 (“Eurocod 7”)
    - SR EN 1998-3:2005 + NA:2010 (“Eurocod 8”)

Acțiuni climatice

- **CR 1-1-3-2012** – Cod de Proiectare. Acțiunea zăpezii asupra construcțiilor (aprobat prin OMDRT nr. 1655/05.09.2012 și completat prin OMDRAP nr. 2414/01.08.2013)
- **CR 1-1-4-2012** – Cod de Proiectare. Acțiunea vântului asupra construcțiilor (aprobat prin OMDRT nr. 1751/21.09.2012 și completat prin OMDRAP nr. 2413/01.08.2013)

Baze de proiectare

- **NC 001-1999** – Normativul cadru privind detalierea conținutului cerințelor (aprobat prin OMLPAT nr. 222/N/27.09.2000)
- **CR 0-2012** – Cod de Proiectare. Bazele proiectării construcțiilor (aprobat prin OMDRT nr. 1530/23.08.2012 și completat prin OMDRAP nr. 2411/01.08.2013)

- **CR 2.1.1-1/2013** – Cod de Proiectare. Construcții cu pereți structurali din beton armat (aprobat prin OMDRAP nr. 2361/24.07.2013)
- **CR 6-2013** – Cod de Proiectare. Structuri din zidărie (aprobat prin OMDRAP nr. 2646/2013)
- **NP 112-2004** – Normele de proiectare pentru Fundații directe (aprobat prin OMTCT nr. 2352/24.11.2014)
- **NP 007-1997** – Codul de proiectare a cadrelor de beton armat (aprobat prin OMLPAT nr. 1/N/13.01.1997)
- **C 17-1982** – Instrucțiunile tehnice privind compoziția și prepararea mortarelor de zidărie și tencuială (aprobat prin ICCPDC nr.127/02.11.1982);
- **C 107/1-2005** – Normativ privind calculul termotehnic al elementelor de construcție ale clădirilor (aprobat prin OMTCT nr. 2055/29.11.2005, completat prin OMDRT nr. 2513/22.11.2010 și OMDRT nr. 1590/24.08.2012);
- SR EN 1990:2004/A1:2006/AC:2010 Eurocod. Bazele proiectării structurilor;
- SR EN 1991-1-1:2004/AC:2009 Eurocod 1: Acţiuni asupra structurilor. Partea 1-1: Acţiuni generale. Greutăţi specifice, greutăţi proprii, încărcări din exploatare pentru construcţii
- SR EN 1991 – EUROCOD 1. Acțiuni asupra structurilor.
- SR EN 1992-1-1:2004 / NB:2008 – EUROCOD 2. Proiectarea structurilor de beton. Partea 1-1: Reguli generale şi reguli pentru clădiri. Anexa națională.
- SR EN 1993-1-1:2006 / NA:2016 - EUROCOD 3. Proiectarea structurilor din oțel. Partea 1-1: Reguli generale pentru clădire. Anexa națională.
- SR EN 1993-1-8:2006 / NB:2008 – EUROCOD 3. Proiectarea structurilor din oțel. Partea 1-8: Proiectarea îmbinărilor. Anexa națională.
- SR 11100-1:1993 – Zonare seismică. Macrozonarea teritoriului României
- STAS 10107-0-1990 – Construcţii civile și industriale. Calculul și alcătuirea elementelor structurale din beton, beton armat și beton precomprimat (anulat).
- STAS 10107-2-1992 – Construcţii civile, industriale și agricole. Planşee curente din plăci şi grinzi de beton armat și beton precomprimat (anulat).
- STAS 10108-0-1978 – Construcţii civile, industriale și agricole. Calculul elementelor din oţel (anulat)
- STAS 3300/1-1985 – Teren de fundare. Principii generale de calcul.
- STAS 3300/2-1985 – Calculul terenului de fundare in cazul fundării directe.
- SR 12025/1994 – Efectele vibrațiilor asupra clădirilor și părților de clădiri (echivalent cu ISO 4866:1990);

Acustică

- **C 125/1-2013** – Normativul privind acustica în construcții și zone urbane. Partea 1: Prevederi generale privind protecția împotriva zgomotului (aprobat prin OMDRAP nr. 3384/21.11.2013)
- **C 125/2-2013** – Normativul privind acustica în construcții și zone urbane. Partea 2: Proiectarea și execuția măsurilor de izolare fonică și a tratamentelor acustice la clădiri (aprobat prin OMDRAP nr. 3384/21.11.2013)
- **C 125/3-2013** – Normativul privind acustica în construcții și zone urbane. Partea 3: Măsuri de protecție împotriva zgomotului la clădiri de locuit, social-culturale și tehnico-administrative (aprobat prin OMDRAP nr. 3384/21.11.2013)
- **C 125/4-2013** – Normativul privind acustica în construcții și zone urbane. Partea 4: Măsuri de protecție împotriva zgomotului în zone urbane (aprobat prin OMDRAP nr. 3384/21.11.2013)

9.3 Demolări

- **GE 022-1997** – Ghidul privind execuția lucrărilor de demolare a elementelor de construcție de beton armat (aprobat prin OMLPAT nr. 43/N/1997);
- **NP 035-1999** – Normativ privind postutilizarea ansamblurilor, subansamblurilor şi elementelor componente ale construcţiilor. Intervenții la structuri (aprobat prin OMLPAT nr. 82/N/05.10.1999)
- **NE 005-1997** – Normativul privind post-utilizarea ansamblurilor, subansamblurilor și elementelor componente ale construcțiilor. Intervenții la învelitori și acoperișuri (aprobat prin OMLPAT nr. 81/N/20.05.1997);
- **NE 006-1997** – Normativul privind post-utilizarea ansamblurilor, subansamblurilor și elementelor componente ale construcțiilor. Intervenții la compartimentele spațiilor interioare (aprobat prin OMLPAT nr. 80/N/20.05.1997);
- **NE 007-1997** – Ghid privind post-utilizarea ansamblurilor, subansamblurilor și elementelor componente ale construcțiilor. Intervenții la închideri exterioare (aprobat prin OMLPAT nr. 79/N/20.05.1997);
- **GE 009-1997** – Ghid privind execuția decupărilor și perforărilor în elementele de construcții din beton și beton armat (aprobat prin OMLPAT nr. 30/N/1997)

9.4 Terasamente

- **C 83-1975** – Îndrumătorul privind executarea trasării de detaliu în construcții (aprobat prin DMCI nr. 49/08.12.1975)
- **C 169-1988** – Normativul pentru executarea lucrărilor de terasamente pentru realizarea fundațiilor construcțiilor civile și industriale (aprobat prin ICCPDC nr. 59/30.09.1988)
- **NP 125-2010** – Normativul privind fundarea construcțiilor pe pământuri sensibile la umezire (aprobat prin OMDRT nr. 2688/29.12.2010)

- **NP 126/2010** – Normativul privind fundarea construcţiilor pe pământuri cu umflări și contracţii mari (aprobat prin OMDRT nr. 115/31.05.2012)
- **C 29-1985** – Normativul privind îmbunătățirea terenurilor de fundare slabe prin procedee mecanice (aprobat prin ICCPDC nr. 20 / 11.04.1985)
- **GT 067-2014** – Ghid privind controlul lucrărilor de compactare a pământurilor necoezive (aprobat prin OMDRAP nr. 739/13.05.2014)
- **NP 074-2014** – Normativul privind documentațiile geotehnice pentru construcții.
- **NP 134-2014** – Normativul privind proiectarea geotehnică a lucrărilor de epuizmente
- STAS 9824/0-1974 – Măsurători terestre. Trasarea pe teren a construcțiilor. Prescripții generale.
- STAS 9824/1-1987 – Măsurători terestre. Trasarea pe teren a construcțiilor civile, industriale și agrozootehnice.

9.5 Rezistență

9.5.1 Construcții și structuri din beton

- **P 100-1/2013** – Cod de proiectare seismică. Partea 1: Prevederi de proiectare pentru clădiri (aprobat prin OMDRAP nr. 2465/08.08.2013)
- **CR 0-2012** – Cod de Proiectare. Bazele proiectării construcțiilor (aprobat prin OMDRT nr. 1530/23.08.2012 și completat prin OMDRAP nr. 2411/01.08.2013)
- **CR 1-1-3-2012** – Cod de Proiectare. Acțiunea zăpezii asupra construcțiilor (aprobat prin OMDRT nr. 1655/05.09.2012 și completat prin OMDRAP nr. 2414/01.08.2013)
- **CR 1-1-4-2012** – Cod de Proiectare. Acțiunea vântului asupra construcțiilor (aprobat prin OMDRT nr. 1751/21.09.2012 și completat prin OMDRAP nr. 2413/01.08.2013; abrogă NP 082-2004)
- **CR 2.1.1-1/2013** – Codul de proiectare a construcțiilor cu pereți structurali de beton armat (aprobat prin OMDRAP nr. 2361/24.07.2013)
- **C 170-1987** – Instrucţiuni tehnice pentru protecţia elementelor din beton armat şi beton precomprimat supraterane în medii agresive naturale şi industriale (aprobat prin ICCPDC nr. 41/28.09.1987)
- **GP 036-1998** – Ghid de proiectare, execuţie şi exploatare privind protecţia anticorozivă a bazinelor din beton armat destinate neutralizării şi epurării apelor industriale (OMLPAT nr. 51/N/17.06.1998)
- **NE 012/1-2007** – Normativ pentru producerea betonului și executarea lucrărilor din beton, beton armat și beton precomprimat. Partea 1: Producerea betonului (aprobat prin OMDLPL nr. 577/2008)

- **NE 012/2-2010** – Normativ pentru producerea betonului și executarea lucrărilor din beton, beton armat şi beton precomprimat. Partea 2: Executarea lucrărilor din beton (aprobat prin OMDRT nr. 853/2010)
- **NE 013-2002** – Cod de practică pentru executarea elementelor prefabricate din beton, beton armat și beton precomprimat (aprobat prin OMLPTL nr. 451/26.03.2002)
- **PCC 020-2015** – Procedură pentru inspecţia tehnică a staţiilor pentru prepararea betoanelor (aprobat prin OMDRAP nr. 71/29.05.2015)
- **PCC 021-2015** – Procedură pentru inspecţia tehnică a echipamentelor pentru debitarea, îndreptarea şi fasonarea barelor de oţel beton folosite în construcţii (aprobat prin OMDRAP nr. 86/02.06.2015)
- **GP 124-2013** – Ghidul pentru proiectarea structurilor din beton de înaltă rezistență în zone seismice (aprobat prin OMDRAP nr. 2385/25.07.2013)
- **C 155-2013** – Normativ privind prepararea şi utilizarea betoanelor cu agregate uşoare (aprobat prin OMDRAP nr. 2359/24.07.2013)
- **ST 009-2011** – Specificaţie tehnică privind produse din oţel utilizate ca armături. Cerinţe şi criterii de performanţă (aprobată prin OMDRT nr. 683/2012)
- SR EN 12620 + A1:2008 – Agregate pentru beton.
- SR EN 206 + A1/2017 – Beton. Specificație, performanță, producție și conformitate
- SR EN 197-1/2011 – Compoziție, specificații şi criterii de conformitate ale cimenturilor uzuale
- SR EN 459-1:2015 – Var pentru construcţii. Partea 1: Definiţii, caracteristici și criterii de conformitate.
- SR EN 998-2:2016 – Specificație a mortarelor pentru zidărie. Partea 2. Mortare pentru zidărie.
- STAS 438/1-1989, A91:2007, C91:2009 – Produse de oțel pentru armarea betonului. Oțel beton laminat la cald. Mărci şi condiții tehnice de calitate (anulat).
- SR EN 1991 – EUROCOD 1. Acțiuni asupra structurilor.
- SR EN 1992-1-1:2004 / NB:2008 – EUROCOD 2. Proiectarea structurilor de beton. Partea 1-1: Reguli generale şi reguli pentru clădiri. Anexa națională.
- SR EN 196-7:2008 - Metode de încercări ale cimenturilor. Partea 7. Metode de prelevare și pregătire a probelor de cimenturi.
- SR EN 12390-6:2010 – Încercare pe beton întărit. Partea 6. Rezistența la întindere prin despicare a epruvetelor.
- SR EN 12350-3:2009, 12350-2:2009, 12350-5:2009, 12350-6:2009 – Încercări pe betoane.

- STAS 6054-77 – Adâncimi maxime de îngheţ

9.5.2 Construcții și structuri metalice

- **P 100-1/2013** – Cod de Proiectare seismică. Partea 1: Prevederi de proiectare pentru clădiri (aprobat prin OMDRAP nr. 2465/08.08.2013)
- **CR 0-2012** – Cod de Proiectare. Bazele proiectării construcțiilor (aprobat prin OMDRT nr. 1530/23.08.2012 și completat prin OMDRAP nr. 2411/01.08.2013)
- **CR 1-1-3-2012** – Cod de Proiectare. Acțiunea zăpezii asupra construcțiilor (aprobat prin OMDRT nr. 1655/05.09.2012 și completat prin OMDRAP nr. 2414/01.08.2013)
- **C 150-1999** – Normativul privind calitatea îmbinărilor sudate din oțel ale construcțiilor (aprobat prin OMLPAT nr. 81/N/05.10.1999)
- **I 14-1976** – Normativul pentru protecţia contra coroziunii a construcţiilor metalice îngropate (aprobat prin IGSC nr. 5/11.01.1976)
- SR EN ISO 9692-1:2014 – Sudarea și procedeele conexe. Recomandări pentru pregătirea îmbinării.
- SR EN ISO 9013:2017 – Tăierea termică. Clasificarea tăieturilor termice. Specificaţie geometrică de produs şi toleranţe referitoare la calitate.
- SR EN 1993-1-1:2006 / NA:2016 - EUROCOD 3. Proiectarea structurilor din oțel. Partea 1-1: Reguli generale pentru clădire. Anexa națională.
- SR EN 1993-1-8:2006 / NB:2008 – EUROCOD 3. Proiectarea structurilor din oțel. Partea 1-8: Proiectarea îmbinărilor. Anexa națională.
- SR EN 10025-1:2005 – Produse laminate la cald din oțeluri de construcții. Partea 1. Condiții tehnice generale de livrare.
- SR EN 10025-2:2004 – Produse laminate la cald din oțeluri de construcții. Partea 2. Condiții tehnice de livrare pentru oțeluri de construcții nealiate.
- SR EN 10025-5:2005 – Produse laminate la cald din oțeluri de construcții. Partea 5. Condiții tehnice generale de livrare pentru oțeluri cu rezistență la coroziune
- SR EN 10025-6 + A1:2009 – Produse laminate la cald din oțeluri de construcții. Partea 6. Condiții tehnice generale de livrare pentru platbande de oțel cu rezistență la curgere ridicată
- SR EN 10056-1:2017 – Corniere cu aripi egale şi inegale din oțel pentru construcții. Partea 1: Dimensiuni.
- STAS 564-1986 – Oțel la cald. Oțel U.
- SR EN 10024:1998 – Profil I cu aripi înclinate laminate la cald. Toleranțe la formă și la dimensiuni.

- SR EN ISO 544/2018 – Materiale consumabile pentru sudare. Condiţii tehnice de livrare pentru materiale de adaos şi fluxuri. Tipul produsului, dimensiuni, toleranţe și marcare;
- SR EN 757:1998 – Materiale pentru sudare. Electrozi înveliţi pentru sudarea manuală cu arc electric a oţelurilor cu limită de curgere ridicată. Clasificare (anulat);
- SR EN 1600:2000 – Materiale pentru sudare. Electrozi înveliţi pentru sudarea manuală cu arc electric a oţelurilor inoxidabile și refractare. Clasificare (anulat);
- SR EN ISO 3580/2017 – Materiale consumabile pentru sudare. Electrozi înveliţi pentru sudarea manuală cu arc electric a oţelurilor termorezistente. Clasificare.
- SR EN ISO 2560:2010 – Materiale pentru sudare. Electrozi înveliți pentru sudarea manuală cu arc electric a oțelurilor nealiate şi cu granulație fină. Clasificare.
- SR EN 14399-3:2015 – Şuruburi de inaltă rezistență,şaibe și piulițe.
- SR EN 14399-1:2015 – Piese de înaltă rezistență pentru îmbinările structurilor metalice.
- SR EN 10027-1:2017 – Sisteme de simbolizare a oțelurilor.
- SR EN ISO 544/2004; SR EN 757:1998; SR EN 600:2000; SR EN ISO 3580/2008.

9.6 Arhitectură

- **P 117-1983** – Norme tehnice privind proiectarea spaţiilor social-sanitare pentru construcţii industriale (aprobat prin ICCPDC nr. 18/31.03.1983)
- **P 71-1986** – Normativ de proiectare privind iluminatul natural în clădiri industriale (aprobat prin ICCPDC nr. 53/20.12.1986)
- **NP 135-2013** – Normativul privind proiectarea faţadelor cu alcătuire ventilată (aprobat prin OMDRAP nr. 3.415/26.11.2013)
- **C 107/0-2002** – Normativul pentru proiectarea și execuția lucrărilor de izolații termice de clădiri
- **C 125-2013** – Normativul privind acustica în construcții și zone urbane.

9.6.1 Lucrări de închidere cu zidărie executată cu B.C.A. sau cărămidă G.V.P.

- **CR 6-2006** – Cod de proiectare pentru structuri din zidărie (aprobat prin OMTCT nr. 1712/19.09.2006);
- **C 17-1982** – Instrucțiunile tehnice privind compoziția și prepararea mortarelor de zidărie și tencuială (aprobat prin ICCPDC nr. 127/02.11.1982);
- **C 69-1976** – Instrucțiunile tehnice pentru folosirea la zidării din blocuri mici din B.C.A.;

9.6.2 Lucrări de termoizolare - pereți exteriori, închideri și învelitori cu panouri metalice termoizolante

- **C 107-2005** – Normativul privind calculul termotehnic al elementelor de construcție ale clădirilor (aprobat prin OMTCT nr. 2055/2005)

- **C 107/3-2014** – Normativ privind calculul performanțelor termoenergetice ale elementelor de construcție ale clădirilor

9.6.3 Lucrări de învelitori cu membrane bituminoase

- **C 107-2005** – Normativul privind calculul termotehnic al elementelor de construcție ale clădirilor (aprobat prin OMTCT nr. 2055/2005)
- **C 112-1986** – Normativ pentru proiectarea și executarea hidroizolațiilor din materiale bituminoase la lucrările de construcții (aprobat prin ICCPDC nr. 38/12.11.1986);
- **NP 040-2002** – Normative privind proiectarea, execuția și exploatarea hidroizolaților la clădiri (aprobat prin OMLPTL nr. 607/21.04.2003);
- **NP 069-2014** – Normativ privind proiectarea, execuţia şi exploatarea învelitorilor acoperişurilor în pantă la clădiri (aprobat prin OMDRAP nr. 992/24.06.2014);

9.6.4 Lucrări de învelitori cu panouri metalice din tablă profilată

- **C 172-1988** – Instrucțiunile pentru prinderea și montajul tablelor profilate la executarea pereților (aprobat prin ICCPDC nr. 26/04.04.1988);
- **C 139-1987** – Instrucțiunile tehnice privind protecția anticorozivă a elementelor de construcții metalice;
- STAS 9344/2,3,4,5,67,8 (ISO, DIN, UNI echiv.) – Şuruburi autofiletante pentru tablă;
- STAS 11161-1980 – Şuruburi autofiletante pentru metal;

9.6.5 Lucrări de compartimentări cu pereți cu fețe din ghips-carton

- SR EN 13162-2003 – Plăci din vată minerală;

9.6.6 Lucrări de tâmplărie executate din profile de aluminiu extrudat

- **C 107-2005** – Normativul privind calculul termotehnic al elementelor de construcție ale clădirilor (aprobat prin OMTCT nr. 2055/2005)
- **C 47-1986** – Instrucțiunile tehnice pentru folosirea şi montarea geamurilor și a altor produse de sticlă în construcții (aprobat prin ICCPDC nr. 14/18.04.1986);

9.6.7 Lucrări de pardoseli: din ciment (sclivisite sau rolate), industriale epoxidice, tehnologice supraînălțate, din placaje ceramice (gresie)

- **GP 013-1996** – Ghid privind proiectarea, execuţia şi asigurarea calitaţii pardoselilor la construcţii în care se desfăşoară activităţi de producţie (aprobat prin OMTCT nr. 1003/10.12.2003)

9.6.8 Lucrări de finisaje interioare la pereți şi tavane – tencuieli, placaje ceramice (faianță), plafoane suspendate; vopsitorii lavabile pe suprafețe tencuite, vopsitorii cu email alchidic pe suprafețe metalice

- **NE 001-1996** – Normativul privind executarea tencuielilor umede, groase şi subțiri (aprobat prin OMLPAT nr. 23/N/03.04.1996).

- **C 17-1982** – Instrucțiunile tehnice privind compoziția și prepararea mortarelor de zidărie și tencuială (aprobat prin ICCPDC nr. 127/02.11.1982);
- **GE 058-2012** – Ghidul privind produse de finisare ceramice utilizate în construcții (aprobat prin OMDRAP nr. 240/21.02.2013; revizuire și comasare C6-1986, C 223-1986, GP 073-2002)
- SR EN 14411:2007 – Plăci şi dale ceramice.
- SR EN 1008:2003 – Apă de preparare pentru betoane.
- *Specificațiile Tehnice* cuprinse în ofertele producătorilor (furnizorilor).

9.7 Drumuri

- **NE 014-2003** – Normativ pentru executarea îmbrăcăminților rutiere din beton de ciment în sistemele cofraje fixe și glisante.
- **PCC 018-2015** – Procedura pentru inspecţia tehnică a staţiilor pentru producerea agregatelor minerale pentru betoane și lucrări de drumuri
- **PCC 019-2015** – Procedura pentru inspecţia tehnică a staţiilor pentru prepararea mixturilor asfaltice pentru lucrări dedrumuri şi aeroporturi
- **PCC 022-2015** – Procedura pentru inspecția tehnică a echipamentelor pentru punerea în opera a mixturilor asfaltice la lucrări de drumuri și aeroporturi.
- **PCC 023-2015** – Procedura pentru inspecția tehnică a echipamentelor pentru transportul şi punerea în opera a betonului.
- **PCC 024-2015** – Procedura pentru inspecția tehnică a echipamentelor tehnologice pentru executarea, profilarea şi finisarea lucrărilor de pământ specific la drumuri, aeroporturi şi fundaţii speciale.
- **P 82-1986** – Instrucţiuni tehnice pentru proiectarea executarea şi întreţinerea drumurilor de şantier (aprobat prin ICCPDC nr. 15/07.05.1986)
- STAS 863-1985 – Lucrări de drumuri. Elemente geometrice ale traseelor. Prescripții de proiectare
- STAS 2914-1984 – Lucrări de drumuri. Terasamente. Condiții tehnice generale de calitate.
- STAS 6400-1984 – Lucrări de drumuri. Straturi de bază și de fundație. Condiții tehnice generale de calitate.
- SR 179-1995 – Lucrări de drumuri. Macadam. Condiții tehnice generale de calitate.
- STAS 10796/2-1979 – Lucrări de drumuri. Construcții anexe pentru colectarea și evacuarea apelor, rigole, şanțuri şi casiuri.
- STAS 12288-1985 – Lucrări de drumuri. Determinarea densității straturilor rutiere cu dispozitivul cu con și nisip.

- SR 183-1:1995 – Lucrări de drumuri. Îmbrăcăminți de beton de ciment executate în cofraje fixe. Condiții tehnice de calitate.

9.8 Instalații aferente construcțiilor

- **C 56-2002** – Normativul pentru verificarea calității și recepția lucrărilor de instalații aferente (aprobat prin OMTCT nr. 900/25.11.2003, cu modificările impuse prin alte prevederi legislative cu privire la recepție și calitatea lucrării)
- **C 204-1980** – Normativul cadru pentru verificarea calitătii lucrărilor de montaj al utilajelor și instalatiilor tehnologice pentru obiective de investiții (aprobat prin IGSIG / ICCPDC nr. 31/1980)
- **C 16-1984** – Normativul pentru realizarea pe timp friguros a lucrărilor de construcții și a instalațiilor aferente (aprobat prin ICCPDC nr. 92/14.12.1984)

9.8.1 Instalații electrice (alimentare utilități, iluminat, prize, protecții)

- **I 7-2011** – Normativul pentru proiectarea și executarea instalațiilor electrice cu tensiuni până la 1000V c.a. şi 1500V c.c. (aprobat prin OMDRT nr. 2741/01.10.2011, include I 20-2000) - Electrosecuritate. Alimentare consumatori utilități. Prize. Iluminat artificial. Iluminat de siguranță. Protecție prin legare la pământ. Protecție prin paratrăsnet;
- **NP 061-2002** – Normativul pentru proiectarea și executarea sistemelor de iluminat artificial din clădiri (aprobat prin OMLPTL nr. 939/02.07.2002);
- **NP 062-2002** – Normativul pentru proiectarea și executarea sistemelor de iluminat rutier și pietonal (aprobat prin OMLPTL nr. 938/02.07.2002);
- **NP 099-2004** – Normativul pentru proiectarea, executarea, verificarea şi exploatarea instalațiilor electrice în zone cu pericol de explozie (aprobat prin OMTCT nr. 176/15.02.2005 și nr. 2231/27.12.2005);
- **PE 116/1994** – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice
- SR 234:2008 – Branșamente electrice. Prescripții generale de proiectare și executare
- SR 6646-1:1997 – Iluminatul artificial. Condiții tehnice pentru iluminatul interior și din incintele ansamblurilor de clădiri
- SR 6646-2:1997 – Iluminatul artificial. Condiții pentru iluminatul spațiilor de lucru
- SR 12294:1993 – Iluminatul artificial. Iluminatul de siguranță în industrie;
- STAS 2612-1987 – Protecția împotriva electrocutărilor. Limite admise;
- SR CEI 60287-1-1 + A1:2001 – Cabluri electrice. Calculul intensității admisibile a curentului. Partea 1: Ecuațiile intensității admisibile a curentului (factor de încărcare 100%) și calculul pierderilor. Secțiunea 1: Generalități
- SR EN 1838:2003 – Aplicații ale iluminatului. Iluminatul de siguranță;
- SR EN 50110-1:2005 – Exploatarea instalațiilor electrice;

- SR EN 50164 – Componentele de protecție împotriva trăsnetului (CPT);
- SR EN 60079 – Aparatura electrică pentru atmosfere explozive gazoase;
- SR EN 60529:1995 + A1:2003 – Grade de protecție asigurate prin carcase (Cod IP);
- SR EN 61140:2002 – Protecția împotriva șocurilor electrice. Aspecte comune în instalații și echipamente electrice ;
- SR EN 62262:2004 – Grade de protecție asigurate prin carcasele echipamentelor electrice împotriva impacturilor mecanice din exterior (cod IK);
- SR EN 62305 – Protecția împotriva trăsnetului;
- SR EN 50164 – Componente de protecție împotriva trăsnetului (CPT)
- SR HD 384.3 S2:2004 – Instalații electrice în construcții. Partea 3: Determinarea caracteristicilor generale;
- SR HD 384.4.42 S1:2004 + A1:2004 + A2:2004 – Instalații electrice în construcții. Partea 4: Măsuri de protecție pentru asigurarea securității. Capitolul 42: Protecția împotriva efectelor termice;
- SR HD 384.4.43 S2:2004 – Instalații electrice în construcții. Partea 4: Protecție pentru asigurarea securității. Capitolul 43: Protecție împotriva supracurenților;
- SR HD 384.4.482 S1:2003 – Instalații electrice în construcții. Partea 4: Protecția pentru asigurarea securității. Capitolul 48: Alegerea măsurilor de protecție în funcție de influențele externe. Secțiune 482: Protecția împotriva incendiului în amplasamente cu riscuri;
- SR HD 384.5.52 S1:2004 + A1:2004 – Instalații electrice în construcții. Partea 5: Alegerea și montarea echipamentelor electrice. Capitolul 52: Sisteme de pozare;
- SR HD 384.5.523 S2:2003 + C91:2008 – Instalații electrice în construcții. Partea 5: Alegerea și instalarea echipamentelor electrice. Secțiunea 523: Curenți admisibili în sisteme de pozare;
- SR HD 384.5.537 S2:2003 – Instalații electrice în construcții. Partea 5: Alegerea și instalarea echipamentelor electrice. Capitolul 53: Aparataj. Secțiunea 537: Dispozitive de secționare şi comandă;
- SR HD 60364-1:2009 – Instalații electrice de joasă tensiune. Partea 1: Principii fundamentale, determinarea caracteristicilor generale, definiții;
- SR HD 60364-4-41:2007 + C91:2008 – Instalații electrice de joasă tensiune. Partea 4-41: Măsuri de protecție pentru asigurarea securității. Protecția împotriva şocurilor electrice;
- SR HD 60364-5-51:2006 – Instalații electrice în construcții. Partea 5-51: Alegerea şi montarea echipamentelor electrice. Reguli generale;

- SR HD 60364-5-53:2005 – Instalații electrice în construcții. Partea 5-53: Alegerea şi instalarea echipamentelor electrice. Secționare, întrerupere și comandă;
- SR HD 60364-5-534:2009 – Instalații electrice de joasă tensiune. Partea 5-53: Alegerea şi instalarea echipamentelor electrice. Secționare, întrerupere și comandă. Articolul 534: Dispozitive de protecție împotriva supratensiunilor;
- SR HD 60364-5-54:2007 – Instalații electrice de joasă tensiune. Partea 5-54: Alegerea și montarea echipamentelor electrice. Sisteme de legare la pământ, conductoare de protecție şi conductoare de echipotențializare;
- SR HD 60364-5-55:2005 – Instalații electrice în construcții. Partea 5-55: Alegerea şi instalarea echipamentelor electrice. Alte echipamente;
- SR HD 60364-5-55:2005 + A1:2005 – Instalații electrice în construcții. Partea 5-55: Alegerea şi instalarea echipamentelor electrice. Alte echipamente;
- SR HD 60364-5-559:2006 – Instalații electrice în construcții. Partea 5-55: Alegerea şi instalarea echipamentelor electrice. Alte echipamente. Articolul 559: Corpuri și instalații de iluminat;
- SR HD 60364-6:2007 – Instalații electrice de joasă tensiune. Partea 6: Verificare;

9.8.2 Instalații de curenți slabi (telefonie, datacom, supraveghere video, adresare publică)

- **I 18/1-2001** – Normativul de proiectare şi instalare a rețelelor de curenți slabi în clădiri (aprobat prin OMLPTL nr. 1617/02.11.2001)
- **I 7-2011** – Normativul pentru proiectarea și executarea instalațiilor electrice cu tensiuni până la 1000V c.a. şi 1500V c.c. (aprobat prin OMDRT nr. 2741/01.10.2011, include I 20-2000);
- **PE 116/1994** – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice
- SR CLC/TS 50136-7:2007 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 7: Ghid de aplicare
- SR EN 14351-1+A1:2010 – Ferestre şi uşi. Standard de produs, caracteristici de performanţă. Partea 1: Ferestre şi uşi exterioare pentru pietoni, fără caracteristici de rezistenţă la foc şi/sau etanşeitate la fum
- SR EN 1627:2011 – Uşi pentru pietoni, ferestre, faţade cortină, grilaje şi obloane. Rezistenţă la efracţie. Cerinţe şi clasificare
- SR EN 1628:2011 – Uşi pentru pietoni, ferestre, faţade cortină, grilaje şi obloane. Rezistenţă la efracţie. Metodă de încercare pentru determinarea rezistenţei la solicitare statică
- SR EN 1629:2011 – Uşi pentru pietoni, ferestre, pereţi cortină, grilaje şi obloane. Rezistenţă la efracţie. Metodă de încercare pentru determinarea rezistenţei la solicitare dinamică

- SR EN 1630:2011 – Uşi pentru pietoni, ferestre, faţade cortină, grilaje şi obloane. Rezistenţă la efracţie. Metodă de încercare pentru pentru determinarea rezistenţei la tentative manuale de efracţie
- SR EN 50136-1:2012 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 1: Prescripţii generale pentru sisteme de transmisie a alarmei
- SR EN 50136-1-1:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 1-1: Prescripţii generale pentru sisteme de transmisie a alarmei
- SR EN 50136-1-1:2004/A1:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 1-1: Prescripţii generale pentru sisteme de transmisie a alarmei
- SR EN 50136-1-1:2004/A2:2009 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 1-1: Prescripţii generale pentru sisteme de transmisie a alarmei
- SR EN 50136-1-2:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 1-2: Prescripţii referitoare la sisteme care utilizează canale de alarmă dedicate
- SR EN 50136-1-3:2003 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 1-3: Prescripţii referitoare la sisteme cu comunicatoare digitale pe reţeaua telefonică publică cu comutare
- SR EN 50136-1-4:2003 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 1-4: Prescripţii referitoare la sisteme utilizând comunicatoare vocale pe reţeaua telefonică publică cu comutare
- SR EN 50136-1-5:2008 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 1-5: Prescripţii pentru reţele cu comutaţie de pachete PSN
- SR EN 50136-2-1:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 2-1: Prescripţii generale pentru echipamente de transmisie a alarmei
- SR EN 50136-2-1:2004 / A1:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 2-1: Prescripţii generale pentru echipamente de transmisie a alarmei
- SR EN 50136-2-2:2003 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 2-2: Prescripţii referitoare la echipamente pentru sisteme utilizând canale de alarmă dedicate
- SR EN 50136-2-3:2003 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 2-3: Prescripţii referitoare la echipamente utilizate în sisteme cu comunicatoare digitale pe reţeaua telefonică publică cu comutare

- SR EN 50136-2-4:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme şi echipamente de transmisie a alarmei. Partea 2-4: Prescripţii referitoare la echipamente utilizate în sisteme cu transmisie vocală pe reţeaua telefonică publică cu comutare
- SR ISO 31000:2010 – Managementul riscului. Principii şi linii directoare
- SR EN 31010:2010 – Managementul riscului. Tehnici de evaluare a riscurilor
- SR EN 50131-1:2007 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 1: Prescripţii generale
- SR EN 50131-1:2007 / A1:2010 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă la efracţie şi jaf armat. Partea 1: Prescripţii generale
- SR EN 50131-1:2007 / IS2:2012 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 1: Prescripţii generale
- SR EN 50131-2-2:2008 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 2-2: Detectoare împotriva efracţiei. Detectoare pasive în infraroşu
- SR EN 50131-2-3:2009 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 2-3: Cerinţe pentru detectoare cu microunde
- SR EN 50131-2-4:2008 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 2-4: Cerinţe pentru detectoare combinate pasive în infraroşu şi microunde
- SR EN 50131-2-5:2009 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 2-5: Cerinţe pentru detectoare combinate pasive în infraroşu şi ultrasonice
- SR EN 50131-2-6:2009 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 2-6: Detectoare de deschidere cu contact (magnetic)
- SR EN 50131-3:2009 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 3: Echipament de control şi afişare
- SR EN 50131-4:2010 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 4: Dispozitive de avertizare
- SR EN 50131-5-3:2006 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei. Cerinţe pentru echipamentele de interconectare care utilizează tehnici de radiofrecvenţă
- SR EN 50131-5-3:2006 / A1:2009 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei. Cerinţe pentru echipamentele de interconectare care utilizează tehnici de radiofrecvenţă
- SR EN 50131-6:2008 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă împotriva efracţiei şi jafului armat. Partea 6: Surse de alimentare

- SR EN 50131-8:2010 – Sisteme de alarmă. Sisteme de alarmă la efracţie şi jaf armat. Partea 8: Echipamente/sisteme de securitate cu ceaţă
- SR EN 50132-1:2011 – Sisteme de alarmă. Sisteme de supraveghere TVCI pentru utilizare în aplicaţii de securitate. Partea 1: Cerinţe de sistem
- SR EN 50132-5:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme de supraveghere TVCI care se utilizează în aplicaţiile de securitate. Partea 5: Transmisie video
- SR EN 50132-5-1:2012 – Sisteme de alarmă. Sisteme de supraveghere TVCI care se utilizează în aplicaţiile de securitate. Partea 5-1: Transmisie video. Cerinţe generale de performanţă pentru transmisia video
- SR EN 50132-5-1:2012 / AC:2012 – Sisteme de alarmă. Sisteme de supraveghere TVCI care se utilizează în aplicaţiile de securitate. Partea 5-1: Transmisie video. Cerinţe generale de performanţă pentru transmisia video
- SR EN 50132-5-2:2012 – Sisteme de alarmă. Sisteme de supraveghere TVCI care se utilizează în aplicaţiile de securitate. Partea 5-2: Protocoale IP de transmisie video
- SR EN 50132-5-2:2012 / AC:2012 – Sisteme de alarmă. Sisteme de supraveghere TVCI care se utilizează în aplicaţiile de securitate. Partea 5-2: Protocoale IP de transmisie video
- SR EN 50132-5-3:2013 – Sisteme de alarmă. Sisteme de supraveghere TVCI care se utilizează în aplicaţiile de securitate. Partea 5-3: Transmisie video. Transmisie video analogică şi digitală
- SR EN 50132-7:2002 – Sisteme de alarmă. Sisteme de supraveghere TVCI utilizate în aplicaţii de securitate. Partea 7: Ghid de aplicare
- SR EN 50133-1:2002 – Sisteme de alarmă. Sisteme de control al accesului utilizate în aplicaţii de securitate. Partea 1: Prescripţii pentru sisteme
- SR EN 50133-1:2002 / A1:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme de control al accesului utilizate în aplicaţii de securitate. Partea 1: Prescripţii pentru sisteme
- SR EN 50133-2-1:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme de control al accesului utilizate în aplicaţii de securitate. Partea 2-1: Prescripţii generale pentru componente
- SR EN 50133-7:2004 – Sisteme de alarmă. Sisteme de control al accesului pentru utilizare în aplicaţii de securitate. Partea 7: Ghid de aplicare
- SR EN 50518-1:2011 – Centru de monitorizare şi recepţie a alarmelor. Partea 1: Cerinţe privind amplasarea şi construcţia
- SR EN 50518-2:2011 – Centru de monitorizare şi recepţie a alarmelor. Partea 2: Cerinţe tehnice
- SR EN 50518-2:2011 / AC:2011 – Centru de monitorizare şi recepţie a alarmelor. Partea 2: Cerinţe tehnice

- SR EN 50518-3:2011 – Centru de monitorizare şi recepţie a alarmelor. Partea 3: Proceduri şi cerinţe pentru funcţionare
- EN 50173 – Tehnologia informației. Sisteme generice de cablare
- EN 50174 – Tehnologia informației. Instalarea cablurilor
- ANSI/TIA/EIA-568-B – Cablarea pentru telecomunicatii în clădirile comerciale. Cerințe generale. Cabluri de cupru. Fibră optică
- ANSI/TIA/EIA-569 – Căile și spațiile folosite în telecomunicații în clădirile comerciale
- ANSI/TIA/EIA-570 – Cablarea pentru telecomunicații comerciale de complexitate redusă și rezidențiale
- ANSI/TIA/EIA-606 – Administrarea infrastructurii clădirilor
- ANSI/TIA/EIA-607 – Cerințe privind împământarea și legarea
- ETS 300253:1995 – Ingineria echipamentelor. Împământare și conectare echipamente de telecomunicații în centre telecom.
- IEC 60603-7-51 ed. 2010 – Conectori pentru echipamente electronice. Partea 7-51. Specificații de detaliu pentru conectori cu 8-căi, ecranate, liberi, ficși, pentru transmisii de date cu frecvențe până la 500 MHz
- ISO/IEC 11801 – Tehnologia informației. Cablare generală la limita clientului
- ETSI EN 300253 – Ingineria echipamentelor. Împământare și conectare echipamente de telecomunicații în interiorul centrelor telecom
- STAS 6271-1981 – Prize de pământ pentru instalaţii de telecomunicaţii. Rezistență electrică. Prescripții
- STAS 8406-1985 – Instalaţii de telecomunicaţii. Aparate şi posturi telefonice. Clasificare şi terminologie

9.8.3 Instalații de detecție, semnalizare și avertizare a incendiilor

- **P 118/3-2015** – Normativul privind securitatea la incendiu a construcţiilor, Partea 3: Instalaţii de detectare, semnalizare şi avertizare (aprobat prin OMDRAP nr. 364/2015, modificat prin OMDRAP nr. 6025/2018)
- **P 118-1999** – Normativ de siguranţă la foc a construcţiilor (aprobat prin OMLPAT nr. 27/N/1999);
- **C 300-1994** – Normativul pentru prevenirea şi stingerea incendiilor pe durata executării lucrărilor de construcții şi instalații aferente acestora (aprobat prin OMLPAT nr. 20/N/11.06.1994);
- **PE 009/93** – Norme de prevenire, stingere şi dotare împotriva incendiilor pentru producerea transportului şi distribuția energiei electrice și termice;
- **PE 116/1994** – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice

- SR EN 54-1:1998 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 1: Introducere
- SR EN 54-2 + AC:2000 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 2: Echipament de control şi semnalizare;
- SR EN 54-2 + AC:2000/A1:2007 – Sisteme de detectare şi de alarmare la incendiu. Partea 2: Echipament de control şi semnalizare;
- SR EN 54-3:2002 – Sisteme de detectare şi de alamă la incendiu. Partea 3: Dispozitive de alarmare la incendiu. Sonerii;
- SR EN 54-3:2002/A1:2003 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 3: Dispozitive sonore de alarmă la incendiu. Sonerii ;
- SR EN 54-3:2002/A2:2006 – Sisteme de detectare şi alarmare la incendiu. Partea 3: Dispozitive sonore de alarmare la incendiu. Sonerii;
- SR EN 54-4 + AC:2000 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 4: Echipament de alimentare electrică;
- SR EN 54-4 + AC:2000/A1:2003 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 4: Echipament de alimentare electrică;
- SR EN 54-4 + AC:2000/A2:2007 – Sisteme de detectare şi de alarmare la incendiu. Partea 4: Echipament de alimentare electrică;
- SR EN 54-5:2002 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 5: Detectoare de căldură. Detectoare punctuale;
- SR EN 54-5:2002 + A1:2003 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 5: Detectori de căldură. Detectori punctuali;
- SR EN 54-7:2002 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 7: Detectoare de fum. Detectoare punctuale care utilizează dispersia luminii, transmisia luminii sau ionizarea;
- SR EN 54-7:2002 + A1:2003 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 7: Detectoare de fum. Detectoare punctuale care utilizează dispersia luminii, transmisia luminii sau ionizarea;
- SR EN 54-7:2002 + A2:2007 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 7: Detectoare de fum. Detectoare punctuale care utilizează dispersia luminii, transmisia luminii sau ionizarea;
- SR EN 54-10:2002 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 10: Detectoare de flacără. Detectoare punctuale;
- SR EN 54-10:2002 + A1:2006 – Sisteme de detectare şi alarmare la incendiu. Partea 10: Detectoare de flacără. Detectoare punctuale;

- SR EN 54-11:2002 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 11: Butoane de semnalizare manuală;
- SR EN 54-11:2002 + A1:2006 – Sisteme de detectare şi alarmare la incendiu. Partea 11: Declanşatoare manuale de alarmă;
- SR EN 54-12:2003 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 12: Detectoare de fum. Detectoare liniare care utilizează principiul transmisiei unui fascicul de unde optice;
- SR EN 54-13:2005 – Sisteme de detectare şi de alarmă la incendiu. Partea 13: Evaluarea compatibilităţii componentelor sistemului;
- SR EN 54-16:2008 – Sisteme de detectare şi de alarmare la incendiu. Partea 16: Echipament de control şi semnalizare vocală a alarmei;
- SR EN 54-17:2006 – Sisteme de detectare şi de alarmare la incendiu. Partea 17: Izolatori de scurtcircuit ;
- SR EN 54-18:2006 – Sisteme de detectare şi de alarmare la incendiu. Partea 18: Dispozitive de intrare/ieşire;
- SR EN 54-20:2006 – Sisteme de detectare şi de alarmare la incendiu. Partea 20: Detectoare de fum prin aspiraţie;
- SR EN 54-21:2006 – Sisteme de detectare şi alarmare la incendiu. Partea 21: Echipament de transmitere a alarmei şi a semnalului de defect;
- SR EN 54-24:2008 – Sisteme de detectare şi alarmare la incendiu. Partea 24: Componente ale sistemelor de alarmare vocală. Difuzoare;
- SR EN 54-25:2008 – Sisteme de detectare şi de alarmare la incendiu. Partea 25: Componente care utilizează căi de comunicaţie radio;

9.8.4 Instalații de stingere a incendiilor

- **P 118/2-2013** – Normativul privind securitatea la incendiu a construcţiilor. Partea 2: Instalații de stingere (aprobat prin OMDRAP nr. 2463/2013, modificat prin OMDRAP nr. 6026/2018);
- **P 118-1999** – Normativ de siguranţă la foc a construcţiilor (aprobat prin OMLPAT nr. 27/N/1999);
- **PE 009/93** – Norme de prevenire, stingere şi dotare împotriva incendiilor pentru instalațiile de producere a transportului şi distribuției energiei electrice și termice;
- SR EN 671-1 – Sisteme fixe de luptă împotriva incendiilor. Sisteme echipate cu furtun. Partea 1: Hidranți interiori echipați cu furtunuri semirigide;
- SR EN 671-2 – Sisteme fixe de luptă împotriva incendiilor. Sisteme echipate cu furtun. Partea 2: Hidranți interiori echipați cu furtunuri plate;

- SR EN 10224/A1 – Ţevi şi racorduri de oţel nealiat pentru transportul lichidelor apoase, inclusiv apa potabilă. Condiţii tehnice de livrare;
- SR EN 10311 – Asamblări pentru racordarea ţevilor de oţel şi racorduri pentru transportul lichidelor apoase inclusiv apa potabilă;
- SR EN-14384 – Hidranți de incendiu supraterani;
- SR EN-14339 – Hidranți de incendiu subterani;
- Reglementări tehnice instalații sanitare

9.8.5 Instalații sanitare (apă potabilă, canalizare)

- **I 9-2015** – Normativul pentru proiectarea, execuția şi exploatarea instalaţiilor sanitare aferente clădirilor (revizie și comasare I 9-1994 și I 9/1-1996, aprobat prin OMDRAP nr. 818/06.10.2015)
- **NP 003-1996** – Normativ pentru proiectarea, execuţia şi exploatarea instalaţiilor tehnico-sanitare şi tehnologice cu ţevi din polipropilenă (aprobat prin OMLPAT nr. 17/N/28.04.1996)
- **P 96-2015** – Ghid pentru proiectarea și executarea instalațiilor de canalizare a apelor meteorice în clădiri civile, social-culturale și industriale (revizuire P 96-1996, aprobat prin OMDRAP nr. 832/08.10.2015)
- **P 7-1992** – Normativul privind proiectarea, exploatarea şi exploatarea construcțiilor fundate pe pământuri sensibile la umezire;
- NTPA-001/2002 – Normativ privind stabilirea limitelor de încărcare cu poluanți a apelor uzate industriale și orășenești la evacuarea în receptorii naturali.
- NTPA-002/2002 – Normativ privind condițiile de evacuare a apelor uzate din rețelele de canalizare ale localităților și direct în stațiile de epurare;
- STAS 1478-1990 – Alimentarea cu apă la construcții civile și industriale. Prescripții fundamentale;
- STAS 1795-1987 – Canalizări interioare. Prescripții fundamentale;
- STAS 1504-1985 – Distanțe de amplasare a obiectelor sanitare, armăturilor şi accesoriilor.
- STAS 1343-0 – Alimentare cu apă. Determinarea cantităților de apă de alimentare;
- SR 1343-1 – Alimentări cu apă. Determinarea cantităților de apă potabilă pentru localități urbane și rurale;
- STAS 1478 – Alimentarea cu apă la construcții civile și industriale;
- STAS 1540 – Obiecte sanitare ceramice. Lavoare. Dimensiuni;
- STAS 2066 – Obiecte sanitare ceramice. Vase de closet. Dimensiuni principale;

- STAS 2308 – Alimentare cu apă și canalizări. Capac și ramă de fontă pentru cămine de vizitare;
- STAS 3051 – Sisteme de canalizare. Canale ale rețelelor exterioare de canalizare. Prescripții fundamentale de proiectare;
- STAS 6002 – Alimentare cu apă. Cămine pentru branșament de apă;
- STAS 6686 – Obiecte sanitare ceramice. Obiecte din porțelan sanitar. Condiții tehnice generale de calitate;
- STAS 6675/1 – Țevi din policlorură de vinil. Condiții tehnice;
- STAS 7174 – Fitinguri din policlorură de vinil pentru îmbinare prin lipire;
- STAS 7656 – Ţevi din oţel, sudate longitudinal, pentru instalaţii;
- STAS 9827/5 – Măsurători terestre. Trasarea pe teren a rețelelor de conducte, canale, cabluri;
- STAS 10110 – Alimentare cu apă. Stații de pompare urbane și rurale.
- STAS 10400/1 – Armături industriale din oţel. Robinete de reglare cu ventil;
- STAS 10400/2 – Armături industriale din oţel. Robinete de reglare cu ventil. Lungimi de construcţie;
- SR EN 10025-1 – Produse laminate la cald din oţeluri pentru construcţii. Partea 1: Condiţii tehnice generale de livrare;
- DIN 8078 – Țevi din polipropilenă;
- ISO 3213 – Țevi din polipropilenă. Efectul timpului și presiuni asupra rezistenței;

9.8.6 Instalații HVAC (încălzire, ventilație, climatizare)

- **I 13-2015** – Normativul pentru proiectarea, executarea și exploatarea instalațiilor de încălzire centrală (revizuire, comasare I 13-2002 și I 13/1-2002, aprobat prin OMDRAP nr. 845/12.10.2015);
- **I 9-2015** – Normativul pentru proiectarea, execuția şi exploatarea instalaţiilor sanitare aferente clădirilor (revizie și comasare I 9-1994 și I 9/1-1996, aprobat prin OMDRAP nr. 818/06.10.2015)
- **C 107/3-2014** – Normativ privind calculul performanțelor termoenergetice ale elementelor de construcție ale clădirilor
- **C 142-1985** – Normativul pentru executarea şi recepționarea termoizolației la elementele de instalații (aprobat prin decizia ICCPDC nr. 19/04.04.1985);
- **C 233-1990** – Instrucțiunile tehnice pentru izolarea termică cu produse textile nețesute a conductelor și aparatelor din instalații termice.
- **I 5-2010** – Normativ pentru proiectarea, executarea și exploatarea instalațiilor de ventilare și climatizare (aprobat prin OMDRT nr. 1659/22.06.2011);

- **P 118/2-2013** – Normativul privind securitatea la incendiu a construcţiilor. Partea 2: Instalații de stingere (abrogă NP 086-2005);
- **I 7-2011** – Normativul pentru proiectarea și executarea instalațiilor electrice cu tensiuni până la 1000V c.a. şi 1500V c.c. (aprobat prin OMDRT nr. 2741/01.10.2011, include I 20-2000) - Electrosecuritate. Alimentare consumatori utilități. Prize. Iluminat artificial. Iluminat de siguranță. Protecție prin legare la pământ. Protecție prin paratrăsnet;
- SR EN 12101-1,...,-10/2006 – Sisteme pentru controlul fumului şi gazelor fierbinți (aprobat de OMDLPL nr. 1583/2008);
- SR EN 837-1998 – Manometrele indicatoare;
- STAS 8374/2-1982 – Termometrele termice;
- SR 1907/1 – Instalaţii de încălzire. Necesarul de căldură de calcul. Prescriptii de calcul.
- SR 1907/2 – Instalaţii de încălzire. Necesarul de căldură de calcul. Temperaturi interioare convenționale de calcul.
- SR 4839 – Instalaţii de încălzire. Numărul anual de grade-zile.
- SR EN 12831 – Sisteme de încălzire a clădirilor. Metoda de determinare a necesarului de căldură de calcul.
- SR EN ISO 13789 – Performanţa termică a clădirilor. Coeficienți de pierderi de căldură prin transfer şi prin schimb de aer.
- SR EN ISO 13790 – Performanţa energetică a clădirilor. Calculul necesarului de energie pentru încalzirea şi racirea spatiilor.
- SR EN ISO 13370 – Performanţa termică a clădirilor. Transferul termic prin sol.
- STAS 4908 – Clădiri civile, industriale şi agrozootehnice. Arii şi volume convenționale.
- STAS 11984 – Suprafața echivalentă termic a corpurilor de încălzire.
- STAS 1797/2 – Dimensionarea radiatoarelor de fontă.
- SR 6648-1:2014 – Instalații de ventilareși climatizare. Calculul aporturilor de căldură din exterior. Prescripții fundamentale.
- SR 6648-2:2014 – Instalații de ventilare și climatizare. Parametrii climatici exteriori
- SR EN 12792 – Ventilarea în clădiri. Simboluri, terminologie şi simboluri grafice;
- SR EN ISO 7730 – Ambianţe termice moderate. Determinarea analitică şi interpretarea confortului termic prin calculul indicilor PMV şi PPD şi specificarea criteriilor de confort termic local
- SR CR 1752 – Instalaţii de ventilare în clădiri. Criterii de proiectare pentru realizarea confortului termic interior
- SR EN 1886 – Ventilarea în clădiri. Unităţi de tratare a aerului. Performanţe mecanice.

- SR 6724-1 – Ventilarea dependinţelor din clădirile de locuit. Ventilare naturală. Prescripţii de proiectare
- SR 6724-2 – Ventilarea dependinţelor din clădirile de locuit. Ventilarea mecanică cu ventilator central de evacuare. Prescripţii de proiectare
- SR EN ISO 8996 – Ergonomia ambianţelor termice. Determinarea ratei de căldură metabolică
- SR EN ISO 10456 – Materiale şi produse pentru construcţii. Proprietăţi higrotermice. Valori tabelare de proiectare şi proceduri pentru determinarea valorilor termice declarate şi de proiectare
- SR EN 12097 – Ventilarea în clădiri. Canale de aer. Cerinţe pentru elementele componente ale canalelor de aer în scopul uşurării întreţinerii reţelelor de canale de aer
- SR CEN/TR 12101-5 – Sisteme de control al fumului şi gazelor fierbinţi. Partea 5: Ghid de recomandări funcţionale şi metode de calcul pentru sisteme de ventilare pentru evacuarea fumului şi gazelor fierbinţi
- SR EN 12101-6 – Sisteme pentru controlul fumului şi gazelor fierbinţi. Partea 6: Specificaţii pentru sisteme cu presiune diferenţială. Kituri
- SR EN 12237 – Ventilarea în clădiri. Reţele de canale. Rezistenţa şi etanşeitatea canalelor circulare de tablă
- SR EN 12238 – Ventilarea în clădiri. Guri de aer. Încercări aerodinamice pentru determinarea difuziei aerului
- SR EN 12239 – Ventilarea în clădiri. Guri de aer. Încercări aerodinamice pentru determinarea deplasării aerului
- SR EN ISO 12241 – Izolarea termică a instalaţiilor pentru construcţii şi a instalaţiilor industriale. Reguli de calcul.
- SR EN 12589 – Ventilarea în clădiri. Unităţi terminale. Încercări aerodinamice şi evaluarea performanţelor pentru elemente de introducere a aerului în încăpere cu debit constant sau variabil
- SR EN 12599 – Ventilarea în clădiri. Proceduri de încercare şi metode de măsurare pentru recepţia instalaţiilor de ventilare şi de condiţionare a aerului
- SR EN 12792 – Ventilarea în clădiri. Simboluri, terminologie şi simboluri grafice
- SR EN 12831 – Instalaţii de încălzire în clădiri. Metodă de calcul al sarcinii termice de calcul
- SR EN 13053 – Ventilarea în clădiri. Camere de tratare a aerului. Clasificarea şi performanţele camerelor, ale elementelor componente şi ale secţiunilor

- SR EN 13141-4 – Ventilatoare în clădiri. Încercările performanţelor componentelor / produselor pentru ventilarea locuinţelor. Partea 4: Ventilatoare utilizate în sistemele de ventilare a locuinţelor.
- SR EN 13141-5 – Ventilarea clădirilor. Încercarea performanţei componentelor/ produselor pentru ventilarea clădirilor de locuit. Partea 5: Căciuli de ventilare şi dispozitive de ieşire prin acoperiş
- SR EN 13141-8:2006 – Ventilarea clădirilor. Încercarea performanţei componentelor / produselor pentru ventilarea clădirilor de locuit. Partea 8: Încercări ale performanţelor gurilor de aspiraţie şi de evacuare (inclusiv recuperarea căldurii) pentru instalaţiile de ventilare mecanică destinate unei singure încăperi.
- SR EN 13141-9 – Ventilarea în clădiri. Încercarea performanţei componentelor / produselor pentru ventilarea clădirilor de locuit. Partea 9: Dispozitiv de trecere a aerului higroreglabil montat în exterior.
- SR EN 13142 – Ventilarea în clădiri. Componente/produse pentru ventilarea locuinţelor. Caracteristici de performanţă obligatorii şi opţionale
- SR EN 13264:2001 – Ventilarea în clădiri. Guri de aer montate în pardoseală. Încercări la solicitări Mecanice.
- SR EN 13465:2004 – Ventilarea în clădiri. Metode de calcul pentru determinarea debitelor de aer în clădiri.
- SR EN 13564-1 – Clapete împotriva refulării pentru clădiri. Partea 1: Cerinţe.
- SR EN 13779 – Ventilarea clădirilor cu altă destinaţie decât cea de locuit. Cerinţe de performanţa pentru instalaţiile de ventilare şi de condiţionare a aerului din încăperi
- SR EN ISO 13789 – Performanţa termică a clădirilor. Coeficienti de pierderi de căldură prin transfer şi prin schimb de aer. Metodă de calcul.
- SR EN ISO 13790 – Performanţa energetică a clădirilor. Calculul necesarului de energie pentru încălzirea şi răcirea spaţiilor.
- SR EN ISO 13791 – Performanţa termică a clădirilor. Calculul temperaturii interioare a unei încăperi fără climatizare în timpul verii. Criterii generale şi proceduri de validare
- SR EN ISO 13792 – Performanţa termică a clădirilor. Calculul temperaturii interioare a unei încăperi fără climatizare în timpul verii. Metode de calcul simplificate
- SR EN 14277 – Ventilarea în clădiri. Guri de aer. Metodă de măsurare a debitului de aer cu senzori etalonaţi în interiorul sau în imediata apropiere a gurilor de aer
- CEN/TR 14788 – Ventilarea în clădiri. Proiectarea și dimensionarea sistemelor de ventilație rezidențială
- SR EN 15239 – Ventilarea în clădiri. Performanţa energetică a clădirilor. Ghid pentru inspecţia instalaţiilor de ventilare

- SR EN 15240 – Ventilarea în clădiri. Performanţa energetică a clădirilor. Ghid pentru inspecţia instalaţiilor de climatizare
- SR EN 15241 – Ventilarea clădirilor. Metode de calcul al pierderilor de energie datorită ventilaţiei şi infiltraţiei în clădirile comerciale
- SR EN 15242 – Ventilarea clădirilor. Metode de calcul determinarea debitelor de aer în clădiri, inclusiv infiltraţiile
- SR EN 15243 – Ventilarea în clădiri. Calculul temperaturii încăperilor, a sarcinii termice şi a energiei pentru clădiri prevăzute cu instalaţii de condiţionare a aerului
- SR EN 15423 – Ventilarea în clădiri. Măsuri de prevenire a incendiilor pentru sistemele de distribuţie a aerului în clădiri
- SR EN ISO 15251 – Parametri de calcul ai ambianţei interioare pentru proiectarea şi evaluarea performanţei energetice a clădirilor, care se referă la calitatea aerului interior, confort termic, iluminat şi acustică.
- SR EN 15255 – Performanţa energetică a clădirilor. Calculul sarcinii de răcire a incintelor, cu transfer de căldură sensibilă. Criterii generale şi proceduri de validare
- SR EN 15805 – Filtre de aer cu particule pentru ventilare generală. Dimensiuni standardizate.
- SR EN ISO 15927-2 – Performanţa higrotermică a clădirilor. Calculul şi prezentarea datelor climatice. Partea 2: Date orare pentru sarcina de răcire de proiectare
- SR EN ISO 15927-5 – Performanţa higrotermică a clădirilor. Calculul şi prezentarea datelor climatice. Partea 5: Date pentru sarcina termică de proiectare pentru încălzirea spaţiilor.
- SR EN 1507 – Ventilarea în clădiri. Canale de aer rectangulare de tablă. Cerinţe de rezistenţă şi etanşeitate.
- SR EN 12236 – Ventilarea în clădiri. Elemente pentru susţinerea şi fixarea canalelor de aer pentru ventilare. Condiţii de rezistenţă.
- SR EN 12237 – Ventilarea în clădiri. Rețele de canale. Rezistența şi etanșeitatea canalelor circulare de tablă.
- SR EN 13180 – Ventilarea în clădiri. Reţele de canale de aer. Dimensiuni şi cerinţe mecanice pentru canale de aer flexibile.
- SR EN 13403 – Ventilarea în clădiri. Canale nemetalice. Reţele de canale din panouri izolante.

9.8.7 Instalații hidrotehnice

- **NP 133-2013** – Normativul privind proiectarea, execuția și exploatarea sistemelor de alimentare cu apă și canalizare a localităților. Partea 1: Sisteme de alimentare cu apă. Partea 2: Sisteme de canalizare (aprobat prin OMDRAP nr. 2901/04.09.2013)

Rețele de apă

- SR 1343-1:2006 – Alimentări cu apă. Partea 1: Determinarea cantităților de apă potabilă pentru localități urbane și rurale
- SR 4163-1:1995 – Alimentări cu apă. rețele de distribuție. Prescripții fundamentale de proiectare
- SR 4163-2:1996 – Alimentări cu apă. rețele de distribuție. Prescripții de calcul
- SR 4163-3:1996 – Alimentări cu apă. Rețele de distribuție. Prescripții de execuție şi exploatare
- SR ISO 4427:2001 – Țevi de polietilenă (PE) pentru distribuția apei. Specificații

Rețele de canalizare

- **P 96-2015** – Ghid pentru proiectarea și executarea instalațiilor de canalizare a apelor meteorice în clădiri civile, social-culturale și industriale (revizuire P 96-1996, aprobat prin OMDRAP nr. 832/08.10.2015)
- SR EN 752:2008 – rețele de canalizare în exteriorul clădirilor;
- SR 1846-1:2006 – Canalizări exterioare. Prescripții de proiectare. Partea 1: Determinarea debitelor de ape uzate de canalizare
- SR 1846-2:2007 – Canalizări exterioare. Prescripții de proiectare. Partea 2: Determinarea debitelor de ape meteorice
- STAS 3051-1991 – Sisteme de canalizare. Canale ale rețelelor exterioare de canalizare. Prescripții fundamentale de proiectare
- STAS 2448-1982 – Canalizări. Cămine de vizitare. Prescripții de proiectare
- STAS 3272-1980 – Canalizări. Grătare cu ramă, din fontă, pentru guri de scurgere
- STAS 6701-1982 – Canalizări. Guri de scurgere cu sifon şi depozit
- SR EN 752:2008 – rețele de canalizare în exteriorul clădirilor

Lucrări de alimentări cu apă și canalizări

- **GP 043-1999** – Ghidul pentru proiectarea, execuția şi exploatarea sistemelor de alimentare cu apă și canalizare utilizând conducte din PVC, polietilenă şi polipropilenă
- **NP 133-2013** – Normativul privind proiectarea, execuția și exploatarea sistemelor de alimentare cu apă și canalizare a localităților. Partea 1: Sisteme de alimentare cu apă. Partea 2: Sisteme de canalizare (aprobat prin OMDRAP nr. 2901/04.09.2013)
- STAS 2308-1981 – Alimentări cu apă și canalizări. Capace și rame pentru cămine de vizitare
- SR 8591:1997 – rețele edilitare subterane. Condiții de amplasare

- STAS 9312-1987 – Subtraversări de căi ferate și drumuri cu conducte. Prescripții de proiectare

10 Cerințe privind personalul de specialitate

- **HG nr. 907/2016** – Etapele de elaborare și Conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor / proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice (modificat prin HG nr. 79/2017;
- **HG nr. 925/1996** – Regulamentul de verificare şi expertizare tehnică de calitate a proiectelor, a execuției lucrărilor și a construcțiilor;
- **OMDRAP nr. 2264/2018** – Procedură privind atestarea tehnico-profesională a verificatorilor de proiecte și a experților tehnici în construcții
- **OMDRAP nr. 1895/2016** – Procedura de autorizare a responsabililor tehnici cu execuția în lucrări de construcții (modificat prin OMDRAP nr. 2264/2018)
- **OANRE nr. 11/2013** – Regulamentul pentru autorizarea electricienilor, verificatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuţia, precum și a experţilor tehnici de calitate şi extrajudiciari în domeniul instalaţiilor electrice (modificat prin **OANRE nr. 116/2016**)
- **OMECMA nr. 364/2010** – Regulamentul privind procedura de atestare tehnico-profesională a specialiștilor în lucrări de montaj utilaje, echipamente şi instalaţii tehnologice industriale (verificatori de proiecte, responsabili tehnici cu execuția, experți tehnici)
- **OMEF nr. 1632/2007** – Regulamentul pentru reatestarea tehnico-profesională a specialiştilor verificatori de proiecte, a responsabililor tehnici de calitate și extrajudiciari pentru lucrările de montaj al dotărilor tehnologice industriale
- **OMEC nr. 324/2005** – Regulamentul privind monitorizarea şi controlul specialiştilor atestaţi pentru lucrările de montaj pentru utilaje, echipamente şi instalaţii tehnologice industriale
- **OME nr. 2034/2013** – Programa de pregătire a candidaților pentru atestarea tehnico-profesională a specialiștilor verificatori de proiecte, responsabili tehnici cu execuția și experți tehnici de calitate și extrajudiciari, experți în conducerea și organizarea activităților de mentenanță, a experților în ingineria costurilor investiționale și a diriginților de șantier pentru lucrările de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnice industriale
- **OISCIR nr. 130/2011** – Metodologia privind autorizarea operatorului responsabil cu supravegherea tehnică a instalaţiilor / echipamentelor din domeniile ISCIR IP / IR (operator RSVTI) (modificat prin OISCIR nr. 83/2012, R/2012, OISCIR nr. 225/2013)
- **OISCIR nr. 165/2011** – Metodologia privind atestarea personalului tehnic de specialitate în domeniile ISCIR IP și IR – RADTA, RADTE, RADTI, RADTP, RSL, RTS, RTEND, RTED, RVTA, RVT, sudori (modificat prin OISCIR nr. 46/2012)

- **OISCIR nr. 100/2015** – Regulamentul privind dobândirea calităţii de expert tehnic extrajudiciar în domeniile ISCIR IP / IR
- **PT CR 4-2009** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Autorizarea persoanelor juridice pentru efectuarea de lucrări la instalații / echipamente*"
- **PT CR 6-2013** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Autorizarea operatorilor de control nedistructiv și a persoanelor juridice care efectuează examinări nedistructive, precum și evaluarea persoanelor juridice care efectuează examinări distructive*"
- **PT CR 8-2013** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Autorizarea personalului de deservire a instalațiilor / echipamentelor și acceptarea personalului auxiliar de deservire*"
- **PT CR 9-2013** – Prescripția Tehnică ISCIR "*Autorizarea sudorilor care execută lucrări de sudare la instalații sub presiune și la instalații de ridicat și a operatorilor de sudare țevi și fitinguri din polietilenă de înaltă densitate (PEHD)*"
- **PSP-NEx 03/2018** – Procedura specifică INCD INSEMEX de instruire și evaluare în vederea autorizării GANEX a personalului cu responsabilități privind echipamentele și instalațiile tehnice care funcționează în atmosfere potențial explozive.
- **OMAI nr. 129/2016** – Normele metodologice privind avizarea şi autorizarea de securitate la incendiu şi protecţie civilă
- **OMAI nr. 87/2010** – Metodologia de autorizare a persoanelor care efectuează lucrări în domeniul apărării împotriva incendiilor (modificat prin OMAI nr. 112/2014);

În conformitate cu prevederile legii nr.50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare

SE PRELUNGEȘTE VALABILITATEA CERTIFICATULUI DE URBANISM

de la data de _____ pana la data de _____

Dupa aceasta data, o noua prelungire a valabilitatii nu este posibila, solicitantul urmand sa obțină, în condițiile legii, un alt certificat de urbanism.

PRIMAR, **SECRETAR GENERAL,**

ARHITECT ȘEF,

Data prelungirii valabilității _____
Achitat taxa de _____ lei, conform chitanței nr. _____ din _____
Transmis solicitantului la data de _____ direct/ prin poștă.

ROMÂNIA
JUDEȚUL ARAD
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD

Nr. 65040 din 23.08.2022

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 1533 din 30 AUG. 2022

În scopul :
Lucrari de: demolare: DEMOLARE CONSTRUCȚII.
Lucrari de construire: AUTORIZARE EXECUTIE LUCRARI -SURSĂ DE PRODUCȚIE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ.

Ca urmare a cererii adresate de MUNICIPIUL ARAD PRIN SERVICIUL INVESTITII pers. juridica cu sediul in județul ARAD, municipiul ARAD, satul , sectorul , cod poștal , B-dul. REVOLUTIEI , nr. 75, bloc , sc. , etaj , ap. , telefon , e-mail investitii@primariaarad.ro, înregistrată la nr. 65040 din 23.08.2022

pentru imobilul - teren și/sau construcții - situat in județul ARAD, municipiul ARAD, satul , sectorul , cod poștal , B-dul. IULIU MANIU , nr. 65-71, bloc , sc. , etaj , ap. sau identificat prin CF C.F. 307809, 359603 si 307811

TOP: TOP: 307809, 359603 si 307811.

În temeiul reglementărilor documentației de urbanism nr. / faza PUG, aprobată cu hotărârea Consiliului Local ARAD nr. 502/ 2018 .

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50 / 1991, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare,

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC
Terenuri situate in intravilan in preoprietatea municipiului Arad,constructiile sunt proprietatea S.C. CET HIDROCARBURI S.A.
Cererea pentru solicitarea Autorizatiei de desfiintare va fi formulata de catre C.E.T. HIDROCARBURI S.A.

2. REGIMUL ECONOMIC
Destinatia conform PUG:- Subzona unitati industriale nepoluante - Ip5a.
Folosinta actuala : constructii industriale si edilitare.
Se solicita :
1, DEMOLARE CONSTRUCȚII EXISTENTE PE AMPLASAMENT.
2. CONSTRUIRE SURSĂ DE PRODUCȚIE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ.
Anterior au fost eliberate :
C. U. nr.1213/2022 pentru SF -Implementare proiect la sursa CET Hidrocarburi S.A. Arad Sectiunea Lot 1-Unitatea de productie energie termica cu cazane (E) apa fierbinte fara cogenerare
C. U. nr.1214/2022 pentru SF -- Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta

3. REGIMUL TEHNIC

Teren în suprafata de 9522mp(conf. C.F. 307809), 1700mp(conf. C.F. 359603) si 9470mp(conf. C.F. 307811), situat în UTR. 5 in conformitate cu Regulamentul aferent PUG.
Echipare cu utilitati: apa, canalizare, energie electrica, gaze naturale, telefonie.
Nu vor fi afectate vecinatatile . Se vor lua masuri de protectie a proprietatilor invecinate .
Lucrarile nu vor afecta rezistenta si stabilitatea constructiilor existente .
Documentația tehnică de organizare a execuției lucrărilor va cuprinde descrierea tuturor lucrărilor provizorii pregătitoare și necesare în vederea asigurării tehnologiei de execuție a investiție si se va prezenta împreună cu documentația tehnică pentru autorizarea executării lucrarilor (grafic si textual)
Documentatia se va intocmi in conformitate cu art.8, aliniatul 4 al Legii nr.50/1991- "În situația în care în locul construcțiilor demolate solicitantul va construi o nouă construcție se eliberează o singură autorizație de construcție în care se indică și se aprobă atât demolarea construcției vechi, cât și construirea celei noi."
Se vor respecta indicatorii tehnico economici din S.F.aprobat
Documentația tehnică va fi întocmită conform prevederilor Legii nr.50/1991 rep. , Legii nr.10/1995 rep. , HG 525/1996 si prevederile Codului Civil
Avizele au fost stabilite în Comisia de Acord Unic din 25.08.2022.

Prezentul certificat de urbanism POATE fi utilizat, in scopul declarat pentru 1. DEMOLARE COSNSTRUCȚII. 2.AUTORIZARE EXECUTIE LUCRARI- SURSĂ DE PRODUCȚIE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ

Certificatul de urbanism nu ține loc de autorizație de construire/desființare și nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcții

4. OBLIGAȚII ALE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM:

În scopul elaborării documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții - de construire/de desființare - solicitantul se va adresa autorității competente pentru protecția mediului: Agenția pentru Protecția Mediului ARAD, Splaiul Mureșului F.N.

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE și prin Directiva Consiliului și Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anumitor planuri și programe în legătură cu mediul și modificarea, cu privire la participarea publicului și accesul la justiție, a Directivei 85/337/CEE și a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligația de a contacta autoritatea teritorială de mediu pentru ca aceasta să analizeze și să decidă, după caz, încadrarea / neîncadrarea proiectului investiției publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emitere a acordului de mediu se desfășoară după emiterea Certificatului de urbanism, anterior depunerii documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente.

În vederea satisfacerii cerințelor cu privire la procedura de emitere a acordului de mediu autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opțiunilor publicului și formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiției în acord cu rezultatele consultării publice.

În aceste condiții:

După primirea prezentului Certificat de urbanism, TITULARUL are obligația de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecția mediului în vederea evaluării inițiale a investiției și stabilirii necesității evaluării efectelor acesteia asupra mediului. În urma evaluării inițiale a investiției se va emite actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului.

În situația în care autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește necesitatea evaluării efectelor investiției asupra mediului, solicitantul are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente cu privire la menținerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții.

În situația în care, după emiterea Certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a efectelor investiției asupra mediului solicitantul renunță la intenția de realizare a investiției, acesta are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente.

5. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE/DESFIINȚARE va fi însoțită de următoarele documente:

a) certificatul de urbanism;
b) dovada titlului asupra imobilului, teren și/sau construcții, sau, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel (copie legalizată);
La autorizare se va prezenta extras de Carte Funciara, original, actualizat
c) documentația tehnică - D.T., după caz:

☒ D.T.A.C. ☐ D.T.O.E. ☒ D.T.A.D.

d) Avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism.
d.1. Avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructura:

☐ alimentare cu apa ☒ gaze naturale
☐ canalizare ☐ telefonie
☒ alimentare cu energie electrica ☐ salubritate
☒ alimentare cu energie termica ☐ transport urban

d.2. Avize și acorduri privind:

☐ securitatea la incendiu ☐ protecția civilă ☒ sănătatea populației

d.3. avizele/acordurile specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora:
-- Acordul legalizat al proprietarilor invecinati insotit de extrasul C.F.in cazul construirii la o distanta mai mica de 60cm fata de limita de proprietate
d.4. Studii de specialitate:
-- STUDIU GEO VERIFICAT LA CERINTA Af
--EXPERTIZA TEHNICA
--PLAN DE SITUATIE PE SUPORT TOPOGRAFIC VIZAT O.C.P.I CONFORM PREVEDERILOR LEGII 50/1991 REP. CONTINUT- CADRU
e) Actul administrativ al autoritatii competente pentru protectia mediului;
f) Dovada privind achitarea taxelor legale.
Documentele de plata ale urmatoarelor taxe (copie):

Prezentul certificat de urbanism are valabilitate de 24 luni de la data emiterii.

PRIMA
Calin Bi

ROMÂNIA PRIMĂRIA 2 Municipiul Arad - Municipiul Arad

0. 08. 2022

SECRETAR GEN RAL,
C

ARHITECT ȘEF,
Arh. Emilian Sorin Ciurariu

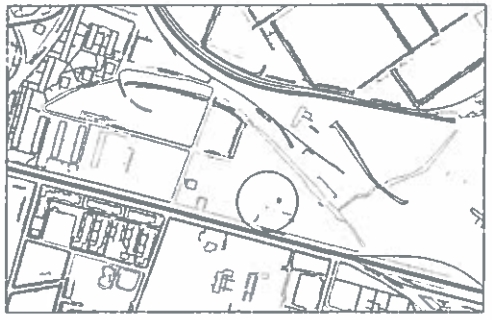
Achitat taxa de SCUTIT TAXA lei, conform chitanței seria - nr. - din -, taxă de urgență - RON și taxă pentru avizarea Certificatului de urbanism de către Comisia de Urbanism si Amenajare a Teritoriului în valoare de RON, conform chitanței seria - nr. - din -.
Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct/ prin poștă la data de

DIRECTOR EXECUTIV,	SEF SERVICIU,	CONSILIER JURIDIC,	INTOCMIT,
arh. Sandra Dinuleseu	ing. Mirela Casz	Liliana Pascalău	Santau Andreea Carmen

PLAN DE SITUATIE
Sc.1:500

CALEA IULIU MANIU

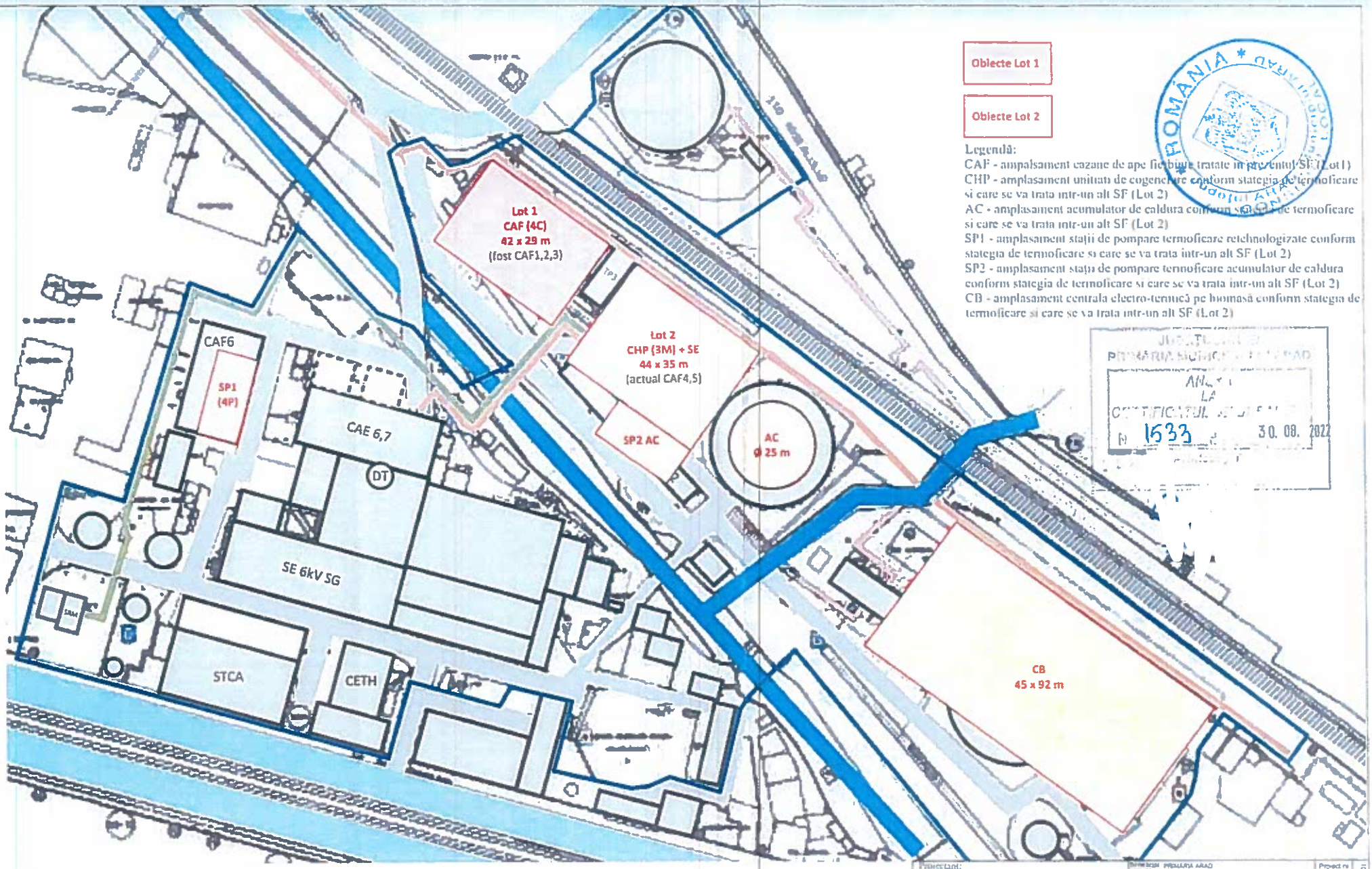
PLAN DE ÎNCADRARE ÎN ZONA
SCARA 1:5000



LEGENDA

Destinație Construire
Zonă de intervenție

EXECUTANT		BENEFICIAR	PLANȘA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD ARHITECT ŞEF DIRECŢIA DE URBANISM		PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD Loc. ARAD	01
ACTIUNEA	NUMELE		
Desenat	S.C. Terra Sol S.R.L.	Scara 1:500 / 1:5000	PLAN DE SITUATIE al imobilului situat în municipiul Arad, Calea Iuliu Maniu- CET HIDROCARBURI (pt. fotovoltaic) P44-A349
Întocmit	ing. D.		
Verificat	S.C.L.	Data	



Obiecte Lot 1

Obiecte Lot 2

Legendă:
CAF - amplasament cazane de ape fierbinte tratate in cadrul SF (Lot1)
CHP - amplasament unitate de cogenerare conform stategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)
AC - amplasament acumulator de caldura conform stategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)
SP1 - amplasament statii de pompare termoficare retehnologizate conform stategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)
SP2 - amplasament statia de pompare termoficare acumulator de caldura conform stategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)
CB - amplasament centrala electro-termică pe biomasă conform stategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)

ROMÂNIA * JUDEȚUL ARAD * CONSILIUL JUDEȚEAN

JUDEȚUL ARAD
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD
ANEXĂ LA CERTIFICATUL DE URBANISM
Nr. 1533 30. 08. 2022

Beneficiar: PRIMĂRIA ARAD					Proiect nr.
Proiect: Implementare proiect la cheie CETH Arad Sistem de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență					
Specificație	Nume	Semnătura	Scara	Faza	
Verificat	ing. A. Tamaș		%	AVIZE	
Proiectat	ing. Botond Ilyes		Data	Plan general de situație	
Desenat	ing. Botond Ilyes		2.22		Planșa nr. P01

ROMÂNIA
JUDEȚUL ARAD
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD

Nr. 52745 din 04.07.2022

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 1214 din 14 IUL. 2022

În scopul :
STUDIU DE FEZABILITATE -Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta.

Ca urmare a cererii adresate de **MUNICIPIUL ARAD PRIN SC CET HIDROCARBURI SA** pers. juridica cu sediul în județul **ARAD**, municipiul **ARAD**, satul , sectorul , cod poștal , **B-dul. REVOLUTIEI** , nr. **75**, bloc , sc. , etaj , ap. , telefon , e-mail , înregistrată la nr. **52745** din **04.07.2022**

pentru imobilul - teren și/sau construcții - situat în județul **ARAD**, municipiul **ARAD**, satul , sectorul , cod poștal , **Calea IULIU MANIU** , nr. **65-71**, bloc , sc. , etaj , ap. sau identificat prin CF **307809, 359603 si 307811.**

TOP: **307809-C7,307809-C15, 307809-C16, 359603, 307811-C14.**

În temeiul reglementărilor documentației de urbanism nr. / faza **PUG**, aprobată cu hotărârea Consiliului Local **ARAD** nr. **502/ 2018** .

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50 / 1991, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare,

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC
Teren intravilan preoprietatea municipiului Arad.

2. REGIMUL ECONOMIC
Destinatia conform PUG:- Subzona unitati industriale nepoluante - Ip5a.
Folosinta actuala : constructii industriale si edilitare.
Se solicita : SF - Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta.

3. REGIMUL TEHNIC

Teren in suprafata de 9522mp(conf. C.F. 307809), 1700mp(conf. C.F. 359603) si 9470mp(conf. C.F. 307811), situat in UTR. 5 in conformitate cu Regulamentul aferent PUG.

Echipare cu utilitati: apa, canalizare, energie electrica, gaze naturale, telefonie.

Investitia dezvoltata in doua etape -Et. 1 Cazane pentru productia de caldura; Et. 2 Sursa de productie energie electrica si termica prin cogenerare- are urmatoarele componente principale: Cladire pt. blocul energetic(BE), Hala pt. cazane de apa fierbinte(CAF), Hala pentru unitate de cogenerare cu biomasa, Sala pompelor, Acumulator de caldura, Camera electrica si utilitati/instalatii.

Se va prezenta Plan de situatie pe suport topografic intocmit in conformitate cu Legea nr.50/1991 rep, Anexa nr.1, Continutul Cadru (vecinatati, distantele fata de proprietatile invecinate), vizat de catre O.C.P.I. Arad.

Pentru SF se vor obtine urmatoarele avize: SC Compania de Apa Arad SA, Delgaz Grid SA, Enel Distributie Banat SA, Directia de Sanatate Publica a Judetului Arad, Acordul Agentiei Nationale de Imbunatatiri Funciare - Filiala Teritoriala de Imbunatatiri Funciare Timis - Mures Inferior, Unitatea de Administrare Arad, Aviz S.C. CET Hidrocarburi Arad S.A..

Avizele au fost stabilite in cadrul sedintei Comisiei de Acord Unic din data de 07.07.2022.

Prezentul certificat de urbanism **POATE** fi utilizat, in scopul declarat **pentru Intocmire SF "Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta"**

Certificatul de urbanism nu ţine loc de autorizaţie de construire/desfiinţare şi nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcţii

4. OBLIGAŢII ALE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM:

În scopul elaborării documentaţiei pentru autorizarea executării lucrărilor de construcţii - de construire/de desfiinţare - solicitantul se va adresa autorităţii competente pentru protecţia mediului: Agenţia pentru Protecţia Mediului ARAD, Splaiul Mureşului F.N.

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice şi private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE şi prin Directiva Consiliului şi Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anumitor planuri şi programe în legătură cu mediul şi modificarea, cu privire la participarea publicului şi accesul la justiţie, a Directivei 85/337/CEE şi a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligaţia de a contacta autoritatea teritorială de mediu pentru ca aceasta să analizeze şi să decidă, după caz, încadrarea / neîncadrarea proiectului investiţiei publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emitere a acordului de mediu se desfăşoară după emiterea Certificatului de urbanism, anterior depunerii documentaţiei pentru autorizarea executării lucrărilor de construcţii la autoritatea administraţiei publice competente.

În vederea satisfacerii cerinţelor cu privire la procedura de emitere a acordului de mediu autoritatea competentă pentru protecţia mediului stabileşte mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opţiunilor publicului şi formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiţiei în acord cu rezultatele consultării publice.

În aceste condiţii:

După primirea prezentului Certificat de urbanism, TITULARUL are obligaţia de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecţia mediului în vederea evaluării iniţiale a investiţiei şi stabilirii necesităţii evaluării efectelor acesteia asupra mediului. În urma evaluării iniţiale a investiţiei se va emite actul administrativ al autorităţii competente pentru protecţia mediului

În situaţia în care autoritatea competentă pentru protecţia mediului stabileşte necesitatea evaluării efectelor investiţiei asupra mediului, solicitantul are obligaţia de a notifica acest fapt autorităţii administraţiei publice competente cu privire la menţinerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcţii.

În situaţia în care, după emiterea Certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a efectelor investiţiei asupra mediului solicitantul renunţă la intenţia de realizare a investiţiei, acesta are obligaţia de a notifica acest fapt autorităţii administraţiei publice competente.

5. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAŢIEI DE CONSTRUIRE/DESFIINŢARE va fi însoţită de următoarele documente:

a) certificatul de urbanism;

b) dovada titlului asupra imobilului, teren şi/sau construcţii, sau, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi şi extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel (copie legalizată);

La autorizare se va prezenta extras de Carte Funciara, original, actualizat

c) documentaţia tehnică - D.T., după caz:

☐ D.T.A.C. ☐ D.T.O.E. ☐ D.T.A.D.

d) Avizele şi acordurile stabilite prin certificatul de urbanism.

d.1. Avize şi acorduri privind utilităţile urbane şi infrastructura:

☐ alimentare cu apa
☐ canalizare
☐ alimentare cu energie electrica
☐ alimentare cu energie termica
☐ gaze naturale
☐ telefonie
☐ salubritate
☐ transport urban

d.2. Avize şi acorduri privind:

☐ securitatea la incendiu ☐ protecţia civilă ☐ sănătatea populaţiei

d.3. avizele/acordurile specifice ale administraţiei publice centrale şi/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora:

d.4. Studii de specialitate:

e) Actul administrativ al autoritatii competente pentru protectia mediului;

f) Dovada privind achitarea taxelor legale.

Documentele de plata ale urmatoarelor taxe (copie):

Prezentul certificat de urbanism are valabilitate de 24 luni de la data emiterii.

PRIMAR,
Calin Bihart

SECRETAR GENERAL,
Cons. Jur. Lilioara Stenanescu

ARHITECT ŞEF,
Arh. Emilian Sorin Ciurariu

Achitat taxa de - lei, conform chitanţei seria - nr. - din -, taxă de urgenţă - RON şi taxă pentru avizarea Certificatului de urbanism de către Comisia de Urbanism si Amenajare a Teritoriului în valoare de RON, conform chitanţei seria nr. din .
Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct/ prin poştă la data de .

DIRECTOR EXECUTIV,
arh. Sandra Dinulescu

SEF SERVICIU,
ing. Mirela Szasz

CONSILIER JURIDIC,
Liliana Paşcalău

INTOCMIT,
Ing. Liviu Both

Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară ARAD
Biroul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară Arad

Nr. cerere	59781
Ziua	13
Luna	05
Anul	2022

Cod verificare
100115704688

EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ
PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 307811 Arad

Semnat : cu semnatura electronica extinsa, cf. L 455/2001 si eIDAS

A. Partea I. Descrierea imobilului

Nr. CF vechi:67661
Nr. topografic:5334/3, 5334/4, 5333/2, 5333/5, 5674/2/2

TEREN Intravilan
Adresa: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafaţa* (mp)	Observaţii / Referinţe
A1	307811	9.470	imobil partial imprejmuit cu gard de beton

Construcţii

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observaţii / Referinţe
A1.1	307811-C1	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:16 mp; S. construita desfasurata:16 mp; rezervor spalare
A1.2	307811-C2	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:279 mp; S. construita desfasurata:279 mp; estacada conducte
A1.3	307811-C3	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:263 mp; S. construita desfasurata:263 mp; 2 conducte
A1.4	307811-C4	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:32 mp; S. construita desfasurata:32 mp; atelier dulgherie (cladire in stadiu avansat de degradare)
A1.5	307811-C5	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:42 mp; S. construita desfasurata:42 mp; linie cale ferata uzinala
A1.6	307811-C6	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:256 mp; S. construita desfasurata:256 mp; linie cale ferata uzinala
A1.7	307811-C7	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:221 mp; S. construita desfasurata:221 mp; linie cale ferata uzinala
A1.8	307811-C8	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:12 mp; S. construita desfasurata:12 mp; decantor
A1.9	307811-C9	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:4 mp; S. construita desfasurata:4 mp; bazin
A1.10	307811-C10	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:13 mp; S. construita desfasurata:13 mp; bazin
A1.11	307811-C11	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:5 mp; S. construita desfasurata:5 mp; cabina poarta
A1.12	307811-C12	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:3 mp; S. construita desfasurata:3 mp; WC
A1.13	307811-C13	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:143 mp; S. construita desfasurata:143 mp; cladire CAF
A1.14	307811-C14	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:661 mp; S. construita desfasurata:661 mp; cladire CAF
A1.15	307811-C15	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:1072 mp; S. construita desfasurata:1072 mp; turn racire
A1.16	307811-C16	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:258 mp; S. construita desfasurata:258 mp; depozit chimicale
A1.17	307811-C17	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:55 mp; S. construita desfasurata:55 mp; PL descarcare HCL
A1.18	307811-C18	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:60 mp; S. construita desfasurata:60 mp; magazie sare
A1.19	307811-C19	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:33 mp; drum
A1.20	307811-C20	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:85 mp; S. construita desfasurata:85 mp; drum

B. Partea II. Proprietari şi acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate şi alte drepturi reale		Referinţe
14469 / 01/09/2004		
Lege nr. 834/1991;		
B1	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de atestare in baza HG 834/1991, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.1 / B.10

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate şi alte drepturi reale		Referinţe
	1) **S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A. ARAD**	
	OBSERVATII: (provenita din conversia CF 67661).	
114871 / 22/11/2017		
Act Administrativ nr. CF 307811, din 23/02/2016 emis de OCPI Arad;		
B6	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de atestare in baza HG 834/1991, in rangul inch.nr. 14469/01.09.2004, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16, A1.17, A1.18, A1.19, A1.20
	1) **S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A.**, CIF:26176052	
59781 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B10	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1	A1
	1) **MUNICIPIUL ARAD**, CIF:3519925, domeniu public	

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanţie şi sarcini	Referinţe
NU SUNT	

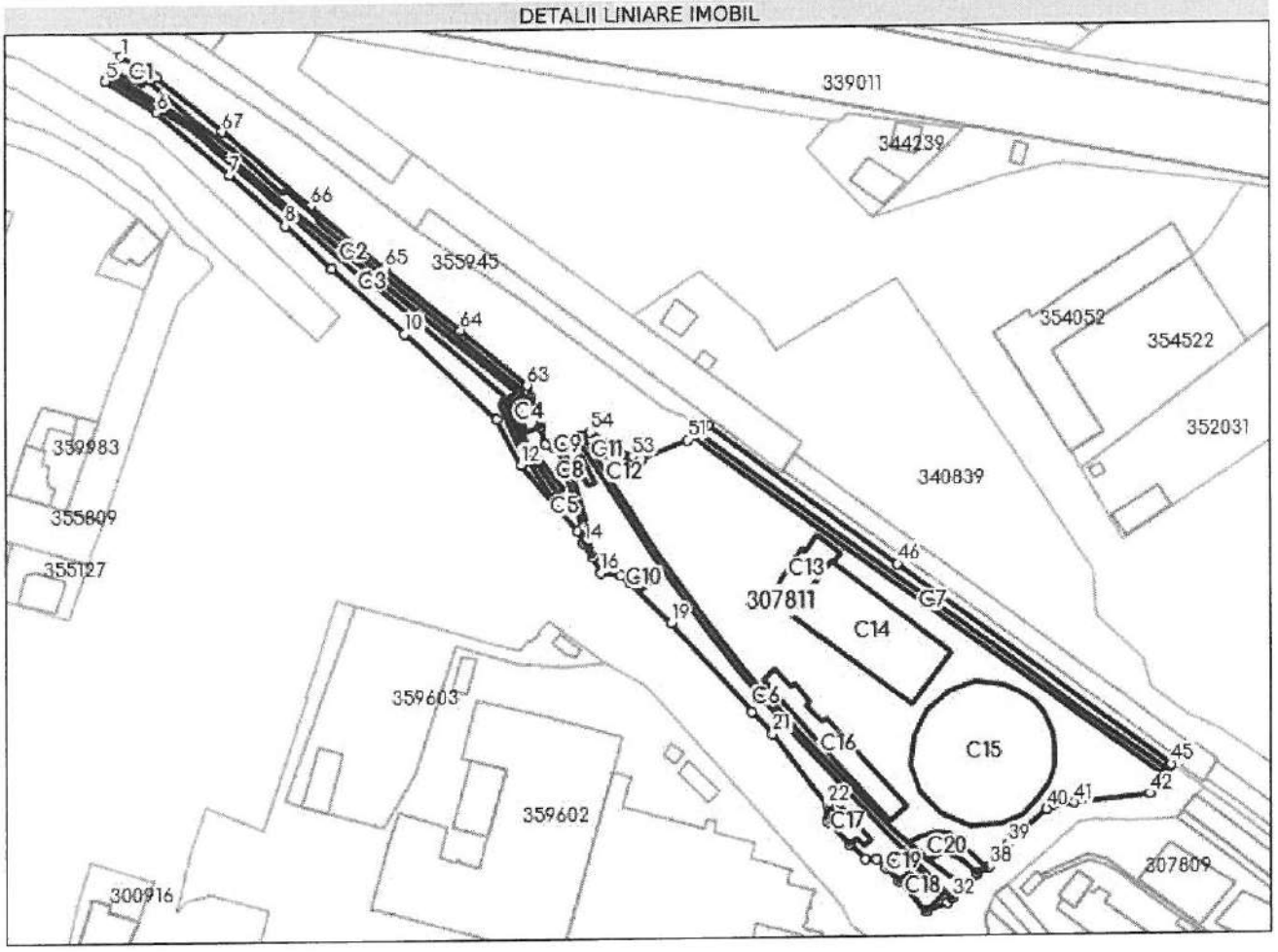
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafaţa (mp)*	Observaţii / Referinţe
307811	9.470	imobil partial imprejmuit cu gard de beton

* Suprafaţa este determinată in planul de proiecţie Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosinţă	Intra vilan	Suprafaţa (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observaţii / Referinţe
1	curti constructii	DA	9.470	-	-	5334/3	

Date referitoare la construcţii

Crt	Număr	Destinaţie construcţie	Supraf. (mp)	Situaţie juridică	Observaţii / Referinţe
A1.1	307811-C1	constructii industriale si edilitare	16	Cu acte	S. construita la sol:16 mp; S. construita desfasurata:16 mp; rezervor spalare
A1.2	307811-C2	constructii industriale si edilitare	279	Cu acte	S. construita la sol:279 mp; S. construita desfasurata:279 mp; estacada conducte
A1.3	307811-C3	constructii industriale si edilitare	263	Cu acte	S. construita la sol:263 mp; S. construita desfasurata:263 mp; 2 conducte
A1.4	307811-C4	constructii industriale si edilitare	32	Cu acte	S. construita la sol:32 mp; S. construita desfasurata:32 mp; atelier dulgherie (cladire in stadiu avansat de degradare)
A1.5	307811-C5	constructii industriale si edilitare	42	Cu acte	S. construita la sol:42 mp; S. construita desfasurata:42 mp; linie cale ferata uzinala
A1.6	307811-C6	constructii industriale si edilitare	256	Cu acte	S. construita la sol:256 mp; S. construita desfasurata:256 mp; linie cale ferata uzinala

Crt	Număr	Destinaţie construcţie	Supraf. (mp)	Situaţie juridică	Observaţii / Referinţe
A1.7	307811-C7	constructii industriale si edilitare	221	Cu acte	S. construita la sol:221 mp; S. construita desfasurata:221 mp; linie cale ferata uzinala
A1.8	307811-C8	constructii industriale si edilitare	12	Cu acte	S. construita la sol:12 mp; S. construita desfasurata:12 mp; decantor
A1.9	307811-C9	constructii industriale si edilitare	4	Cu acte	S. construita la sol:4 mp; S. construita desfasurata:4 mp; bazin
A1.10	307811-C10	constructii industriale si edilitare	13	Cu acte	S. construita la sol:13 mp; S. construita desfasurata:13 mp; bazin
A1.11	307811-C11	constructii industriale si edilitare	5	Cu acte	S. construita la sol:5 mp; S. construita desfasurata:5 mp; cabina poarta
A1.12	307811-C12	constructii industriale si edilitare	3	Cu acte	S. construita la sol:3 mp; S. construita desfasurata:3 mp; WC
A1.13	307811-C13	constructii industriale si edilitare	143	Cu acte	S. construita la sol:143 mp; S. construita desfasurata:143 mp; cladire CAF
A1.14	307811-C14	constructii industriale si edilitare	661	Cu acte	S. construita la sol:661 mp; S. construita desfasurata:661 mp; cladire CAF
A1.15	307811-C15	constructii industriale si edilitare	1.072	Cu acte	S. construita la sol:1072 mp; S. construita desfasurata:1072 mp; turn racire
A1.16	307811-C16	constructii industriale si edilitare	258	Cu acte	S. construita la sol:258 mp; S. construita desfasurata:258 mp; depozit chimicale
A1.17	307811-C17	constructii industriale si edilitare	55	Cu acte	S. construita la sol:55 mp; S. construita desfasurata:55 mp; PL descarcare HCL
A1.18	307811-C18	constructii industriale si edilitare	60	Cu acte	S. construita la sol:60 mp; S. construita desfasurata:60 mp; magazie sare
A1.19	307811-C19	constructii industriale si edilitare	33	Cu acte	S. construita la sol:33 mp; drum
A1.20	307811-C20	constructii industriale si edilitare	85	Cu acte	S. construita la sol:85 mp; S. construita desfasurata:85 mp; drum

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obţinute din proiecţie în plan.

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment
1	2	4.052
4	5	1.184
7	8	19.389
10	11	32.456
13	14	3.751
16	17	5.064
19	20	30.98
22	23	3.903
25	26	5.52
28	29	4.697
31	32	1.695
34	35	2.286
37	38	0.562
40	41	7.644
43	44	1.572

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment
2	3	1.239
5	6	15.299
8	9	16.462
11	12	13.319
14	15	4.005
17	18	2.978
20	21	7.915
23	24	0.453
26	27	2.832
29	30	10.51
32	33	4.103
35	36	0.317
38	39	7.542
41	42	19.296
44	45	1.635

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment
3	4	0.963
6	7	24.794
9	10	25.122
12	13	22.217
15	16	4.742
18	19	14.833
21	22	23.363
24	25	8.118
27	28	3.19
30	31	5.892
33	34	2.239
36	37	2.846
39	40	13.412
42	43	6.052
45	46	87.704

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment
46	47	60.705
49	50	1.478
52	53	2.478
55	56	1.483
58	59	1.003
61	62	8.0
64	65	25.239
67	68	22.087
70	1	4.149

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment
47	48	1.553
50	51	1.623
53	54	12.532
56	57	3.534
59	60	2.542
62	63	3.402
65	66	24.877
68	69	1.87

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment
48	49	2.278
51	52	12.607
54	55	2.191
57	58	1.557
60	61	4.689
63	64	22.255
66	67	29.82
69	70	4.441

**** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecţie Stereo 70 şi sunt rotunjite la 1 milimetru.**
***** Distanţa dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.**

Certific că prezentul extras corespunde cu poziţiile in vigoare din cartea funciară originală, păstrată de acest birou.
Prezentul extras de carte funciară este valabil la autentificarea de către notarul public a actelor juridice prin care se sting drepturile reale precum şi pentru dezbaterea succesiunilor, iar informaţiile prezentate sunt susceptibile de orice modificare, in conditiile legii.
S-a achitat tariful de 0 RON, -, pentru serviciul de publicitate imobiliară cu codul nr. 231.

Data soluţionării,
16-05-2022
Data eliberării,
__/__/____

Asistent Registrator,
ANTONETA MARC
_____
(parafa şi semnătura)

Referent,
_____
(parafa şi semnătura)

Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară ARAD
Biroul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară Arad

Nr. cerere	59780
Ziua	13
Luna	05
Anul	2022

Cod verificare
100115704409

EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ
PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 307809 Arad

Semnat : cu semnatura electronica extinsa, cf. L 455/2001 si eIDAS

A. Partea I. Descrierea imobilului

Nr. CF vechi:67661
Nr. topografic:5334/5, 5333/3, 5331/1/2, 5331/2/2, 5331/3/1, 5332, 5331/5/2, 5331/4/1

TEREN Intravilan
Adresa: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafaţa* (mp)	Observaţii / Referinţe
A1	307809	9.522	Teren imprejmuit;

Construcţii

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observaţii / Referinţe
A1.1	307809-C1	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:604 mp; S. construita desfasurata:604 mp; Linie CFU
A1.2	307809-C2	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:536 mp; S. construita desfasurata:536 mp; Linie CFU
A1.3	307809-C3	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:283 mp; S. construita desfasurata:283 mp; Conducta supraterana
A1.4	307809-C4	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:76 mp; S. construita desfasurata:76 mp; Conducta supraterana
A1.5	307809-C5	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:17 mp; S. construita desfasurata:17 mp; Sperator pacura
A1.6	307809-C6	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:10 mp; S. construita desfasurata:10 mp; Rezervor condens pacura
A1.7	307809-C7	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:1172 mp; S. construita desfasurata:1172 mp; Rezervor pacura 3150MC ,an edificare 1979
A1.8	307809-C8	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:261 mp; S. construita desfasurata:261 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.9	307809-C9	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:255 mp; S. construita desfasurata:255 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.10	307809-C10	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:720 mp; S. construita desfasurata:720 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.12	307809-C12	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:111 mp; S. construita desfasurata:111 mp; Bazin(Rezervor apa incendiu) subteran, an edificare 1979
A1.13	307809-C13	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:453 mp; S. construita desfasurata:453 mp; Drum acces-CET PE HIDROCARBURI N-E
A1.14	307809-C14	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:221 mp; S. construita desfasurata:1 mp; Rampa descarcare
A1.15	307809-C15	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:43 mp; S. construita desfasurata:43 mp; Casa pompe gospodarie pacura, regim inaltime P, an edificare 1957
A1.16	307809-C16	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:202 mp; S. construita desfasurata:202 mp; Cladire statie pompe pacura, regim inaltime P ,an edificare 1979

B. Partea II. Proprietari şi acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate şi alte drepturi reale		Referinţe
14469 / 01/09/2004		
Lege nr. 834/1991;		
B1	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de atestare-, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.1 / B.4,B.8
	1) **S.C. CET HIDROCARBURI S.A.**	
	OBSERVATII: (provenita din conversia CF 67661).-	

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate şi alte drepturi reale		Referinţe
136678 / 02/09/2021		
Act Notarial nr. 2160, din 14/09/2021 emis de BNP MEMET DIANA ELENA; Act Administrativ nr. 65538, din 26/08/2021 emis de MUNICIPIUL ARAD;		
B7	Intabulare, drept de PROPRIETATE , in rangul incheierii nr. 14469/2004, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16
	1) **S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A.**, CIF:26176052	
59780 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B8	Intabulare, drept de PROPRIETATE cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1	A1
	1) **MUNICIPIUL ARAD**, CIF:3519925, domeniu public	

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanţie şi sarcini	Referinţe
NU SUNT	

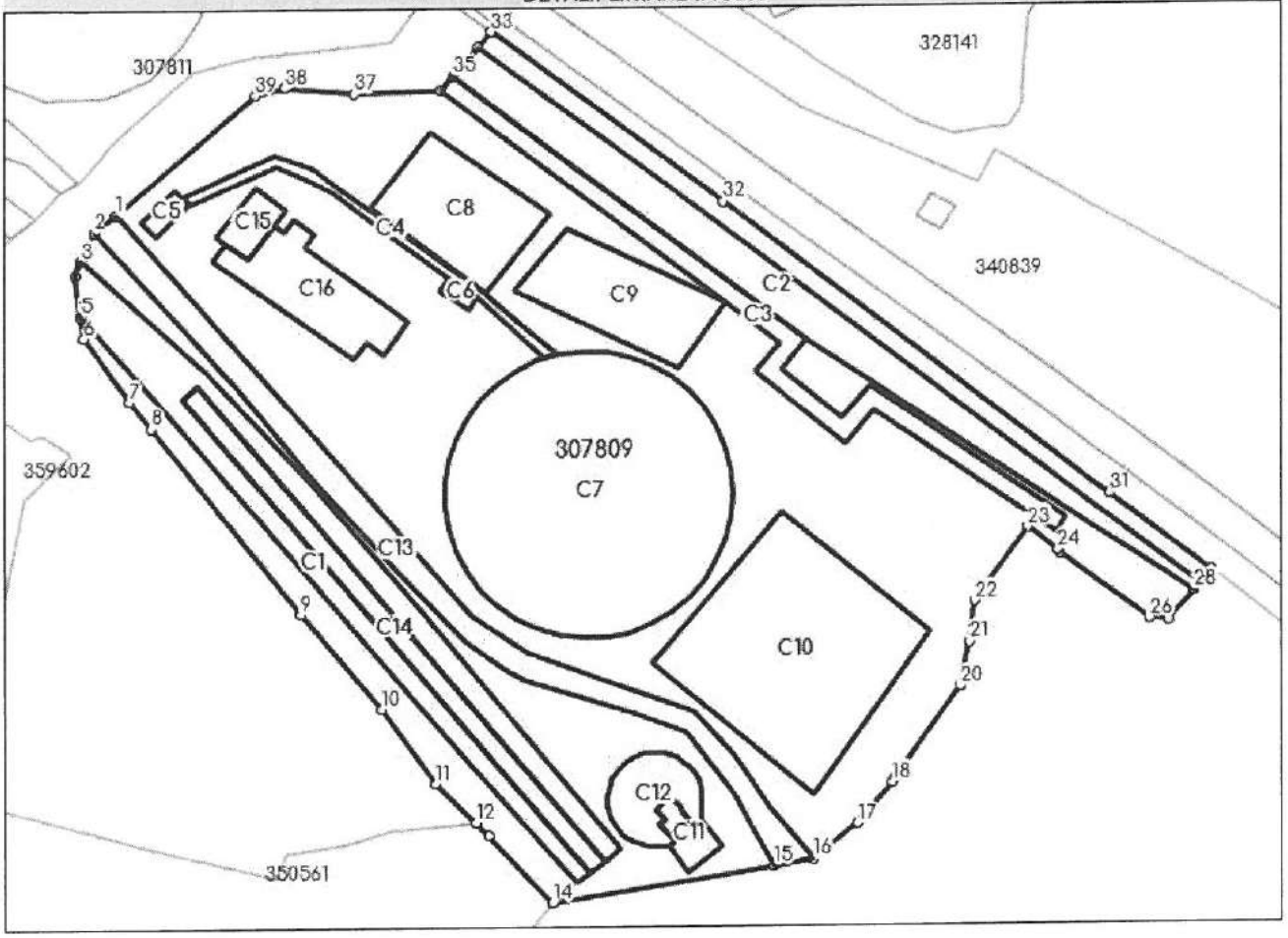
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafaţa (mp)*	Observaţii / Referinţe
307809	9.522	

* Suprafaţa este determinată in planul de proiecţie Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosinţă	Intra vilan	Suprafaţa (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observaţii / Referinţe
1	curti constructii	DA	9.522	-	-	5334/5	

Date referitoare la construcţii

Crt	Număr	Destinaţie construcţie	Supraf. (mp)	Situaţie juridică	Observaţii / Referinţe
A1.1	307809-C1	constructii industriale si edilitare	604	Cu acte	S. construita la sol:604 mp; S. construita desfasurata:604 mp; Linie CFU
A1.2	307809-C2	constructii industriale si edilitare	536	Cu acte	S. construita la sol:536 mp; S. construita desfasurata:536 mp; Linie CFU
A1.3	307809-C3	constructii industriale si edilitare	283	Cu acte	S. construita la sol:283 mp; S. construita desfasurata:283 mp; Conducta supraterana
A1.4	307809-C4	constructii industriale si edilitare	76	Cu acte	S. construita la sol:76 mp; S. construita desfasurata:76 mp; Conducta supraterana
A1.5	307809-C5	constructii industriale si edilitare	17	Cu acte	S. construita la sol:17 mp; S. construita desfasurata:17 mp; Sperator pacura
A1.6	307809-C6	constructii industriale si edilitare	10	Cu acte	S. construita la sol:10 mp; S. construita desfasurata:10 mp; Rezervor condens pacura

Crt	Număr	Destinaţie construcţie	Supraf. (mp)	Situaţie juridică	Observaţii / Referinţe
A1.7	307809-C7	constructii industriale si edilitare	1.172	Cu acte	S. construita la sol:1172 mp; S. construita desfasurata:1172 mp; Rezervor pacura 3150MC ,an edificare 1979
A1.8	307809-C8	constructii industriale si edilitare	261	Cu acte	S. construita la sol:261 mp; S. construita desfasurata:261 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.9	307809-C9	constructii industriale si edilitare	255	Cu acte	S. construita la sol:255 mp; S. construita desfasurata:255 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.10	307809-C10	constructii industriale si edilitare	720	Cu acte	S. construita la sol:720 mp; S. construita desfasurata:720 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.11	307809-C11	constructii industriale si edilitare	41	Fara acte	S. construita la sol:41 mp; S. construita desfasurata:41 mp; Cladire statie pompe incendiu,an edificare 1979
A1.12	307809-C12	constructii industriale si edilitare	111	Cu acte	S. construita la sol:111 mp; S. construita desfasurata:111 mp; Bazin(Rezervor apa incendiu) subteran, an edificare 1979
A1.13	307809-C13	constructii industriale si edilitare	453	Cu acte	S. construita la sol:453 mp; S. construita desfasurata:453 mp; Drum acces-CET PE HIDROCARBURI N-E
A1.14	307809-C14	constructii industriale si edilitare	Din acte: 211 Masurata: 221	Cu acte	S. construita la sol:221 mp; S. construita desfasurata:1 mp; Rampa descarcare
A1.15	307809-C15	constructii industriale si edilitare	43	Cu acte	S. construita la sol:43 mp; S. construita desfasurata:43 mp; Casa pompe gospodarie pacura, regim inaltime P, an edificare 1957
A1.16	307809-C16	constructii industriale si edilitare	202	Cu acte	S. construita la sol:202 mp; S. construita desfasurata:202 mp; Cladire statie pompe pacura, regim inaltime P ,an edificare 1979

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obţinute din proiecţie în plan.

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment ** (m)
1	2	3.743
3	4	2.105
5	6	3.052
7	8	4.663
9	10	16.925
11	12	7.627
13	14	12.522
15	16	5.378
17	18	7.266
19	20	15.133
21	22	5.564
23	24	5.118
25	26	14.953
27	28	5.17
29	30	2.269
31	32	65.787
33	34	2.705
35	36	2.505
37	38	9.424
39	1	24.628

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment ** (m)
2	3	4.228
4	5	5.613
6	7	10.487
8	9	32.165
10	11	12.505
12	13	2.499
14	15	30.08
16	17	7.587
18	19	0.7
20	21	6.127
22	23	12.241
24	25	0.513
26	27	2.561
28	29	1.376
30	31	17.012
32	33	38.817
34	35	5.2
36	37	11.791
38	39	4.082

**** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecţie Stereo 70 şi sunt rotunjite la 1 milimetru.**

***** Distanţa dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.**

Certific că prezentul extras corespunde cu poziţiile in vigoare din cartea funciară originală, păstrată de acest birou.
Prezentul extras de carte funciară este valabil la autentificarea de către notarul public a actelor juridice prin care se sting drepturile reale precum şi pentru dezbaterea succesiunilor, iar informaţiile prezentate sunt susceptibile de orice modificare, in conditiile legii.
S-a achitat tariful de 0 RON, -, pentru serviciul de publicitate imobiliară cu codul nr. 231.

Data soluţionării, 16-05-2022 Data eliberării, __/__/____	Asistent Registrator, RADU MARC *(parafa şi semnătura)*	Referent, *(parafa şi semnătura)*

Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară ARAD
Biroul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară Arad

Nr. cerere	59779
Ziua	13
Luna	05
Anul	2022

Cod verificare
100115704105

EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ
PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 359603 Arad

Semnat : cu semnatura electronica extinsa, cf. L 455/2001 si eIDAS

A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafaţa* (mp)	Observaţii / Referinţe
A1	359603	1.700	PARTIAL IMPREJMUIT

Construcţii

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observaţii / Referinţe
A1.1	359603-C1	Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:107 mp; Depozit,regim inaltime P, an edificare 1982
A1.2	359603-C2	Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:20 mp; S. construita desfasurata:20 mp; Cladire atelier forja ,edificata in anul 1938

B. Partea II. Proprietari şi acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate şi alte drepturi reale		Referinţe
163334 / 03/11/2021		
Act Notarial nr. 2180, din 03/11/2021 emis de Campan Mihai;		
B1	Se infiinteaza cartea funciara 359603 a imobilului cu numarul cadastral 359603 / UAT Arad, rezultat din dezmembrarea imobilului cu numarul cadastral 307712 inscris in cartea funciara 307712;	A1
Certificat Atestare nr. a dreptului de proprietate asupra terenurilor seria AR nr. 0085 emis de Ministerul Agriculturii si Alimentatiei in baza H.G. 834/1991;		
B2	Intabulare, drept de PROPRIETATE atestare, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.1, A1.2 / B.5
	1) **S.C. C.E.T. HIDROCARBURI SA ARAD**	
	OBSERVATII: pozitie transcrisa din CF 307712/Arad, inscrisa prin incheierea nr. 9782 din 08/06/2004; (provenita din conversia CF 64148)	
59779 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B5	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1	A1
	1) **MUNICIPIUL ARAD**, CIF:3519925, DOMENIU PUBLIC	

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanţie şi sarcini	Referinţe
NU SUNT	

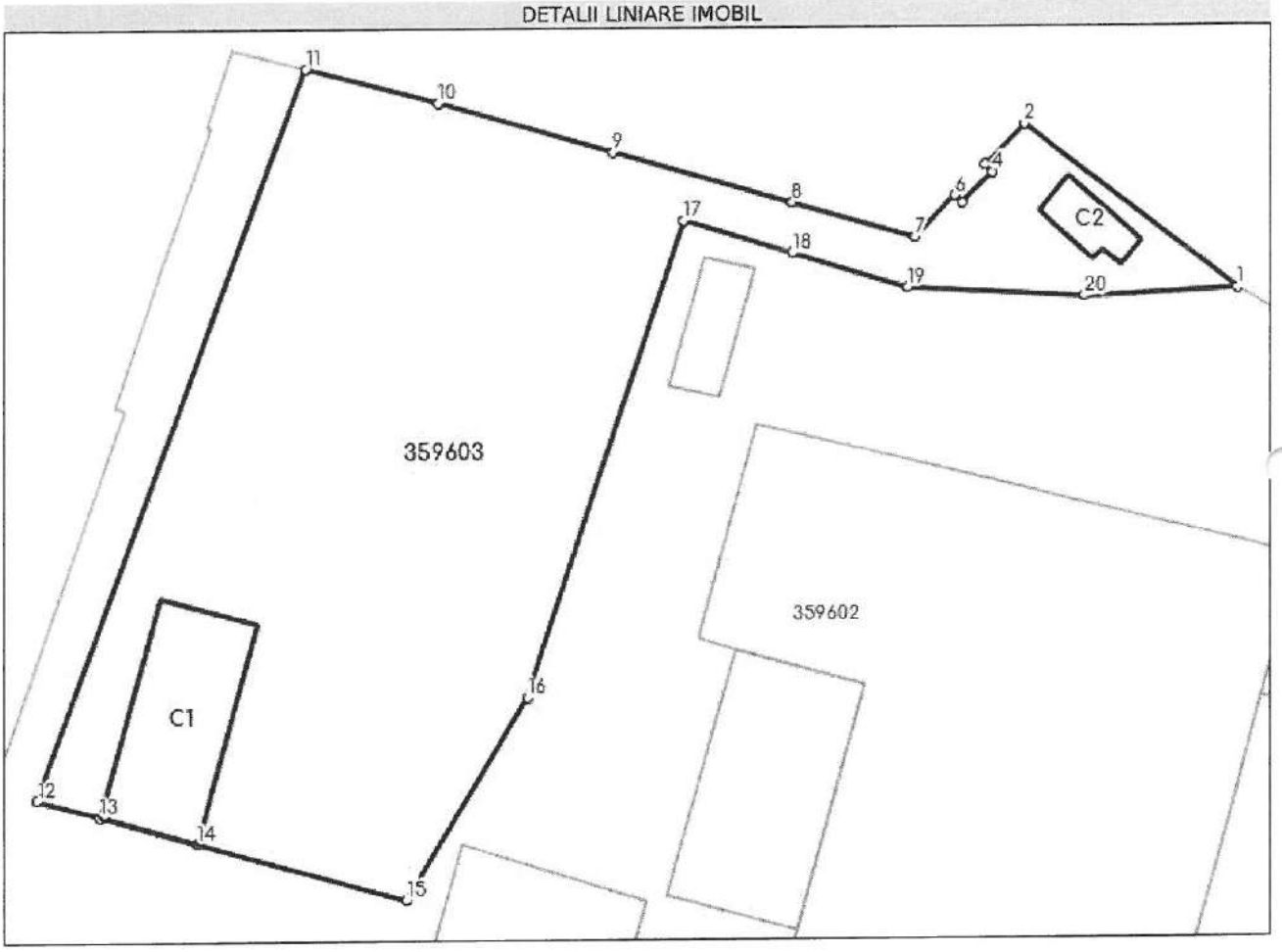
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafaţa (mp)*	Observaţii / Referinţe
359603	1.700	PARTIAL IMPREJMUIT

* Suprafaţa este determinată in planul de proiecţie Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosinţă	Intra vilan	Suprafaţa (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observaţii / Referinţe
1	curti constructii	DA	1.700	-	-	-	LOT 2

Date referitoare la construcţii

Crt	Număr	Destinaţie construcţie	Supraf. (mp)	Situaţie juridică	Observaţii / Referinţe
A1.1	359603-C1	constructii industriale si edilitare	107	Cu acte	S. construita la sol:107 mp; Depozit,regim inaltime P, an edificare 1982
A1.2	359603-C2	constructii industriale si edilitare	20	Cu acte	S. construita la sol:20 mp; S. construita desfasurata:20 mp; Cladire atelier forja , edificata in anul 1938

Lungime Segmente
1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obţinute din proiecţie în plan.

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment (↔ (m))
1	2	18.575

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment (** (m)
2	3	3.955
3	4	0.742
4	5	2.97
5	6	0.742
6	7	3.989
7	8	8.725
8	9	12.755
9	10	12.536
10	11	9.293
11	12	53.374
12	13	4.456
13	14	6.843
14	15	14.779
15	16	16.193
16	17	34.397
17	18	7.816
18	19	8.221
19	20	12.405
20	1	10.468

**** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecţie Stereo 70 şi sunt rotunjite la 1 milimetru.**
***** Distanţa dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.**

Certific că prezentul extras corespunde cu poziţiile in vigoare din cartea funciară originală, păstrată de acest birou.
Prezentul extras de carte funciară este valabil la autentificarea de către notarul public a actelor juridice prin care se sting drepturile reale precum şi pentru dezbaterea succesiunilor, iar informaţiile prezentate sunt susceptibile de orice modificare, in conditiile legii.
S-a achitat tariful de 0 RON, -, pentru serviciul de publicitate imobiliară cu codul nr. 231.

Data soluţionării,
16-05-2022
Data eliberării,
__/__/____

Asistent Registrator,
EMILIAN MORARIU
_____
(parafa şi semnătura)

Referent,
_____
(parafa şi semnătura)

Nr.181/OM/13.01.2023

Către,

S.C. CET HIDROCARBURI S.A. ARAD
Arad, B-dul I. Maniu Nr.65 - 71

- **Spre stiinta**: ABA Mures Targu Mures

- **Referitor la:** solicitarea privind emiterea unui aviz de principiu privind amplasamentul propus pentru investitia:

"Studiu de fezabilitate – sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta"

amplasament S.C. CET Hidrocarburi S.A. Arad, B-dul I. Maniu Nr.65 - 71
investitia se va realiza din fonduri P.N.R.R.
Consultant proiectant: S.C. Proarcor SRL Cluj-Napoca

Răspundem adresei dv. Nr.145/12.01.2023 înregistrată la SGA Arad cu nr. 181/12.01.2023, cu următoarele precizări:

Acte emise anterior
– Certificat de urbanism Nr.1213/14.07.2022 emis de primăria Arad ptr. unitatea cazane apa fierbinte
– Certificat de urbanism Nr.1214/14.07.2022 emis de primăria Arad ptr.ptr unit energie termica si electica prin cogenerare de inalta eficienta
– Aviz amplasament Nr. 15738/19.08.2022 emis de SC Compania de Apa Arad S.A.
– Autorizaţie de gospodărire a apelor Nr. 240/13.07.2021, emisă de A.B.A. Mures-Tg. Mures

Scopul investitiei consta in implementarea

I. ▪ a 4 (patru) cazane CAF de capacitati egale, ignitubate, complet echipate

II. ▪ instalatie de cogenerare de înaltă eficientă cu motoare pe gaz cu capacitatea electrică nominală de 31,2 MWe (obiect 1) – Ucog 1, inclusiv statia electrică aferentă
▪ centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrică nominală de 1,8 MWe (obiect 2) – Ucog. 2)

Adresa de corespondență
Str. Liviu Rebreanu Nr. 101, Cod poștal 310414, Arad
Centrala Tel.: 0257 / 280362; 281949
Dispecerat Tel.: 0257 / 280355; 0745 534 875;
Fax: +40 257 280812
Email: secretariat@sgaar.dam.rowater.ro;
dispecer.sgaar@sgaar.dam.rowater.ro

ADMINISTRAȚIA BAZINALĂ DE APĂ MUREȘ
SISTEMUL DE GOSPODĂRIRE A APELOR ARAD
VIZAT SPRE NESCHIMBARE

Cod Fiscal: RO23719936
Cod IBAN: RO32TREZ476502201X014909
Trezoreria Târgu Mureș

I Configuratie instalatie de producere a energiei termice

Noua instalatie se bazeaza pe utilizarea cazanelor CAF pe gaz natural, dotate cu instalatiile auxiliare necesareș cazanele CAF vor avea o capacitate individuala de minim 25 MWt, randament minim 95%.

Cazanele vor respecta conditiile de conformare a instalatiilor de ardere la limitele emisiilor poluante prin Legea 188/2018 (MCPD) si Legea 278/2013 (LCPD)

Vor fi dotate cu cos de fum individual, de inaltimeȘ 25 m.

Date echipament cazane CAF:

- cantitate: 4 ansamluri
- tehnologie: ignitubular
- capacit termica nominala: min. 25 MWt
- randament cazan+economizor: min. 95% la capacitatea nominala
- presiune lucru: 12 bar min.
- temperatura apa la iesire: maxim 103 °C
- temperatura apa la intrare: minim 50 °C
- nivel emisie NO_x: sub 100 mg/Nm^3
- nivel emisie CO: sub 100 mg/Nm^3
- automatizare si control: tablou de alimentare si control fabricant cazan
- alimentare cu energie electrica: 0,4 kV, 50 Hz
- alimentare cu combustibil gazos: gaz natural PCI min = 10 kWh/ Nm^3, CH_4 > 90%
- presiune alim. gaz natural: 1 bar (g)
- conditii de montaj: in cladire cazane

- Canalizare: apele uzate tehnologice (condens) vor fi evacuate la bazinul de neutralizare a statiei de tratare chimica a apei din incinta S.C. CET Hirocarburi S.A.

II Configuratie instalatie de producere a energiei termice si electrice - Ucog 1

Instalatia de congenerare de înaltă eficiență (CHP) propusă va asigura energia termică sub forma de apă fierbinte pentru utilizare în rețeua de termoficare SACET Arad simultan cu energia electrică pentru vânzare pe piața liberă.

Capacitatea instalatiei CHP a fost stabilita la minim 27 MWt caldura si minim 31,2 MWe putere electrica. Randamentul garantat in ansamblu va fi de min. 88%.

Capacitatea individuala a unei unitati CHP este de minnim 9 MWt caldura si minim 10,4MWe sarcina electrica.

Motoarele unitatilor CHP prevazute vor functiona cu gaz natural in prim etapa de exploatare, fiind pregatite pentru a functiona in viitor cu "hidrogen verde" in amestec cu gaz natural, atunci cand conditiile de piata vor deveni favorabile utilizarii.

Unitatil CHP vor respecta conditiile de conformare a instalatiilor de ardere la limitele emisiilor poluante prin Legea 188/2018 (MCPD) si Legea 278/2013 (LCPD), (Directiva MCPD, prin aplicarea in sens restrictiv a regulilor de agregare de agregare din cadrul acestor reglementari, devin aplicabileurmatoarele valori limita ale emisiilor poluante (VLE) la cos:

- NO_x: < 75 mg/Nm^3 la 15% O_2 in g.a. uscate
- CO: < 100 mg/Nm^3 pentru 15% O_2 in g.a. uscate

II Configuratie instalatie de producere a energiei termice si electrice - Ucog 2

Capacitatea utilă necesara a centralei pe biomasă a fost stabilită la min. 1,8 MWe si min. 5,0 MWt.

Randamentul minim garantat al instalatiei în ansamblu va fi de minim 75%.

Centrala pe biomasă (CB) propusă utilizează la baza biomasă lemnoasă cu umiditate 30 -50 %, sub formă de tocatură sau așchii.

Configuratia tehnică CB asigură:

- o productie de abur tehnologic utilizabil ptr.degazarea apei de termoficare/apei de adaos
- o productie de apa calda ptr. termoficare si ptr. preincalzirea apei de adaos
- o productie de energie electrica utilizabila ptr. compensarea consumului tehnologic intern a noii centrale

ADMINISTRAȚIA BAZINALĂ DE APĂ MUREȘ
SISTEMUL DE GOSPODĂRIRE A APELOR
VIZAT SPRE NESCHIMBARE

▪ Canalizare: apele uzate tehnologice (condens) vor fi evacuate la bazinul de neutralizare a statiei de tratare chimica a apei din incinta S.C. CET Hirocarburi S.A. prin intermediul unei conductecorespunzatoare cu montaj aerian sau subteran. Apele utaet conventional curate (ape de drenaj) vor fi evacuate in canalul Muresel prin intermediul unei conducte subterane dimensionate corespunzator.

- ***In principiu suntem de acord cu realizarea acestei investitii cu respectarea obligatiei.***

Obligatie:

Inainte de implementarea acestei investiții se va înainta și se va obține avizul de gospodărire a apelor in baza unei documentatii intocmită conform- Ordinului M.A.P. nr. 828/ 2019 privind aprobarea Procedurii şi competenţelor de emitere, modificare, retragere şi suspendare temporară a avizelor de gospodărire a apelor, precum şi a Normativului de conţinut al documentaţiei tehnice ce urmeaza a fi supusa avizării

Prezenta constitue consultanță tehnică; se tarifează conform HG Nr.238/2010, anexa 3, pct.15.2.

p. DIRECTOR,
ing. Marcel Ostafe

ADMINISTRAȚIA BAZINALĂ DE APĂ MUREȘ
SISTEMUL DE GOSPODĂRIRE A APELOR ARAD

INGINER ŞEF,
ing. Marcel Ostafe

ÎNTOCMIT,
ing. Ilie **Don**

MINISTERUL AGRICULTURII ŞI DEZVOLTĂRII RURALE
AGENŢIA NAŢIONALĂ DE ÎMBUNĂTĂŢIRI FUNCIARE
Filiala teritoriala de I.F. Arad
Str.Toth Sandor nr. 6-D Tel:0257/280955
Codul 310132 Fax:0257/281915
CIF RO 29275212 E-mail: arad@anif.ro

Nr. 1486 / 22.08.2022

Catre: CET HIDROCARBURI S.A.
Adresa: Bd Iuliu Maniu, nr. 65-71, mun. Arad, judeţul Arad
Ref: aviz de principiu pentru studiu de fezabilitate

Urmare a adresei d-voastră nr.3068 din 18.08.2022 depusă la ANIF Filiala Teritorială de I.F. Arad cu nr.141 din 18.08.2022, prin care ne solicitaţi avizul de principiu, pentru investiţia „Studiu de fezabilitate: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta"-faza SF, conform Certificatului de Urbanism nr.1214 din 14.07.2022 emis de Primaria Municipiului Arad, şi a verificării în teren a documentaţiei tehnice pentru identificarea amplasamentului faţă de lucrările de imbunătăţiri funciare, vă comunicăm că în principiu suntem de acord cu această investiţie cu condiţia ca la emiterea avizului tehnic ANIF în vederea obţinerii autorizaţiei de construire sa reveniti cu o nouă documentaţie.

Aceasta va cuprinde toate detaliile de execuţie unde se vor respecta prevederile legale cu privire la zonele de protecţie pentru lucrările de îmbunătăţiri funciare, în conformitate cu Legea îmbunătăţirilor funciare nr 138/2004 cu completările şi modificările ulterioare şi cu Ordinul nr 227/31.03.2006.

De asemenea vă rugăm sa ne prezentati planuri de situaţie cadastrale cu încadrare în zona sc.1:10000 sau 1:20000 pentru a identifica şi reprezenta canalele de desecare (cu elementele hidraulice de care veţi ţine cont), canale aflate în administrarea ANIF-Filiala Teritorială de I.F. Arad.

Prezentul aviz de principiu nu ţine loc de aviz/acord tehnic.

Director
Vlaicu Traian Hergane Ior

AGENŢIA NAŢIONALĂ DE ÎMBUNĂTĂŢIRI FUNCIARE FILIALA TERITORIALĂ ARAD CIF:29491801

COMPANIA DE APĂ ARAD S.A.
Strada Sabin Drăgoi 2-4 Arad, Județul Arad România, cod poștal 310178
CIF/CUI: RO 1683483, ORC: J02/110/21.02.1991
Capital vărsat și subscris: 9.659.000 Lei
IBAN: RO72 RNCB 0015 0061 5684 0001 - BCR

tel: +40 257 270 849
+40 257 270 843
fax: +40 257 270 981
apacanal@caarad.ro
www.caarad.ro
program între 8:00 - 16:00

formular C.A.A., anexă la Fișa tehnică definitivată

Nr. 15738, din 19.08.2022

ANEXA (*3, *5)

la **FIȘA TEHNICĂ:** AVIZ pentru AMPLASAMENT

1.1 **Denumire obiectiv:** Sursă de producție energie termică și electrică prin cogenerare de înalta eficiență

2.1 **Amplasament obiectiv:** loc. Arad, str. Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71

3.1 **Beneficiar:** Municipiul Arad prin SC CET HIDROCARBURI SA

***Adresa*:** loc. Arad, str. Bulevardul Revoluției, nr. 75

4.1 **Proiect nr.:**

Elaborator: SC PROARCOR SRL

5.1 **Certificat de Urbanism nr.:** 1214/14.07.2022

Emis de: Primăria Arad

CONDIȚII:

1. În cazul în care, cu ocazia săpăturilor, executantul găsește rețele subterane neidentificate, beneficiarul și executantul vor anunta SC Compania de Apă Arad SA oprind imediat toate lucrările în curs, pâna la stabilirea condițiilor de coexistență cu noul obiectiv.
1. Construcția poate fi realizată fără a fi afectate funcționalitatea și accesul neîngrădit la instalațiile și construcțiile auxiliare specifice utilităților de apă și canalizare;
2. Pozițiile în plan ale gospodăriilor subterane de apă și canalizare existente vor fi materializate pe teren de reprezentanții autorizați ai Companiei Apă Arad -Departament Mentenanță, convocați pe șantier de beneficiar înainte de începerea lucrărilor;
3. În zonele de incidență și de vecinătate cu utilitățile de apă și canalizare, vor fi respectate prescripțiile tehnice privitoare la protecția rețelelor edilitare îngropate.
4. Compania Apă Arad nu este răspunzătoare pentru daunele produse de eventualele avarii sau intervenții la utilitățile din zonă pe care le deține. Defecțiunile produse utilităților din vina beneficiarului se remediază pe cheltuiala acestuia.
5. Intervențiile de orice fel la rețelele și instalațiile de apă și canalizare sunt permise doar personalului autorizat al C.A.A.!
6. *Prezentul aviz nu ține loc de aviz de branșare – racordare la utilitățile publice apă canal.*
7. Termen de valabilitate aviz, 12 luni de la data emiterii acestuia

Rămâne în sarcina titularului de Fișă tehnică de a transmite tuturor celor interesați, spre știință, prezentul document.

PREȘEDINTE C.T.E
Director general
ing. Borha Gheorghe-Vasile

COMPANIA DE APĂ ARAD
C.I.F.: RO 1683483
ARAD

Secretar C.T.E.
ing. Goia Marcel

COMPANIA DE APĂ ARAD S.A.
Strada Sabin Drăgoi 2-4 Arad, județul Arad România, cod poștal 310178
CIF/CUI: RO 1683483, ORC: J02/110/21.02.1991
Capital vărsat și subscris: 9.659.000 Lei
IBAN: RO72 RNCB 0015 0061 5684 0001 - BCR
ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001
tel: +40 257 270 849
+40 257 270 843
fax: +40 257 270 981
apacanal@caarad.ro
www.caarad.ro
program între 8:00 - 16:00

5023333/18 08 2022

15738/18082022

CERERE
în vederea emiterii
AVIZULUI PENTRU AMPLASAMENT
faza D.T.A.C.

1. DATE DE IDENTIFICARE A OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII (Obiectiv, Beneficiar, Proiect și Proiectant):

1.1. Denumire obiectiv(*1) **Studiu de fezabilitate - „ Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înalta eficiență" la SC CET Hidrocarburi SAArad.**

1.2. Amplasament obiectiv(*1) **jud.Arad, municipiul Arad , Calea Iuliu Maniu nr.65-71** .....

1.3. Beneficiar(*1) **MUNICIPIUL ARAD PRIN SC CET HIDROCARBURI SA** .....

*Adresa(*4)* **jud.Arad, municipiul Arad, B-dul Revolutiei, nr.75** *Tel.*....**0257/281850**.....

*Identitate pers. fizică(*4): B.I./C.I. seria .....nr. .....CNP .....*

*Identitate agent ec (*4): C.F./C.U.I.*..**RO26176052**.... *cont..* **RO56INGB0016000037468911** .....

banca **ING BANK** .....

1.4. Proiect nr.(*1) .....**SF**..... Elaborator(*1) ...**SC PROARCOR SRL**.....

1.5. Certificat de Urbanism nr. (*1)**1214/14.07.2022**...Emis de..**PRIMARIA MUNICIPIULUI ARAD** .....

2. CARACTERISTICILE TEHNICE SPECIFICE ALE INVESTITIEI(*1)

2.1. AMPLASAMENT(*1}:

.. **jud.Arad, municipiul Arad, Calea Iuliu Maniu nr.65-71** .....

.....

2.2.a. BRANȘAMENT DE APĂ / RACORD DE CANAL(*1):

.....-.....

2.2.b. ASIGURARE UTILITĂȚI DE APĂ-CANAL LA OBIECTIV(*1): [ ] sistem public / [ ] sistem individual / privat

2.2.b.1. Branșament de apă(*1):

..... -.....

2.2.b.2. Racord de canalizare(*1):

..... -.....

2.3. CARACTERISTICILE TEHNICE CARE TREBUIE ASIGURATE PRIN PROIECT(*1)

..... -.....

.....

3. MODUL DE ÎNDEPLINIRE A CERINȚELOR AVIZATORULUI(*1}:

..... -.....

.....

4. MODUL DE ÎNDEPLINIRE A CONDIȚIILOR ȘI RESTRICȚIILOR IMPUSE(*1):

..... -.....

.....

ÎNTOCMIT(*2)

.....**SC CET HIDROCARBURI SA , Director ing. Ciulean Victor** ...

5. Văzând specificările prezentate în FIȘA TEHNICĂ și în dosarul anexă privind modul de îndeplinire a cerințelor de avizare, precum și documentația depusă pentru autorizare, se acordă:

AVIZ FAVORABIL

în vederea emiterii Autorizatiei de Construire, [ ] fără condiții / [X] cu următoarele condiții (*3*5):

cf. anexă

.....

.....

*) **C.A. ARAD, Director general,**
ing. Borlea Gheorghe Vasil

COMPANIA DE APĂ ARAD
C.I.F. RO 1683483
ARAD

Precizări privind **COMPLETAREA FORMULARULUI FIŞA TEHNICĂ – C.A. ARAD** în vede
AVIZULUI PENTRU AMPLASAMENT ŞI / SAU BRANŞAMENT / RACORD
pentru ALIMENTARE CU APĂ POTABILĂ / INDUSTRIALĂ ŞI/SAU CANALIZARE MENAJERĂ

I. DATE GENERALE(*)

1. Baza legală

L. 213/17.11.1998-actualizată, privind proprietatea publică şi regimul juridic al acesteia
L. 51/8.03.2006 (R) 5.03.2013, a serviciilor comunitare de utilităţi publice
L. 241/22.06.2006 (R) 7.09.2015 a serviciului de alimentare cu apă şi canalizare
L. 199/25.05.2004 pentru modificarea şi completarea Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de consti
OTU 13/26.02.2008 pentru aprobarea Regulamentului-cadru de organizare şi funcţionare a serviciilor publice de apă-can

2. Conţinutul documentaţiei tehnice anexă la Fişa tehnică:

	utilităţi apă-canal		alte lucrări exterioare		
	reţele	branşare	utilităţi	civile	industrie
a). **Certificatul de Urbanism** (copie), ... Nr. din	X	X	X	X	X
b). **Aviz CAA – asigurare servicii** (copie) Nr. din		X			X
c). **Aviz CAA – soluţie tehnică** (copie) .... Nr. . din	X				
d). Memoriu general, importanţa, perioada de execuţie planificată	X		X	X	X
e). Memorii specialitate apă, canal, exigenţe minime de calitate	X	X			X
f). Plan de încadrare în teritoriu (anexa la CU)	X		X	X	X
g). Plan(planuri) topografic(e) sc. 1:500 -:- 1:1000	X	X	X		X
h). Planuri reţele, lucrări subterane (după caz), sc. 1:200 -:- 1:1000	X				X
g). Planşe caracteristice obiecte tehnologice apă-canal (după caz)	X	X			
h). Scheme tehnologice, scheme de montaj, profile caracteristice					
j).					
k).					

Avizele de specialitate C.A. Arad necesare în dosarul tehnic se solicită şi se obţin de proiectant direct de la operator.
Dosarul tehnic va fi depus în 2 exemplare pentru fiecare utilitate publică ce face obiectul Fişei (**APĂ**, respectiv **CANAL**)

3. Durata de emitere a avizului: _____(30 zile calendaristice de la data depunerii documentaţiei complete)

II. CONDITII SI RESTRICTII SPECIFICE INVESTITIEI IMPUSE DE AVIZATOR(*):

2.1. AMPLASAMENT:

Pe traseul şi în zona de protecţie sanitară a reţelelor, instalaţiilor şi construcţiilor specifice aparţinând sistemelor publice de apă-canal este interzisă amplasarea de construcţii provizorii sau definitive (HG 930/05, OTU 13/08, Ord. MS 536/97).

2.2. BRANSAMENTE DE APĂ / RACORDURI DE CANALIZARE:

Pentru branşarea/racordarea la utilităţile publice de apă-canal se întocmesc proiecte de specialitate, la solicitarea utilizatorului de apă, ori a operatorului de servicii de apă-canal, dacă sunt îndeplinite condiţiile tehnice de funcţionare ale sistemelor publice existente şi **se avizează separat, pentru fiecare obiectiv/imobil în parte.**

2.3.CARACTERISTICILE TEHNICE CARE TREBUIE ASIGURATE PRIN PROIECT

Condiţiile generale de branşare/racordare, parametrii hidraulici (debite, presiuni) şi condiţiile de calitate în punctul de delimitare a instalaţiilor publice/private **se stabilesc prin Avizele de principiu C.A. Arad pentru furnizarea serviciilor de alimentare cu apă şi canalizare**, solicitate şi obţinute de proiectatnt în baza unei documentaţii de specialitate.

Soluţiile tehnico-economice pentru utilităţile noi de apă-canal şi racordarea lor la sistemele publice existente se avizează de C.A. Arad la fazele de proiectare SF şi PT

III. INDICAŢII PRIVIND TAXA DE AVIZARE(*):

a) Temei: Hot.Cons.Adm. C.A. Arad nr./din _____
b) Valoarea taxei de avizare a Fişei tehnice C.A. Arad este de *) _____lei.
c) Banca: **Trezoreria Arad cont RO85TREZ021 5069XXX008141; B.C.R. Arad cont RO93 RNCB1200 000000280001**

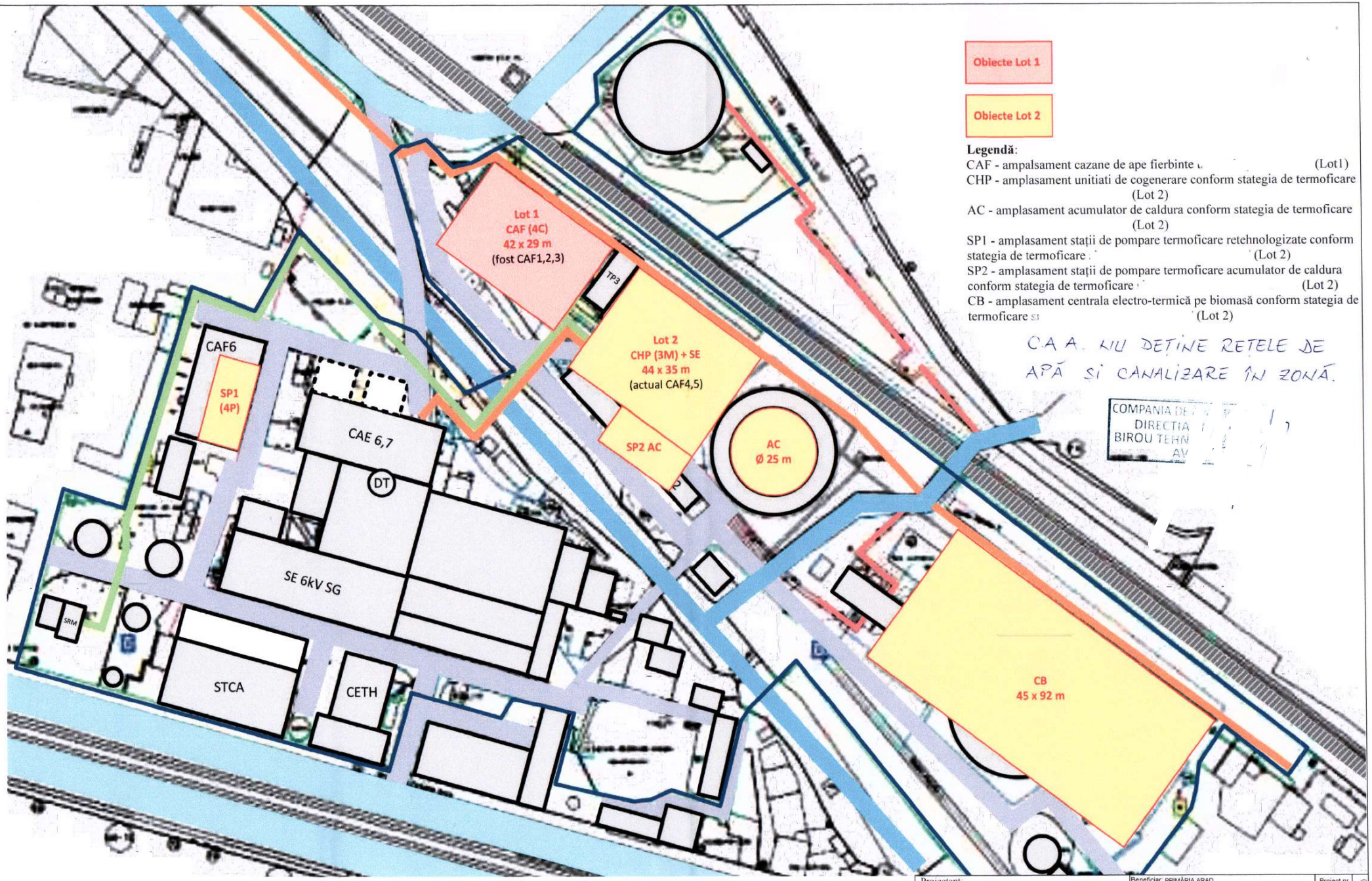
Taxa pentru avize de specialitate nu este inclusă în taxa de avizare a Fişei tehnice şi se va încasa de C.A. Arad, separat.

IV. ALTE DATE FURNIZATE DE AVIZATOR(*):

- trasare (*informativă*) gospodării edilitare de apă-canal existente, pe planuri topografice prezentate de proiectant, restituite.

şi conform anexei C.A. Arad (*3*5) la prezenta Fişă Tehnică.

NOTA:
Rubricile numerotate ale formularului de Fişă tehnică se completează după cum urmează:
(*1) De către proiectant - cu datele rezultate din documentatie conform cerinţelor avizatorului.
(*2) De către proiectant - cu numele, prenumele şi titlul profesional al acestuia (cu drept de semnatură, abilitat/autorizat în domeniu, potrivit legii).
(*3) De către avizator, ca urmare a analizei documentaţiei şi a FIŞEI TEHNICE depuse.
(*) Rubricile marcate cu asterisc se completează de avizator la faza C.U. în funcţie de caracteristicile lucrărilor şi de condiţiile de amplasament.
(*4) De către titular/beneficiar – cu datele solicitate de avizator pentru completarea facturii fiscale..
(*5) Date ori cerinţe specifice lucrării, formulate de C.A. Arad la C.U., la fază SF, PT+CS, ori în procesul de analiză a dosarului tehnic în anexa la Fişă.



Proiectant: PROARCOR CONSULTING Str. Fabricii Nr.2-7? Cluj Napoca 400620				Beneficiar: PRIMĂRIA ARAD Proiect: Implementare proiect la sursă CETH Arad : Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficiență	Proiect nr. MA-P2-SACET -SF2-2022 A2 (594x420)
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: %	Titlu plansa: Plan general de situație	Faza: AVIZE
Verificat	ing. A. Tamasiu				
Proiectat:	ing. Botond Biro		Data 2022		Plansa nr: P01
Desenat:	ing. Botond Biro				

Societatea Comercială PROARCOR S.R.L. C.U.I. 26510293 Cluj-Napoca

Delgaz Grid SA, Independenței 26-28,300207, Timișoara

CENTRALA ELECTRICA DE TERMOFICARE

Delgaz Grid SA

Departament Acces la Rețea Gaz
Timișoara
Independenței 26-28
300207 Timișoara
www.delgaz.ro

Marius Bobic-Dragota

T +40-745-399-425
marius.bobic-dragota@delgaz-grid.ro

Abreviere: EATM

AVIZ DE PRINCIPIU

213855414, 8/22/2022
Stimate domnule/doamnă CENTRALA ELECTRICA DE TERMOFICARE,

Urmare a solicitării dumneavoastră, vă comunicăm **avizul de principiu**, necesar întocmirii documentaţiei pentru faza SF - SURSA DE PRODUCERE ENERGIE TERMICA SI ELECTRICA PRIN COGENERARE DE INALTA EFICIENTA " LA SC CET HIDROCARBURI SA ARAD", din localitatea ARAD, strada Maniu Iuliu,65-71 judeţ AR

1. Prezentul aviz **nu autorizează** executarea construcţiilor amplasate în vecinătatea obiectivelor/sistemelor.

2. În zona supusă analizei există obiective ale sistemului de distribuţie a gazelor naturale, marcate orientativ pe planul de situaţie anexat.

3. Prezentul aviz este valabil 12 luni.

Cu respect,
Rădescu Ileana
Coordonator Echipa Acces Rețea Gaz Timișoara

Marius Bobic-Dragota
Manager Racordare

DELGAZ GRID SA

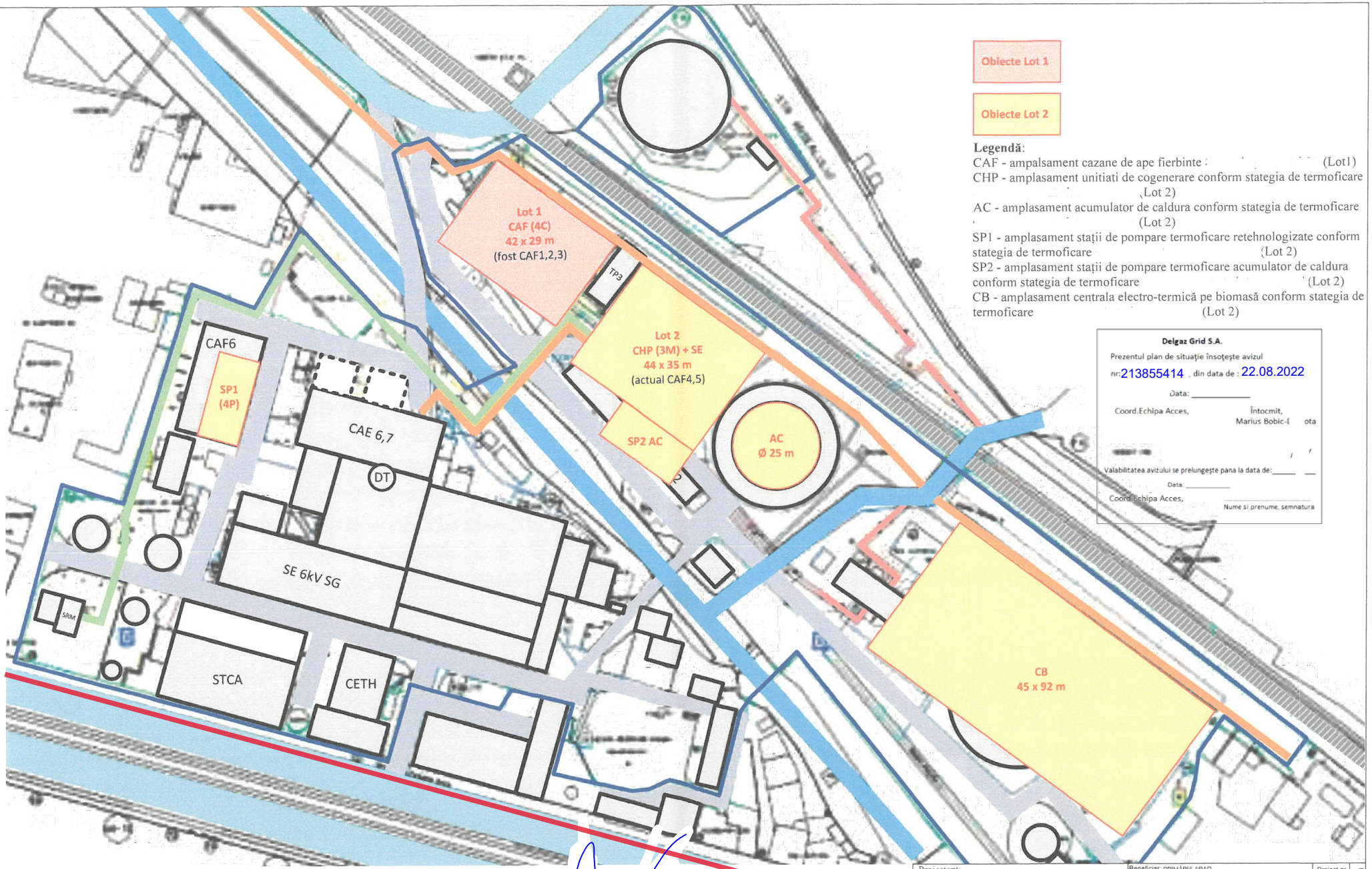
Președintele Consiliului de Administrație
Manfred Paasch

Directori Generali

Ferenc Csulak (Director General)
Mihaela Loredana Cazacu (Adj.)
Anca Liana Evoiu (Adj.)
Petre Stoian (Adj.)

Sediul Central: Târgu Mureş
CUI: 10976687
Atribut fiscal: RO
J26/326/08.06.2000

Banca BRD Târgu Mureş
IBAN:
RO11BRDE270SV27540412700
Capital Social Subscris şi Vărsat:
773.257.777,5 RON


Obiecte Lot 1
Obiecte Lot 2
Legendă:
CAF - ampalsament cazane de ape fierbinte : (Lot1)
CHP - amplasament unitiati de cogenerare conform stategia de termoficare (Lot 2)
AC - amplasament acumulator de caldura conform stategia de termoficare (Lot 2)
SP1 - amplasament stații de pompare termoficare retehnologizate conform stategia de termoficare (Lot 2)
SP2 - amplasament stații de pompare termoficare acumulator de caldura conform stategia de termoficare (Lot 2)
CB - amplasament centrala electro-termică pe biomasă conform stategia de termoficare (Lot 2)
Lot 1
CAF (4C)
42 x 29 m
(fost CAF1,2,3)
TP3
Lot 2
CHP (3M) + SE
44 x 35 m
(actual CAF4,5)
SP2 AC
AC
Ø 25 m
CAF6
SP1
(4P)
CAE 6,7
DT
SE 6kV SG
SRM
STCA
CETH
CB
45 x 92 m
Delgaz Grid S.A.
Prezentul plan de situație însoțește avizul
nr:213855414 , din data de : 22.08.2022
Data:
Coord.Echipa Acces,
Întocmit,
Marius Bobic-[ota
Valabilitatea avizului se prelungește pana la data de:
Data:
Coord.Echipa Acces,
Nume si prenume, semnatura
retea gaz
Proiectant:
PROARCOR CONSULTING
Str. Fabricii Nr.2-77
Cluj Napoca 400620
Societatea Comercială PROARCOR S.R.L. C.U.I. 26510293 Cluj-Napoca
Beneficiar: PRIMĂRIA ARAD
Proiect: Implementare proiect la sursă CETH Arad : Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficiență
Proiect nr. MA-P2-SACET -SF2-2022
A2 (594x420)
Specificatie | Nume | Semnatura | Scara: %
Verificat | ing. A. Tamasiu
Proiectat: | ing. Botond Biro
Desenat: | ing. Botond Biro
Data 2022
Titlu plansa: Plan general de situație
Faza: AVIZE
Plansa nr: P01

E-DISTRIBUTIE BANAT S.A.
Strada Pestalozzi Iohan Heinrich, nr. **3-5**, **TIMISOARA**, **TIMIS**
Telefon/fax: **0256929** / **0372876276**

Nr. **11323328** din **24/08/2022**

Catre

CET HIDROCARBURI SA, domiciliul/sediul in judetul **ARAD**, municipiul/ orasul/ sectorul/ comuna/ satul **ARAD**, **Bulevardul Iuliu Maniu**, nr. **65-71**, bl. - , sc. - , et. - , ap. - .

Referitor la cererea de aviz de amplasament inregistrata cu nr. **11323328** / **17/08/2022**, pentru obiectivul **Studiu de Fezabilitate-Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta-et.2** cu destinatia **Sursa de producere energie termica si electrica** situat in judetul **ARAD**, municipiul/ orasul/ comuna/ sat/ sector **ARAD**, **Bulevardul Iuliu Maniu**, nr. **65-71**, bl. - , et. - , ap. - , CF **307809;359603;307811.**, nr. cad. - .

In urma analizarii documentatiei pentru amplasamentul obiectivului mentionat, se emite:

AVIZ DE AMPLASAMENT FAVORABIL
Nr. 11323328 / 24/08/2022

- Utilizarea amplasamentului propus, pentru obiectivul d-voastra, se poate face cu respectarea Legii energiei electrice si a gazelor naturale nr.123/2012, a Ordinului ANRE nr.49/2007 si nr. 25/2016, a prescriptiilor si normelor tehnice energetice PE 106/2003, SR 8591/97, NTE 003/04/00 si NTE 007/08/00.*
  AVIZ FAVORABIL VALABIL NUMAI PENTRU FAZA STUDIU DE FEZABILITATE CU RESPECTAREA URMATOARELOR CONDITII: 1. In zona exista LES 6kV, LES 0,4kV ce nu apartin E-Distributie Banat SA; 2. PENTRU OBTINEREA AVIZULUI IN FAZA DTAC, SE VA CERE UN NOU AVIZ DE AMPLASAMENT; 3. Terenul pe care se afla instalatiile electrice de distributie ramane in proprietatea statului, in cf. cu Legea nr. 123/2012; 4. Conform Legii energiei nr. 123/2012 art. 49 pentru protejarea retelelor electrice de distributie, se interzice persoanelor fizice si juridice sa limiteze sau sa ingradeasca, prin executia de imprejmuire, prin constructii ori prin orce alt mod, accesul la instalatii al operatorului de distributie. 5. Se vor respecta: ord. 239/2019, PE 101A/85, NTE 003/04/00, NTE 007/08/00 si PE 106/2003 in ceea ce priveste coexistenta PT, LEA, LES cu cladiri, drumuri, imprejmiuiri, utilitati (gaz, apa, canalizare, termoficare, etc.), propuse a se construi; 6. Este interzisa executarea de sapaturi mecanizate la dist. mai mici de 1,5m fata de traseul LES ex. dar nu inainte de det. prin sondaje a traseului acestora si 1m fata de fundatiile stalpilor, ancore, prize de pamant, etc.; TOATE SAPATURILE SE VOR EXECUTA MANUAL PE TRASEUL LES EXISTENT; 7. Distanta de siguranta masurata in plan orizontal (APROPIERE) intre marginea canalului termic cu apa fierbinte si LES 20kV, LES 6kV, LES 0,4kV ex. sa fie minim 0,5 m cf.NTE 007/08/00; 8. Distanta de siguranta masurata in plan vertical (INTERSECTIE) intre marginea canalului termic cu apa fierbinte si LES 20kV, LES 6kV, LES 0,4kV ex. sa fie minim 0,2 m cf.NTE 007/08/00; 9. Dist. min. mas. pe orizontala intre peretele conductei subterane de apa, AGENT TERMIC si fundatia celui mai apropiat stalp LEA 0,4 kV ex. sau orice element al prizei de pamant (APROPIERE,

TRAVERSARE) sa fie de 2m, cf. PE 106/2003. 10. Dist. min. mas. pe oriz. intre armaturile metalice supraterane ale conductei de apa, AGENT TERMIC, robinete, refulatoare, vane, etc. si axul LEA 0,4 kV ex., va fi egala cu inaltimea stalpului (PE 106/2003 ; 11. Distanta de siguranta masurata in plan orizontal, la apropieri, intre LES 20kV, LES 6kV, LES 0,4kV si cel mai apropiat element al fundatiilor propuse, va fi min. 0,6 m, NTE 007/08/00; 12. Distanta min. admisibila de apropiere, masurata in plan orizontal, intre cel mai apropiat element al cladirii (cat. C, D, E): balcon, fereastra (DESCHISA), terasa propusa a se construi si conductorul LEA 0,4 kV ex., va fi 1m, PE 106/2003; 13. Distanta masurata pe verticala in zona de acces, intre conductorul inferior al LEA 0,4 kV si partea carosabila sa fie min. 6m, PE 106/2003; 14. Dist. de sig. mas. in plan vertical, in zona de intersectie (TRAVERSARE) a conductei subterane de distributie gaz pr. cu LES 20kV, LES 6kV, LES 0,4kV ex. va fi min. 0,25m, cf. NTE 007/08/00; Conducta de gaze va supratraversa de regula LES. In caz contrar, conducta de gaz se va proteja in tub de protectie prevazut la capete cu rasuflatori pe o lungime de 0,8m de fiecare parte a intersectiei. Unghiul min. de traversare este 60°; 15. Dist. de sig. mas. in plan oriz., la apropiere, intre peretele cond. subterane de distributie gaz pr. si LES 20kV, LES 6kV, LES 0,4kV ex., va fi min. 0,6m. Dist. de apropiere se va mari la 1,5 m daca LES ex. este protejat in tub, cf. NTE 007/08/00; 16. Dist. min. mas. pe oriz. intre peretele conductei subterane de gaz (TRAVERSARE, APROPIERE) pr. a se construi si fundatia celui mai apropiat stalp al LEA 0,4 kV ex. sau orice element al prizei de pamant, va fi 5m(2m cu acordul proprietarului de conducta), cf. PE 106/2003; 17. Dist. min. de apropiere mas. pe oriz. intre armaturile metalice supraterane ale conductei de gaz (robinete, refulatoare, vane, etc.) si axul LEA 0,4 kV, este inaltimea stp. ex. in zona, cf. PE 106/2003;

- Traseele retelelor electrice din planul anexat sunt figurate informativ. Pe baza de comanda data de solicitant (executant). Zona MT/JT **Arad Municipal** asigura asistenta tehnica suplimentara **NU ESTE CAZUL IN FAZA SF;****
- Executarea lucrarilor de sapaturi din zona traseelor de cabluri se va face numai manual, cu asistenta tehnica suplimentara din partea Zonei MT/JT **Arad Municipal** cu respectarea normelor de protectia muncii specifice. In caz contrar solicitantul, respectiv executantul, va suporta consecintele pentru orice deteriorare a instalatiilor electrice existente si consecintele ce decurg din nealimentarea cu energie electrica a consumatorilor existenti precum si raspunderea in cazul accidentelor de natura electrica sau de alta natura **NU ESTE CAZUL IN FAZA SF;****
- Distantele minime si masurile de protectie vor fi respectate pe tot parcursul executiei lucrarilor.
- In zonele de protectie ale LEA nu se vor depozita materiale, pamânt prevazut din sapaturi, echipamente, etc. care ar putea sa micsoreze gabaritele. Utilajle vor respecta distantele minime prescrise fata de elementele retelelor electrice aflate sub tensiune si se va lucra cu utilaje cu gabarit redus in aceste zone.
- Executantii sunt obligati sa instruiasca personalul asupra pericolelor pe care le prezinta executia lucrarilor in apropierea instalatiilor electrice aflate sub tensiune si asupra consecintelor pe care le poate avea deteriorarea acestora. Pagubele provocate instalatiilor electrice si daunele provocate consumatorilor ca urmare a deteriorarii instalatiilor vor fi suportate integral de cei ce se fac vinovati de nerespectarea conditiilor din prezentul aviz. Executantii sunt direct raspunzatori de producerea oricaror accidente tehnice si de munca.
- **Avizul de amplasament nu constituie aviz tehnic de racordare.** Pentru alimentarea cu energie electrica a obiectivului sau, daca obiectivul exista si se dezvolta (cu cresterea puterii fata de cea aprobata initial), veti solicita la operatorul de distributie **E-DISTRIBUTIE BANAT S.A.** aviz tehnic de racordare**

*** In zona de aparitie a noului obiectiv exista retea electrica de distributie DA ☑ NU ☐

*** Noul obiectiv poate fi racordat la reteaua existenta DA ☐ NU ☑

Posibilitatile de racordare pentru puterea specificata in cererea de aviz de amplasament fiind prin: -, aceasta solutie este insa orientativa, urmand ca solutia exacta se se stabileasca in cadrul Fisei de solutie sau a Studiului de Solutie, dupa depunerea la Operator a cererii de racordare.
Racordarea la reteaua electrica de interes public presupune urmatoarele etape:

- depunerea de catre viitorul utilizator a cererii de racordare si a documentatiei aferente pentru obtinerea avizului tehnic de racordare;
- stabilirea solutiei de racordare la reteaua electrica si emiterea de catre operatorul de retea a avizului tehnic de racordare, sub forma de oferta de racordare; tarifele pentru emitere aviz tehnic de racordare conform Ordinului ANRE nr. 114/2014, si pentru tarifele de racordare conform Ordinului ANRE nr. 11/2014, Ordinului ANRE nr. 87/2014 si Ordinului ANRE nr. 141/2014.
- incheierea contractului de racordare intre operatorul de retea si utilizator in termenul de valabilitate al ATR;
- incheierea contractului de executie intre operatorul de retea si un executant, realizarea lucrarilor de racordare la reteaua electrica si punerea in functiune a instalatiei de racordare;
- punerea sub tensiune a instalatiei de utilizare pentru probe, etapa care nu este obligatorie pentru toate categoriile de utilizatori;
- emiterea de catre operatorul de retea a certificatului de racordare;
- punerea sub tensiune finala a instalatiei de utilizare;

In vederea racordarii la reteaua electrica de distributie, solicitantul trebuie sa prezinte dosarul instalatiei de utilizare

- In cazul in care in zona mai sunt si alte instalatii electrice care nu apartin **E-DISTRIBUTIE BANAT S.A.**, solicitantul va obtine obligatoriu avizul de amplasament si de la proprietarul acelor instalatii electrice (TRANSELECTRICA, HIDROELECTRICA, TERMOELECTRICA, alti detinatori de instalatii, dupa caz).
- **Prezentul avizul este valabil pe perioada valabilitatii Certificatului de Urbanism nr. 1214 / 14/07/2022, respectiv pana la data de 14/07/2024.**
- Prezentul aviz este valabil numai pentru amplasamentul pentru care a fost emis.
- Se anexeaza **2** planuri de situatie vizate de Zona MT/JT **Arad Municipal.**
- Redactat in 2 (doua) exemplare, din care unul pentru solicitant.

Responsabil E-DISTRIBUTIE BANAT S.A.
Manager UT Arad
Stanca Gabriela Maria Signed by: [illegible] Bora\

Verificat
Bora Gabriel

Intocmit
Huruba Petrica

Signed by: PETRICA-[illegible] HURUBA

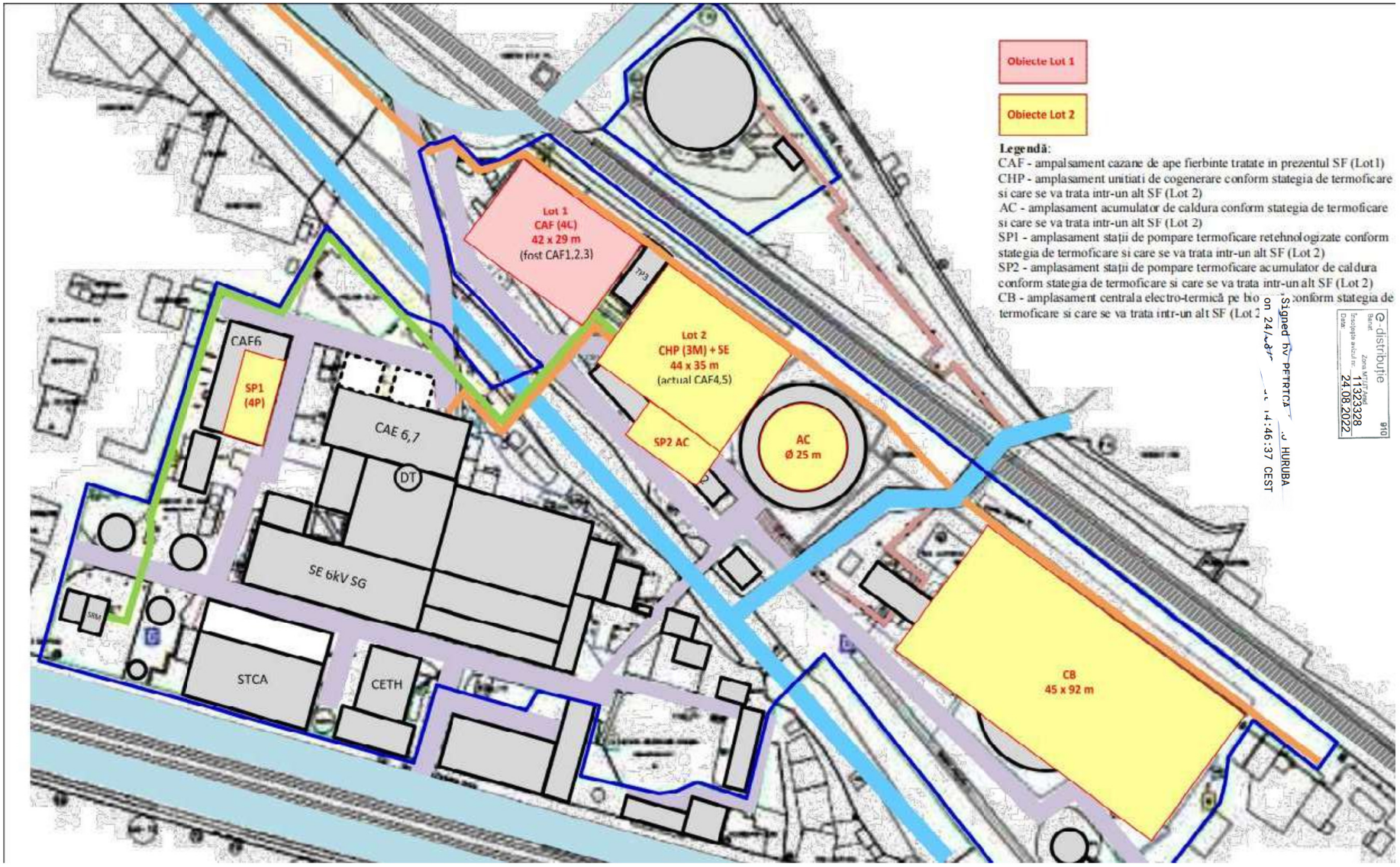
Ca urmare a prelungirii valabilitatii Certificatului de Urbanism, se prelungeste valabilitatea Avizului de amplasament pana la .....

Responsabil _____

* pentru aviz favorabil fara conditii se va inscrie "“"Nu este cazul" / pentru aviz favorabil cu conditii se vor inscrie distantele minime de apropiere si incrucisare intre obiectivul propus si retelele electrice (LEA sau LES) exitente in zona, in conformitate cu prescriptiile energetice in vigoare.
** daca nu sunt conditii se va inscrie "Nu este cazul"
*** se bifeaza casuta corespunzatoare situatiei, se specifica tipul de bransament propus si intaririle de retea (daca este cazul)

SC PROARCOR SRL, Cluj-Napoca
Str. Fabricii Nr. 2, Ap. 77, Cod 400620
CIF: RO25510293
Reg. Com.: J12/1020/2009
Email: proarcor@yahoo.com; Tel: 0264/414265

Detalii de amplasament:



PLAN DE SITUATIE
Sc.1:500

CALEA IULIU MANIU

ALUULUI

SC ELECTRICA SA

DISTRIGAZ NORD SA ARAD

TECNOWASH 2000

POLI SERVICE

RAMPA

JUDETUL ARAD
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD
ANEXĂ LA CERTIFICATUL DE URBANISM
Nr. 214 din

JUDETUL ARAD
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD
2.22
ANEXĂ LA CERTIFICATUL DE URBANISM

zona de intervenție

PLAN DE ÎNCADRARE ÎN ZONA
SCARA 1:5000

LEGENDA

- STALP
- STALP
- HIDRANT
- CAMIN TELEFON
- STALP
- STALP
- RIGOLA
- CAMIN APA
- CISMEA
- CAPAC FONTA GAZE
- AERISIRE GAZE
- CAMIN DE VIZITARE CANAL

Nota: Planul de situatie constituie un extras din Lucrarea de introducere a cadastrului imobiliar edilitar si constituire banci de date urbane in Municipiul Arad, lucrare receptionata si avizata de catre O.C.P.I. Arad in anul 2003, masurata in sistem de proiectie stereo 70.

EXECUTANT:			BENEFICIAR:	PLANSA
PRIMARIA MUNICIPIULUI ARAD ARHITECT SEF SERVICIUL DATE URBANE SI SPATIALE, EVIDENTA CONSTRUCTII			PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD Loc. ARAD	01
ACTIUNEA	NUMELE	SEMNATURA	Scara 1:500 1:5000	PLAN DE SITUATIE al imobilului situat in municipiul Arad, Calea Iuliu Maniu- CET HIDROCARBURI (pt. informare) PMA-A2-03
Masurat	S.C.Terra International S.R.L.			
Intocmit	ILLE D.		Data Iulie 2019	
Verificat	GĂLĂȘEL D.			

S.C. CENTRALA ELECTRICĂ DE TERMOFICARE HIDROCARBURI S.A.
310169 ARAD, Bld. Iuliu Maniu nr. 65 - 71, CP 129, OP 10
tel. 0257/307766, 0257/307775 fax: 0257/270407, 0257/280788
email: contact:@cetharad.ro, email: r.p@cetharad.ro
J02/1141/02.11.2009, RO 26176052 CONT IBAN RO56 INGB 0016 0000 3746 8911

S.C. CET HIDROCARBURI S.A.
INTRARE NR. 3074
DATA 18 AUG. 2022

Proiectant **SC PROARCOR SRL**

FIŞĂ TEHNICĂ TERMOFICARE

în vederea emiterii AVIZULUI DE AMPLASAMENT

pentru obiectivul / lucrarea **Studiu de fezabilitate - „ Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înalta eficienţă" la SC CET Hidrocarburi SA Arad**

DATE GENERALE

1. Baza Legală:

- Legea 325/2006 „Legea energiei";
- Legea nr.10-1995 privind calitatea în construcţii;
- Legea nr.50/1991 privind autorizarea lucrărilor de construcţii;
- Ordinul 91/2007 ANRSC;
- HCLM Arad nr.59/2008;
- Normativ PE 207/80;
- Normativ I 13-2015;
- Normativ I 9-2015;
- Normativ NP-029-02;
- Normativ NP-059-02;
- Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecţie şi siguranţă aferentă capacităţilor energetice prin Ordinul 4/2007 al ANRE.

2. Conţinutul documentaţiilor:

- Certificat de urbanism (copie);
- Extras din documentaţia tehnică al obiectivului / lucrării, care să cuprindă obligatoriu următoarele:
  a. Memoriu tehnic privind scopul/descrierea obiectivului/ lucrării şi condiţiile de executare - 1 exemplar;
  b. În cazul solicitării avizului de amplasament pentru extindere, modificare reţea şi branşament gaze naturale la condominii unde se intenţionează montarea unui alt sistem de încălzire şi preparare a apei calde de consum, documentaţia va cuprinde în mod obligatoriu următoarele:
     - ✦ Acordul de acces la reţeaua de gaze naturale emis de distribuitor;
     - ✦ Acordul vecinilor de apartament atât pe orizontală cât şi pe verticală cu privire la intenţia de realizare a unui sistem individual de încălzire;
     - ✦ Acordul scris al Asociaţiei de Proprietari exprimat prin Hotărârea Adunării Generale cu privire la intenţia de realizare a altui sistem individual/condominial de încălzire;
     - ✦ Documentaţia tehnică care reconsideră ansamblul instalaţiei termice avizată de furnizor.
  c. Planuri de încadrarea în zonă, anexă la CU - 2 exemplare;
  d. Planuri de situaţie al imobilului, scara 1:500 - 2 exemplare.

3. Durata de emitere a avizului:

Se calculează la 15 zile lucrătoare de la data depunerii documentaţiei complete la SC CET HIDROCARBURI SA. Avizul este valabil 1 an de la data emiterii.

4. Date de identificare beneficiar lucrare:

- Denumirea beneficiarului lucrării **MUNICIPIUL ARAD**
- Persoana de contact Director general,ing.Ciulean Victor
- Număr de telefon 0257/307766
- Nr.ordine de înregistrare la Oficiul Comerţului şi anul (pentru firme)
- Codul fiscal (pentru firme)
- Contul (pentru firme)
- Banca(pentru firme)

Centrala de Termoficare Hidrocarburi S.A. 1 C.E.T. HIDROCARBURI S.A. C.U.I. RO26176052 J02/1141/2009 Arad - România

Sunt de acord cu prelucrarea datelor cu caracter personal conform Regulamentului nr. 679/27.04.2016 adoptat de Parlamentul European si Consiliul Uniunii europene.

II. CONDIŢII TEHNICE ŞI RESPRICŢII SPECIFICE LUCRĂRILOR / OBIECTIVULUI

a) Amplasament Arad, Calea Iuliu Maniu , nr. 65 - 71
b) Modificare Reţea/Branşament/racord (traseu, dimensiuni, cote) NU
c) Reţea/Branşament/racord nou (traseu, dimensiuni, cote) NU
d) Caracteristici tehnice care trebuiesc asigurate prin proiect

PROIECTANT SC PROARCOR SRL

S.C. CENTRALA ELECTRICĂ DE TERMOFICARE HIDROCARBURI S.A.
310169 ARAD, Bld. Iuliu Maniu nr. 65 - 71, CP 129, OP 10
tel. 0257/307766, 0257/307775 fax: 0257/270407, 0257/280788
email: contact:@cetharad.ro, email: r.p@cetharad.ro
J02/1141/02.11.2009, RO 26176052 CONT IBAN RO56 INGB 0016 0000 3746 8911

TÜV AUSTRIA CERTIFIED
EN ISO 9001 20100112005022
EN ISO 14001 20104112005023
ISO 45001 20116193006659

III. TAXA DE AVIZARE

- Temei legal - Hotararea Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 330/21.08.2020.
- Modalitatea de plată: casieria SC CET HIDROCARBURI SA.

Văzând specificările prezentate în FIŞA TEHNICĂ privind modul de îndeplinire a cerinţelor de avizare, precum şi documentaţia depusă pentru avizare, se acordă:

AVIZ FAVORABIL de AMPLASAMENT

Executării lucrărilor/obiectivului specificat în fişa tehnică fără/ cu următoarele condiţii:

Fără condiții

Înaintea executării lucrării, beneficiarul are obligaţia de a anunţa şi solicita asistenţă tehnică din partea SC CET HIDROCARBURI SA la numărul de telefon 0257-231367.

Data 18.08.2022

SC CET HIDROCARBURI SA

Director General
ing. Ciulean Victor

Şef Serviciu Tehnic Proiectare
ing. Meşter Claudia

C.E.T. HIDROCARBURI S.A. C.U.I. RO26176052 J02/1141/2009

Inginer Şef
ing. Şandru Marius-Florin

Întocmit
tehnician Ilea Camelia

MINISTERUL SĂNĂTĂŢII
DIRECŢIA DE SĂNĂTATE PUBLICĂ A JUDEŢULUI ARAD
310036-Arad, str. Andrei Şaguna, nr. 1-3
Tel. **0257. 254. 438 ; Fax: 0257. 230. 010**
web: www.dsparad.ro, e-mail: dspj.ar@rdslink.ro
Operator date cu caracter personal nr.34651

Nr. 375/18.08.2022

NOTIFICARE
de asistenţă de specialitate de sănătate publică

Date identificare solicitant şi calitatea acestuia:
MUNICIPIUL ARAD
Localitatea: Arad, str. B-dul Revoluţiei, nr. 75 , jud. Arad
Date identificare obiectiv notificat:
Localitatea: Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71, jud. Arad
Activitatea/activităţile pentru care este notificat obiectivul:
„SURSĂ DE PRODUCŢIE ENERGIE TERMICĂ ŞI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENŢĂ"
Faza : SF
Proiect: nr. MA-P2-SACET-SF2-2022
Proiectant: SC PROARCOR SRL
Numărul şi data întocmirii referatului de evaluare: 999/18.08.2022. numele şi prenumele specialistului, Drăgănescu Ionel, medic primar igienă.
În baza documentaţiei aferente proiectului propus, s-au constatat urmatoarele:
- proiectul este în concordanţă cu legislaţia naţională privind condiţiile de igienă şi sănătate publică cu următoarea condiţie:
Pentru obţinerea notificării de asistenţă de specialitate de sănătate publică- faza DTAC/PAC, titularul va prezenta studiul de impact asupra sănătăţii publice, conform OMS nr. 119/2014 pentru aprobarea Normelor de igienă şi sănătate publică privind mediul de viaţă al populaţiei, art. 20.

Notificarea este valabilă atât timp cât nu se modifică datele din memoriul tehnic şi proiect.

DIRECTOR EXECUTIV
DR. POTOLIA GEANINA

ŞEF DEPARTAMENT SUPRAVEGHERE ÎN SĂNĂTATE PUBLICĂ
DR. CÎTU MIHELA MARGARETA

Înt/Red: Dr. Drăgănescu Ionel, medic primar igienă

Nr. 101685/17.01.2023

Customer Engagement
Unitatea Operațiuni Comerciale
Serviciul Racordări
Timișoara, Str. Pestalozzi nr. 3-5
P: +4 0256 405 246; F: +4 0372 876 276

Către:
Municipiul Arad
loc. Arad, Bd. Revoluției nr. 75,
jud. Arad

AVIZ DE PRINCIPIU

Ca urmare a solicitării dvs. 1244 din 06.01.2023, înregistrată la E-Distribuție Banat S.A. cu nr. 101285 din 12.01.2023, completată cu detaliile tehnice puse la dispoziție (memoriu, schemă electrică de racord, plan de amplasament), referitoare la racordarea unui loc nou de producere a energiei electrice cu o centrală de cogenerare pe gaz natural, termo-electrică, formată din 3 grupuri generatoare sincrone, vă comunicăm că, în baza analizelor noastre preliminare, în principiu suntem de acord cu soluția de racordare stabilită la faza de SF pentru racordarea noilor grupuri generatoare sincrone în incinta CET Hidrocarburi, respectiv cu evacuarea puterii produse în stația electrică 110/20/6 kV Mureșel, cu condiția parcurgerii etapelor obligatorii pentru obținerea Avizului Tehnic de Racordare la faza de proiectare PT+DE în care se va stabili soluția de racordare finală, cu respectarea obligațiilor prevăzute în reglementările tehnice și legislative aplicabile (cel puțin Ordinele ANRE nr. 59/2013, 79/2016, 72/2017, 214/2018, 51/2019, 233/2019 cu modificările și completările ulterioare; Codurile RET și RED).

Vă comunicăm că, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 59/2013 cu modificările și completările ulterioare, este necesar să depuneți la E-Distribuție Banat S.A. o **cerere de racordare**, însoțită de următoarele documente:

- **date tehnico și energetice** caracteristice locului de consum și/sau de producere al utilizatorului, conform reglementărilor în vigoare la data depunerii cererii de racordare, inclusiv datele energetice conținute în Avizele tehnice de racordare – conținut cadru, aprobate de autoritatea competentă;
- **certificate de urbanism** eliberat în vederea obținerii autorizației de construire pentru obiectivul sau pentru instalația ce se realizează pe locul de producere sau de consum respectiv, în termen de valabilitate, în copie;
- **planul de situație** la scară, întocmit conform prevederilor legale în vigoare, cu amplasarea în zonă a locului de consum și/sau de producere, pentru construcțiile noi sau pentru construcțiile existente care se modifica, in copie. Pentru construcțiile existente care nu se modifica este suficienta schița de amplasament, cu coordonate din care sa rezulte precis poziția locului de consum și/sau de producere;
- **copia actului de identitate**, **certificatului de înregistrare la Registrul Comerțului** sau a altor autorizații legale de funcționare emise de autoritățile competente, după caz;
- **actul de proprietate** sau orice alt înscris care atestă dreptul de folosință asupra terenului, incintei și/sau clădirii care constituie locul de producere sau de consum pentru care se solicită racordarea, în copie. În cazul spațiilor care nu sunt în proprietatea utilizatorului, este necesar acordul scris al proprietarului pentru realizarea de instalații electrice și/sau capacități energetice;
- **extrasul de carte funciară** pentru terenul pe care se va amplasa obiectivul aferent locului de producere / locului de consum și de producere, în copie; cerința nu se aplică pentru locurile de consum și de producere aparținând prosumatorilor care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puteri instalate de cel mult 400 kW pe loc de consum.
- pentru partea de producere:
  - **date tehnice pentru centrale**, cu respectarea categoriei centralei conform Ord. ANRE 79/2016 pentru aprobarea clasificării unităților generatoare ale centralelor, prin completarea formularelor conform Ord. ANRE 208/2018 - Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare off-shore (situate în larg)
  - **date tehnice grupuri generatoare + consum servicii interne**

Puteți depune **cererea de racordare** pe portalul www.e-distributie.com, unde în câțiva pași simpli vă puteți crea un cont pe link-ul: https://contulmeu.e-distributie.com/PEDRO_SiteLogin,
după care veți accesa toate serviciile comerciale.
Formularul de cerere îl puteți regăsi pe site-ul E-Distribuție Banat SA:
https://www.e-Distribuție.com/ro/racordare-la-rețea.html

E-Distribuție Banat S.A. – Timișoara, jud. Timiș, str. Pestalozzi nr. 3 – 5
Cod unic de înregistrare 14490379, nr. de ordine în registrul comerțului J 35/274/04.03.2002
Capital social subscris și vărsat 382.153.800 lei.
www.eneldistributie.ro

e-distribuție Banat

UZ CONFIDENȚIAL
Conform Politicii de Clasificare și Tratare a Informației nr. 59/31.03.2016

Pentru soluția de racordare proiectată, este necesară elaborarea unui **Studiu de soluție**.

Studiul de soluție poate fi elaborat, conform comunicării E-Distribuție Banat S.A., în următoarele variante:
1. cu forțe proprii, în acest caz studiul de soluție va fi întocmit de E-Distribuție Banat S.A., după transmiterea de către dvs. a acceptului privind oferta de preț, prin încheierea unui contract pentru elaborare studiu de soluție între E-Distribuție Banat S.A. și dvs.;
2. cu un proiectant atestat ANRE.

În această situație este necesar să ne transmiteți cererea pentru elaborare studiu de soluție și oferta proiectantului atestat ANRE ales de către dvs. (ofertă și grafic de proiectare).

Studiul de soluție va fi elaborat, la solicitarea dvs., pe baza a două contracte:
- un contract de elaborare studiu de soluție încheiat între E-Distribuție Banat S.A. și dvs.
- un contract de prestări servicii pentru realizarea studiului de soluție, încheiat între E-Distribuție Banat S.A. și proiectantul desemnat, după ce a fost achitată valoarea studiului de soluție precizat anterior.

În situația în care optați pentru încheierea contractului de studiu de soluție cu proiectant terț, E-Distribuție Banat S.A. va pune la dispoziția proiectantului toate datele energetice referitoare la rețelele electrice din zona de interes și care îi sunt necesare pentru întocmirea studiului.

În ambele situații studiul de soluție se va realiza după achitarea prețului contractului pentru elaborare studiu de soluție. Studiul de soluție se va prezenta pentru avizare la E-Distribuție Banat S.A. Dacă, după avizarea studiului de soluție, se avizează favorabil mai multe variante, vă veți exprima opțiunea privind varianta de racordare aleasă, într-un interval de cel mult două luni. În caz contrar, variantele de racordare propuse în studiu își pierd valabilitatea.

În cadrul studiului de soluție vor fi stabilite și evaluate lucrările necesare racordării cât și condițiile tehnice de racordare cu respectarea prevederilor cel puțin a:
- Ord. ANRE nr. 214/2018 privind modificarea și completarea Ord. nr. 72/2017 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone;
- Ord. ANRE nr. 233/2019 privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi;
- Ord. ANRE nr. 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public;
- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport / Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Distribuție;
- Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor / grupurilor noi (Emitent CNTEE Transelectrica).

Studiul de soluție elaborat, împreună cu opțiunea dvs. formulată în scris pentru una dintre variantele de soluție stabilite și cu documentația completă, vor sta la baza emiterii Avizului Tehnic de Racordare. În Avizul Tehnic de Racordare vor fi precizate toate aspectele legate de racordare (soluție de racordare, valoarea tarifului de racordare, condiții aferente racordării).

În vederea emiterii Avizului Tehnic de Racordare, studiul de soluție va fi avizat atât de către E-Distribuție Banat cât și de CNTEE Transelectrica.

Cu stimă,
Unitatea Operațiuni Comerciale
Florina BĂLĂNESCU

e-distribuție | Signed by Flor[illegible] Bal[illegible] at 12:35:48 CET

E-Distribuție Banat S.A. – Timișoara, jud. Timiș, str. Pestalozzi nr. 3 – 5
Cod unic de înregistrare 14490379, nr. de ordine în registrul comerțului J 35/274/04.03.2002
Capital social subscris și vărsat 382.153.800 lei.
www.eneldistributie.ro

1, CET-H.

DELGAZ grid

S.C. CET HIDROCARBURI S.A.
INTRARE NR. 1324
DATA 02 APR. 2018

DELGAZ GRID SA
Departament Acces la Reţea
delgaz-grid.ro

ACORD DE ACCES LA SISTEMUL DE DISTRIBUŢIE A GAZELOR NATURALE

conform HGR 1043/2004 art. 7 lit. B-modificarea unor elemente de natura tehnică

nr. 211012861 din data 30.03.2018

Către *CENTRALA ELECTRICA DE TERMOFICARE HIDROCARBURI ARAD (cod partener: 1000386127)*
cu domiciliul/sediul în
Loc.Arad, Str.Maniu Iuliu, nr.65-71, JUD.Arad

1. Urmare a cererii nr. *210283841* din data de *03.04.2017* vă comunicăm acordul nostru privind accesul la sistemul de distribuţie din localitatea *Arad*, judetul *Arad*.
2. Acordul de acces la sistemul de distribuţie constă în **modificarea instalaţiei de utilizare:**

RECEPTORI CARE SE PĂSTREAZĂ

2	x	CAZAN APA FIERBINTE	12.100,0000 m3/h	24.200,0000 m3/h
1	x	CAZAN TKI	8.450,0000 m3/h	8.450,0000 m3/h
1	x	CAZAN ABUR BKZ	7.026,0000 m3/h	7.026,0000 m3/h
5	x	BEC BUNSSEN	0,1000 m3/h	0,5000 m3/h

TOTAL 1 **39.676,5000 m3/h**

RECEPTORI CARE SE DEZAFECTEAZĂ

TOTAL 2 **0,0000 m3/h**

RECEPTORI NOU SOLICITAŢI

TOTAL 3 **0,0000 m3/h**

TOTAL DEBIT(1+3) **39676,5000 m3/h**

3. Soluţia de alimentare cu gaze naturale a obiectivului (cod loc consum:*5000401252*) din *Loc.Arad, Str.Maniu Iuliu, nr.65-71, JUD.Arad* impune următoarele:
   3.1 *reproiectarea corespunzătoare a instalaţiei de utilizare*
   3.2 punctul de delimitare dintre instalaţia de racordare şi instalaţia de utilizare este: SRM.
   3.3 măsurarea consumului de gaze naturale se va face prin: contor montat în staţia de reglare-măsurare.
   3.4 contorul se va monta pe suport rigid, conform recomandărilor producătorului.
   3.5 presiunea de ieşire din staţia de reglare-măsurare este 0,5 bar .

4. Durata de valabilitate a prezentului acord de acces este de *12 luni* de la data emiterii cu posibilitatea prelungirii, la cererea solicitantului, cu încă *12 luni*.
5. Proiectarea şi executarea instalaţiei de utilizare se face numai de catre agenti economici autorizati de ANRE, conform prevederilor legislatiei în vigoare .

Preşedintele Consiliului de Administraţie:
Frank Hajdinjak

Directori Generali:
Ferenc Csulak
Carmen Teona Oltean (Adj.)
Petre Radu (Adj.)

Sediul Central: Târgu Mureş
CUI: 10976687
Atribut fiscal: RO
J26/326/08.06.2000

Banca BRD
IBAN:
RO48BRDE270SV31337222700

6. În cazul reorganizarii judiciare a operatorului licenţiat, acordul de acces emis de acesta ramâne valabil cu respectarea prevederilor de la punctul nr.4.

DIRECTOR DEPARTAMENT ACCES RETEA
VISOVAN ADRIAN DRAGOS

DELGAZ GRID
S.A.
1

Întocmit
OVIDIU TALPOS

Apendicele 1 (1)

22. DEC. 2022

DECLARAŢIA AUTORITĂŢII RESPONSABILE CU MONITORIZAREA SITURILOR NATURA 2000

Nr. 15/22.15.2022

Autoritatea responsabilă: AGENŢIA PENTRU PROTECŢIA MEDIULUI ARAD
după examinarea cererii de proiect: "**DEMOLARE CONSTRUCŢII, AUTORIZARE EXECUŢIE LUCRĂRI – SURSĂ DE PRODUCŢIE ENERGIE TERMICĂ ŞI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENŢĂ**", titular MUNICIPIUL ARAD PRIN SERVICIUL INVESTIŢII beneficiar investiţii SC CENTRALA ELECTRICĂ DE TERMOFICARE HIDROCARBURI SA, pentru proiectul care va fi situat la: municipiul Arad, Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71, CF nr. 307809, 359603, 307811.
declară că proiectul nu este de natură să aibă efecte semnificative asupra unui sit NATURA 2000, din următoarele motive:

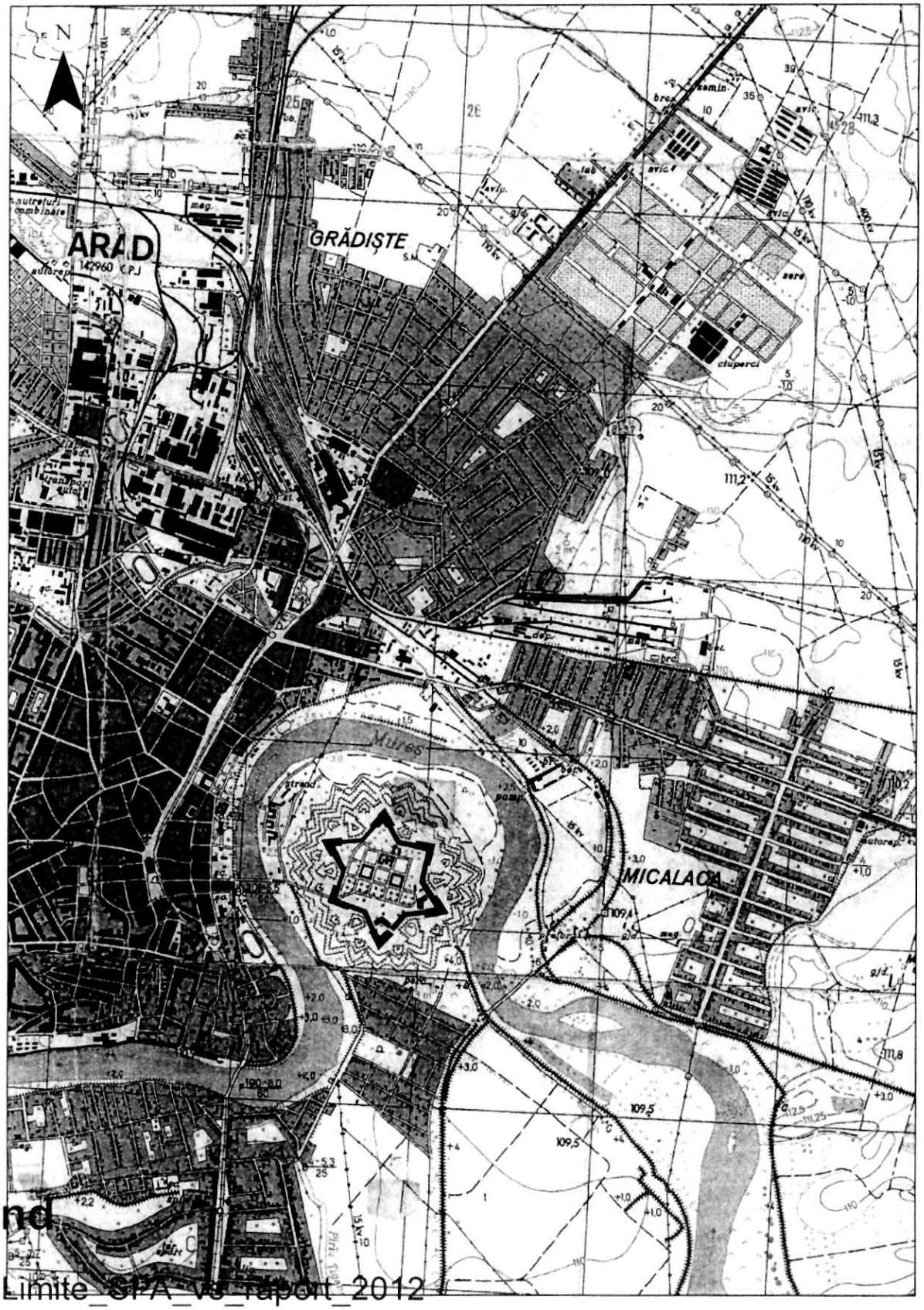
Prin proiectul mai sus menţionat se propun următoarele:
- demolare construcţii;
- instalaţie de cogenerare de înaltă eficienţă formată dintr-un număr de 3 motoare termice cu ardere internă pe gaz
- instalaţie de producere a aburului, instalaţie de producere apă caldă şi abur formată dintr-un număr de 4 cazane de apă caldă pe gaz natural şi 1 cazan de abur pe gaz natural
- staţie de pompare agent termic, acumulator de căldură, staţie electrică şi sistem de control distribuit.

Proiectul nu se va implementa în situri NATURA 2000.

Prin urmare, evaluarea corespunzătoare în conformitate cu articolul 6 alineatul (3) din Directiva 92/43/CEE a Consiliului (2) nu a fost considerată necesară.
Se anexează o hartă la scara 1:100 000 (sau la scara cea mai apropiată), care indică localizarea proiectului, precum şi, dacă este cazul, siturile NATURA 2000 vizate.

Dată (zz/ll/aaaa): 22.12.2022
Semnătură:
Nume: **Dănoiu Dana Monica**
Funcţie: **Director Executiv**
Organism: AGENŢIA PENTRU PROTECŢIA MEDIULUI ARAD
(Autoritatea responsabilă pentru monitorizarea siturilor NATURA 2000)
Ştampila oficială:

MUNICIPIUL ARAD
AUTORIZARE EXECUTIE LUCRARI



Legend

Limite_SPA_vs_raport_2012

Limite_SCI_vs_raport_2012

Proiectul mai sus mentionat nu se afla in arie naturala protejata
Calb Catalin 22 12 2022

DECIZIA ETAPEI DE EVALUARE INIŢIALĂ

Nr. 13795 din 13.09.2022

Ca urmare a solicitării depuse de **MUNICIPIUL ARAD PRIN SERVICIUL INVESTIŢII** **beneficiar investiţi SC CENTRALA ELECTRICĂ DE TERMOFICARE HIDROCARBURI SA** cu sediul în Arad, B-dul Revoluţiei, nr. 75, judeţul Arad, pentru proiectul **„DEMOLARE CONSTRUCŢII; AUTORIZARE EXECUŢIE LUCRĂRI – SURSĂ DE PRODUCŢIE ENERGIE TERMICĂ ŞI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENŢĂ”** propus a fi amplasat în **Arad, C-lea Iuliu Maniu, nr. 65-71 (CF nr. 307809, 359603 şi 307811), jud. Arad**; conform Certificatului de urbanism nr. 1533/30.08.2022 eliberat de Primăria Municipiului Arad, înregistrată la A.P.M Arad cu nr. 2607/R/13184 din 01.09.2022,

- în urma verificării amplasamentului proiectului, a analizării documentaţiei depuse, a localizării amplasamentului în planul de urbanism şi în raport cu poziţia faţă de arii protejate, zone-tampon, monumente ale naturii, monumente istorice sau arheologice, zone cu restricţii de construit, zona costieră;
- având în vedere că:
- proiectul intră sub incidenţa Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice şi private asupra mediului, fiind încadrat în **anexa nr. 2, pct. 3, lit. a)** – „instalaţii industriale pentru producerea energiei electrice, termice şi a aburului tehnologic, altele decât cele prevăzute în anexa nr. 1 şi **anexa nr. 2, pct. 13, lit. a)** – orice modificări sau extinderi, altele decât cele prevăzute la pct. 24 din anexa nr. 1, ale proiectelor prevăzute în anexa nr. 1 sau în prezenta anexă, deja autorizate, executate sau în curs de a fi executate, care pot avea efecte semnificative negative asupra mediului”,
- proiectul propus nu intră sub incidenţa art. 28 din Ordonanţa de urgenţă a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice, aprobată cu modificări şi completări prin Legea nr. 49/2011,
- proiectul propus intră sub incidenţa Legii apelor nr. 107/1996, cu modificările şi completările ulterioare, art. 54, alin. 1, lit. a) – “lucrări de dezvoltare, modernizare sau retehnologizare a unor procese tehnologice au a unor instalaţii existente, chiar dacă prin realizarea acestora nu se modifică parametrii cantitativi şi calitativi finali ai folosinţei de apă, înscrişi în autorizaţia de gospodărire a apelor, pe baza căreia utilizatorul respective a funcţionat înainte de începerea execuţiei unor astfel de lucrări”.

AGENŢIA PENTRU PROTECŢIA MEDIULUI ARAD decide:

Necesitatea declanşării procedurii de evaluare a impactului asupra mediului pentru proiectul **„DEMOLARE CONSTRUCŢII; AUTORIZARE EXECUŢIE LUCRĂRI – SURSĂ DE PRODUCŢIE ENERGIE TERMICĂ ŞI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENŢĂ”**

Pentru continuarea procedurii titularul va depune:

a) memoriul de prezentare, completat conform conţinutului - cadru prevăzut în Anexa nr. 5.E la procedură (memoriul de prezentare se va depune la A.P.M. Arad ***pe suport de hârtie şi în format electronic*** conform art. 10, pct. (1) din procedură);

b) dovada achitării tarifului aferent etapei de încadrare, în cuantum de 400 lei;

În conformitate cu prevederile art. 9, pct. 3 şi 4 din procedura stabilită prin Legea 292 din 2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte asupra mediului, pentru proiectele care au legătură cu apele, ***titularul proiectului are obligaţia de a solicita avizul de gospodărire a apelor*** la autoritatea competentă în domeniul gospodăririi apelor (A.N. Apele Române Administraţia Bazinală de Apă Mureş – SGA Arad), în conformitate cu prevederile legislaţiei specifice din domeniul gospodăririi apelor.

Autoritatea competentă în domeniul gospodăririi apelor informează, ***în termen de maxim 5 zile***, autoritatea competentă pentru protecţia mediului despre depunerea solicitării avizului de gospodărire a apelor (art. 9, pct. 4 din procedură);

Termenul limită pentru completarea dosarului cu documentele solicitate este data de 19.09.2023.

Vă informăm că **nu se acceptă depăşiri ale termenului sus menţionat,** iar potrivit art. 15 al. 3 din O.U.G. 195/2005, cu completările şi modificările ulterioare, respectiv art. 43, pct. 1 din Legea 292/2018, nerespectarea termenelor stabilite de către autoritatea competentă pentru protecţia mediului în derularea procedurilor de emitere a actelor de reglementare va conduce la încetarea acestei proceduri, solicitarea actului de reglementare fiind respinsă.

În funcţie de informaţiile furnizate prin documentul menţionat mai sus, ne rezervăm dreptul de a vă solicita date/informaţii/documente şi măsuri suplimentare.

Completările se vor depune la sediul A.P.M Arad numai însoţite de ***copia prezentei adrese***, potrivit programului de preluare acte şi eliberare acte, respectiv, în zilele de luni, marţi şi joi, 08.30 – 13.30.

Director Executiv

Dănoiu Dana Monica

Avizat: Şef Serviciu A.A.A. Adina ORĂȘAN

Întocmit: Emil HUSĂRAS

Şef birou C.F.M. Nicoleta POTREA

Întocmit, Ciprian BOGDAN

AGENŢIA PENTRU PROTECŢIA MEDIULUI ARAD
Arad, Splaiul Mureş FN, Cod 310132
E-mail: office@apmar.anpm.ro; Tel. 0257280996, 0257280331, 0257281461; Fax 0257284767
Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

SC GEO TOLS SRL

Localitatea Dumbrăviţa. Str. Petofi Sandor. Nr. 45. tel 0721. 911.665 sau 0723.298.097

FOAIE DE CAPĂT

STUDIU GEOTEHNIC

AMPLASAMENT: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71, C.F. 307811;307712;307809;307815, JUD. Arad.

Întocmire DALI "Înlocuire cazane pe gaz la S.C. CET Hidrocarburi S.A. Arad"

Întocmire SF" Instalarea unei unităţi de producere combinată de căldură şi energie la S.C. CET Hidrocarburi S.A. Arad"

Nr. Proiect: 54/2020

Beneficiari: MUNICIPIUL ARAD

S.C. CET Hidrocarburi S.A. Arad

TIMIŞOARA

- Martie 2020 -

BORDEROU

PIESE SCRISE:

Foaie de capăt	**Pag. 1**
Borderou	**Pag. 2**
Studiu geotehnic	**Pag. 3**

PIESE DESENATE:

Plan de situaţie	**Planşa 1**

ANEXE:

Profil geotehnic al forajului	**Anexa 1**
Fişa de prelucrare a penetrării	**Anexa 2**
Determinări de laborator pe probele de pământ	**Anexele3 - 11**
Buletin de analiză chimică pe sol	**Anexa 12**

particule de prafuri şi nisipuri, care prin asanarea apelor s-a ajuns la straturi în genere separate în funcție de mărimea fragmentelor de bază.

În asemenea situații, stratificația poate să se schimbe pe distanțe uneori mici.

2.5 Geologic, zona se caracterizează prin existența în partea superioară a formațiunilor cuaternare, reprezentate de un complex alcătuit din argile, prafuri şi nisipuri, cu extindere la peste 200 m adâncime. Fundamentul cristalin - granitic se află la circa 1400 ÷ 1700 m adâncime şi este străbătut de o rețea densă de microfalii (fracturi) dintre care prezintă interes cea cunoscută sub numele de „FALIA Timişoara VEST" (dar nu în cazul de față).

2.6 Seismicitatea. În conformitate cu Codul P100-1/2013, perioada de colț T_c = 0,7s. Factorul de amplificare dinamică maximă a accelerației orizontale a terenului de către structură β_0 = 2,5. Spectrul normalizat de răspuns elastic Se(T) = a_g β(T) se consideră pt. Zona Banat (fig. 3.4 din codul menționat) iar accelerația orizontală a terenului pt. proiectare a_g = 0,20g.

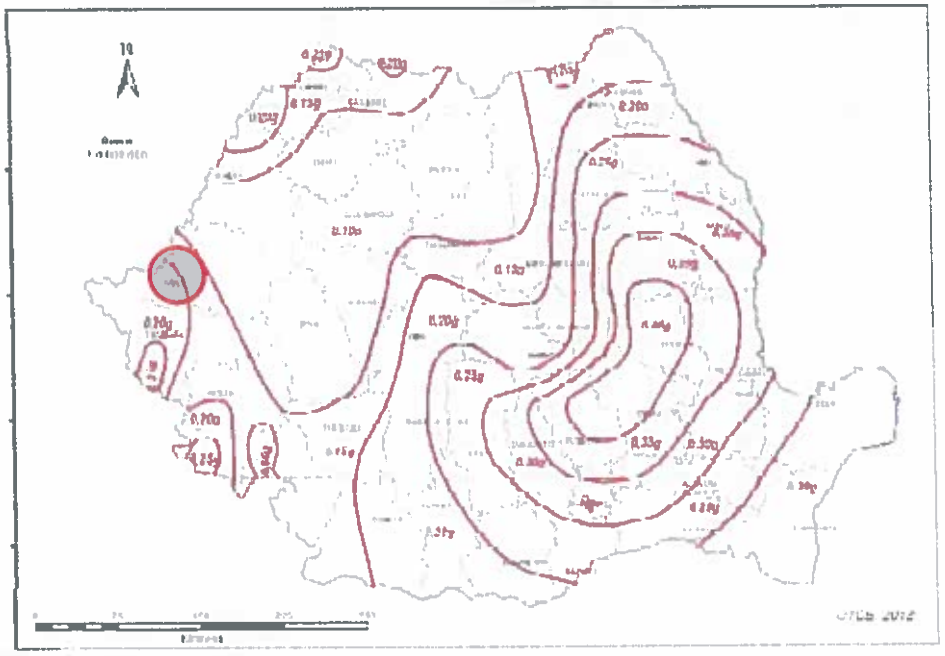


Fig. 3.3 Romania -Zonarea valorilor de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare a_g cu IMR = 225 ani si 20% probabilitate de depasire in 50ani

2.8 Construcția ce urmează a se realiza este o întocmire DALI și execuție "Înlocuire cazane pe gaz 2x58 MW la S.C. Cet Hidrocarburi S.A. Arad", **cu fundații izolate din beton și structură metalică.**

3. CATEGORIA GEOTEHNICĂ

Pentru încadrarea preliminară a lucrării menționate într-una din categoriile geotehnice (care se face înainte de cercetarea terenului și care poate fi eventual schimbată în fiecare fază a procesului de proiectare și de execuție) s-a ținut seama de prevederile normativului NP 074/2014, Anexa I.1.

Factorii de care depinde riscul geotehnic, exprimat prin categoria geotehnică, sunt menționați mai jos și adaptați obiectivului în studiu, rezultând un punctaj conform tabelului A3, astfel :

FACTOR		PUNCTAJ
Condiții teren	Teren mediu	3
Apă subterană	Fără epuismente	1
Clasificare construcție	Normală	3
Vecinătăți	Fără riscuri	1
Seismicitate	ag = 0,20 g	2
Risc geotehnic		10

Conform tabelului A4 normativul NP074/2014, totalul de 10 puncte riscul geotehnic este **moderat, categoria geotehnică 2.**

Categoria geotehnică 2, include tipuri uzuale de încercări asupra terenului și lucrări și fundații fără riscuri anormale sau condiții de teren și de solicitare neobișnuite.

Categoria geotehnică 2 obligă la obținerea de date cantitative și calcule geotehnice, dar cu folosirea încercărilor de rutină pentru laborator și de teren, pentru proiectarea și execuția construcției.

4. INVESTIGAȚII GEOTEHNICE ȘI STRATIFICAȚIA INTERCEPTATĂ

4.1 Luându-se în considerare scopul pentru care se elaborează studiul geotehnic, dimensiunile în plan ale construcției și STAS 1242/1-81 s-au executat un foraj geotehnic (F1) cu adâncime de 8m și un sondaj de penetrare (PDU1) cu adâncime de 8m (conform planșei 1).

4.2 Forajul s-a realizat, cu trusa mecanică de 4", pe adâncime de 8,00m, prelevându-se probe de teren (practic la fiecare 50 cm), necesare stabilirii stratificației (Anexa 1) și parametrilor geotehnici pe baza încercărilor de laborator (Anexele 3 - 11).

5.2 La suprafața terenului până la adâncimea de 1,60 m este un strat de umplutură heterogenă, necompactată, cu resturi de materiale de construcții.

5.3 De la adâncimea de 1,60 m este un strat de pământ coeziv, cafeniu, plastic consistent spre vârtos şi cu compresibilitate mare, neepuizat până la -8,00 m.

5.4 Apa subterană, la data efectuării forajului 18.02.2020, a fost interceptată la adâncimea de -6,20 m, fiind cu caracter uşor ascensional. Se apreciază că **nivelul maxim** poate ajunge până la cota de -3,50 m față de cota terenului natural. Din buletinul de analiză chimică pe sol **nr. 14.496 /2020** rezultă faptul că **solul nu prezintă agresivitate chimică față de betoane.**

5.5 Pentru construcțiile ce urmează să se execute, se recomandă **fundarea directă** la adâncimea minimă Df_{min} **= 2,00 m față de nivelul terenului natural,** adâncime ce urmează să fie definitivată de proiectant conf. Normativ NP 112 - 2013.

Deoarece grosimea stratului de umplutură este variabilă în limitele amplasamentului, nu este exclus ca la deschiderea săpăturii să se modifice cota finală de fundare.

5.6 Față de cele menționate la punctul anterior **stratul de teren de la nivelul tălpii fundației este un strat de argilă, cafenie, plastic consistentă** spre vârtoasă, interceptată până la adâncimea de 8,00 m.

5.7 În faza de predimensionare a noilor fundații, drept capacitate portantă a terenului se va admite p_{conv} stabilit în funcție de presiunea convențională de bază $\overline{p_{conv}}$ (pt. B = 1,00 m şi Df = 2,00 m) corectată pentru lățimea şi adâncimea de fundare corespunzătoare fundației dimensionate şi pentru gruparea de încărcări, conf. STAS 3300/2-85.

Pentru stratul menționat la punctul 5.6 care poate veni în contact cu talpa fundației, în funcție de adâncimea de fundare adoptată, presiunea convențională de bază :

$$\overline{p_{conv}} = 230 \text{ kPa}$$

5.8 În conformitate cu STAS 3300/2-85, pentru construcții obişnuite, nesensibile la tasări diferențiate şi terenuri bune de fundare, se pot folosi presiunile convenționale şi în **faza de dimensionare a fundațiilor,** situație în care se încadrează şi cazul analizat.

5.9 La proiectarea infrastructurii se va ține seama de prescripțiile 'Normativului pentru proiectarea structurilor de fundare directă' indicativ NP 112 – 2013.

5.10 Clasele de expunere pentru betoanele din infrastructură:

Ing. BABA CORN[illegible] A
Timisoara Str. Cluj[illegible] 0 ap.1
Tel. 0721158506

Nr.8942 din 04.03.2020
cf. reg. evidenta

REFERAT

privind verificarea de calitate la cerinta A_f a studiului

"INTOCMIRE DALI SI EXECUTIE-INLOCUIRE CAZANE PE GAZ 2X58 MW LA S.C. CET HIDROCARBURI S.A. ARAD" ; STUDIUL GEOTEHNIC nr. 54/2020, amplasament:Loc. ARAD, Calea IULIU MANIU, nr. 65-71, CF nr. 307811; 307712; 307809; 307815, jud. ARAD
faza D.T.A.C

1. Date de identificare:

Proiectant de specialitate : S.C. GEO TOLS S.R.L.
Titular de investiti : S.C. CET HIDROCARBURI S.A. ARAD
Amplasament : Loc. ARAD, Calea IULIU MANIU, nr. 65-71, CF nr. 307811; 307712; 307809; 307815, jud. ARAD

Data prezentarii pentru verificare: 04.03.2020

2. Caracteristici principale ale proiectului

STUDIUL GEOTEHNIC CUPRINDE:

- **STUDIU GEOTEHNIC** cu datele generale referitoare la amplasament, lucrarile de investigare geotehnica efectuate, buletine de analiza si interpretarea rezultatelor incercarilor de investigare geotehnica, concluzii si recomandari privind terenul de fundare.
- **Anexe grafice si tabelare:** - plan de situatie, fise sondaj geotehnic, buletinele de analiza ale incercarilor de laborator, fise centralizatoare cu rezultatele penetrarilor dinamice cu con PDU, calculul capacitatii portante a terenului de fundare, buletin de analiza al solului.

3. Documente prezentate la verificare

- Memoriu tehnic in care se prezinta solutia adoptata pentru respectarea cerintei de verificare: STUDIU GEOTEHNIC nr. 54/2020
- Caietele de sarcini: ---
- Breviar de calcul: Calculul capacitatii portante a terenului de fundare
- Plansele cu solutia proiectata:
- Alte documente: plan de situatie, fise sondaj geotehnic, buletine de analiza ale incercarilor de laborator, fise centralizatoare cu rezultatele penetrarilor dinamice cu con PDU, calculul capacitatii portante a terenului de fundare, buletin de analiza al solului.

4. Observatii si recomandari

STUDIUL GEOTEHNIC verificat corespunde din punct de vedere al exigentelor impuse de legislatia de specialitate in vigoare.

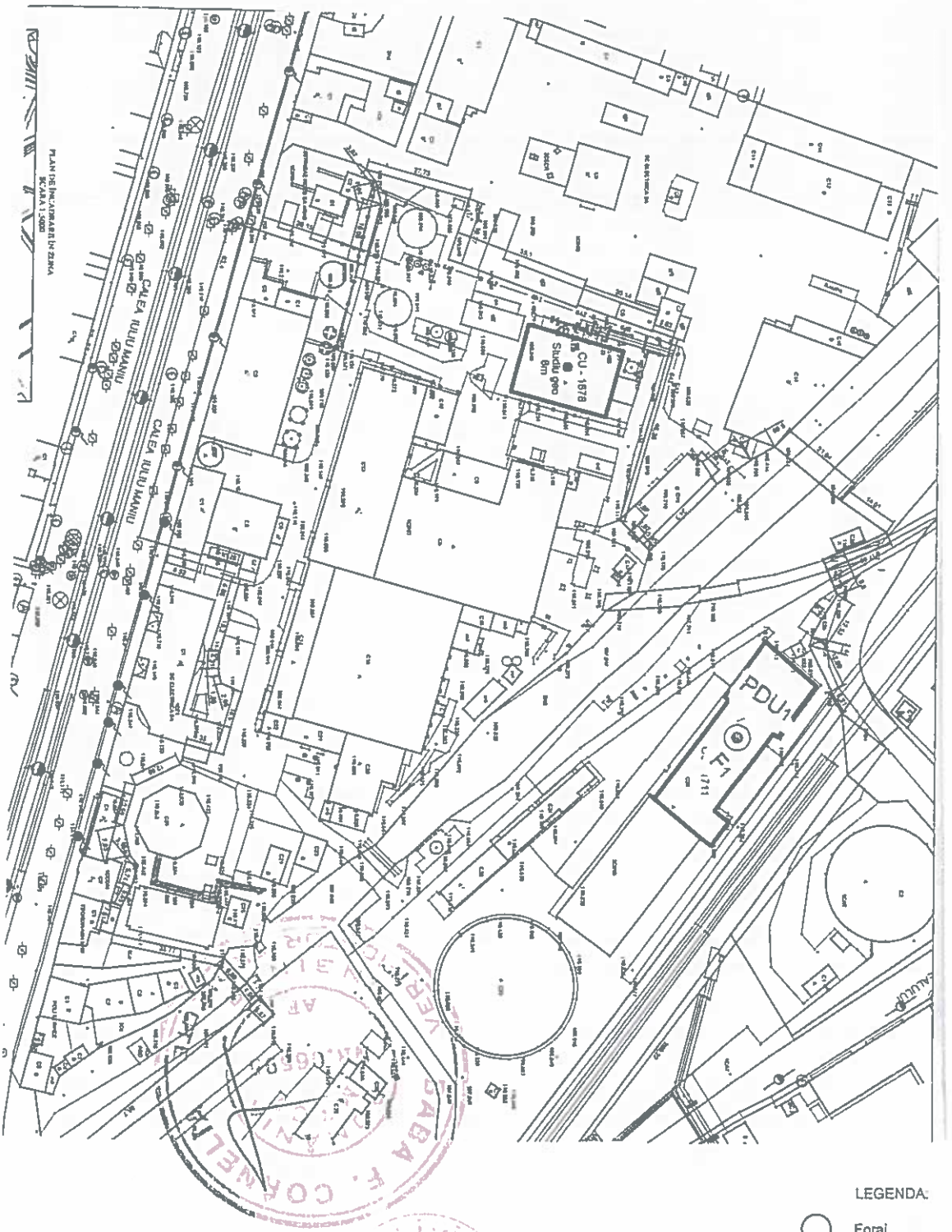
5. Concluzii finale

STUDIUL GEOTEHNIC verificat corespunde scopului cerut furnizand elementele geotehnice necesare proiectarii infrastructurii pentru **"INTOCMIRE DALI SI EXECUTIE-INLOCUIRE CAZANE PE GAZ 2X58 MW LA S.C. CET HIDROCARBURI S.A. ARAD".**

Am primit 3 exemplare
Investitor/Proiectant

Am predat 3 exemplare
Verificator A_f ing. BAB[illegible] CORNELIA

PLAN DE SITUATIE
Loc.Arad, jud.Arad
Scara 1:500



LEGENDA:

Foraj

Penetrare dinamica

S.C. GEO TOLS S.R.L.
Dumbravita, str. P. Sandor, nr. 45
tel: 0721.911.665 sau 0723.298.097

Întocmire DALI și execuție "Înlocuire cazane pe gaz 2x58 MW la S.C. Cet Hidrocarburi S.A. Arad"

S.C Cet Hidrocarburi S.A. Arad

Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71, C.F. 307811; 307712; 307809; 307815, jud. Arad

Desenat	ing. ARDELEAN LIVIU	PLAN DE SITUATIE A LUCRARILOR EFECTUATE		Plansa 1
Proiectat	ing. ARDELEAN LIVIU			
Verificat	ing. BOANGIU CLAUDIU	Data: Martie 2020	Scara: 1:500	Faza: AC

SC GEOTOLS SRL

Dumbravita, str. Petofi Sandor, nr.45
Nr.Reg. Comert RO17639174 , J35/1828/2005
tel. 0721911665, 0723298097

NR. PROIECT [illegible]4/2020

BENEFICIAR: **S.C Cet Hidrocarburi S.A. Arad**

ADRESA: **Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71, C.F. 307811; 3**

DATA: **Martie 2020**

FISA GEOTEHNICA A FORAJULUI: F1

Anexa

Nivelul superior al acviferului Nivelul hidrostatic

ADANCIME	COTA APEI SUBTERANE	STRATIFICATIE	DENUMIREA STRATULUI	PLASTICITATE Ip			IND. DE CONSISTENTA Ic					Greut. volumica	Porozitatea	Indicele porilor	Grad umiditate	Proba comp. tasare		Id	Forfec. si zdrobire		Rezistenta la pe
				Wp	W	Wi	Curgator	Moale	Consist.	Vartos	Tare					Modul deformatie	Deformatie specifica	Grad de indesare	Unghi de frecare	Coeziune	N10 lov/10cm
			0,0 UMPLUTURA NECOMPACTATA																		
			-1,6 ARGILA: cafenie, plastic consistenta	22,3	23,3	56,1			0,59				49,03	0,96		65,65					
			-2,0 ARGILA: cafenie, plastic consistenta spre vârtoasă							0,82			44,44	0,80		84,56					
			-2,6 ARGILA: cafenie,plastic consistenta,saturata ,strat neepuizat							0,83			44,33	0,80		84,98					

0 −1 −2 −3 −4 −5 −6 −7 −8

Nhmax = -4,50 m

Nh = -6,00 m

acvifer sub presiune

Intocmit:

ing. Claudiu Boangiu

ing. [illegible]

SC GEO TOLS SRL
Localitatea Dumbrăvița, Str Petofi Sandor, nr. 45, tel 0721 911.665 sau 0723.298.097

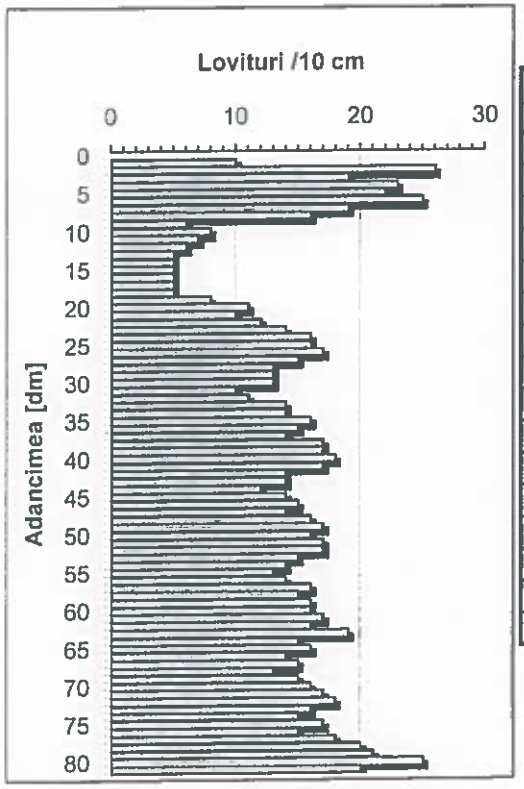
ANEXA 4

Proiect: STUDIU GEOTEHNIC

Amplasament :Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71, C.F. 307811; 307712; 307809; 307815, jud. Arad.
Beneficiar :S.C. Cet Hidrocarburi S.A. Arad
Data : Martie 2020

REZULTATUL INCERCARILOR DE TEREN PRIN PENETRARE DINAMICA CU CON

PDU 1



H	N10	Rd	Rp	n	e	Ic	I_D	M2-3	E
m	lov/10cm	daN/cmp	daN/cmp	%	-	-	-	daN/cmp	daN/cmp
0.0-0.5	15,6	48,50	37,83	43,93	0,78	0,82	-	86,47	129,71
0.5-1.0	17,6	54,72	42,68	43,33	0,76	0,86	-	88,67	133,01
1.0-1.5	6,2	17,14	13,37	48,62	0,95	0,61	-	67,51	74,26
1.5-2.0	5,6	15,48	12,08	49,03	0,96	0,59	-	65,65	72,21
2.0-2.5	12,6	34,84	27,17	45,51	0,84	0,75	-	80,44	104,57
2.5-3.0	14,8	40,92	31,92	44,76	0,81	0,80	-	83,37	108,38
3.0-3.5	12,4	34,29	26,74	45,59	0,84	0,75	-	80,15	104,19
3.5-4.0	15,8	43,69	34,08	44,44	0,80	0,82	-	84,56	109,93
4.0-4.5	15,0	41,48	32,35	44,69	0,81	0,80	-	83,62	108,70
4.5-5.0	15,2	42,03	32,78	44,63	0,81	0,81	-	83,86	109,02
5.0-5.5	15,8	43,69	34,08	44,44	0,80	0,82	-	84,56	109,93
5.5-6.0	16,2	44,70	34,87	44,33	0,80	0,83	-	84,98	110,48
6.0-6.5	15,0	41,48	32,35	44,69	0,81	0,80	-	83,62	108,70
6.5-7.0	16,0	44,24	34,51	44,38	0,80	0,83	-	84,79	110,23
7.0-7.5	14,8	41,01	31,99	44,74	0,81	0,80	-	83,41	108,44
7.5-8.0	14,8	41,01	31,99	44,74	0,81	0,80	-	83,41	108,44

Întocmit:
Ing. Ardelean Liviu

Verificat:
Ing. Baba Cornelia

ANEXA 3

S.C. CARA SRL
Str. Filaret Barbu nr. 2
300193 Timişoara

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 1.00 m...- 2.00 m

BULETIN DE ANALIZĂ nr. / ANALYSIS REPORT no. 936 / 27.02.2020

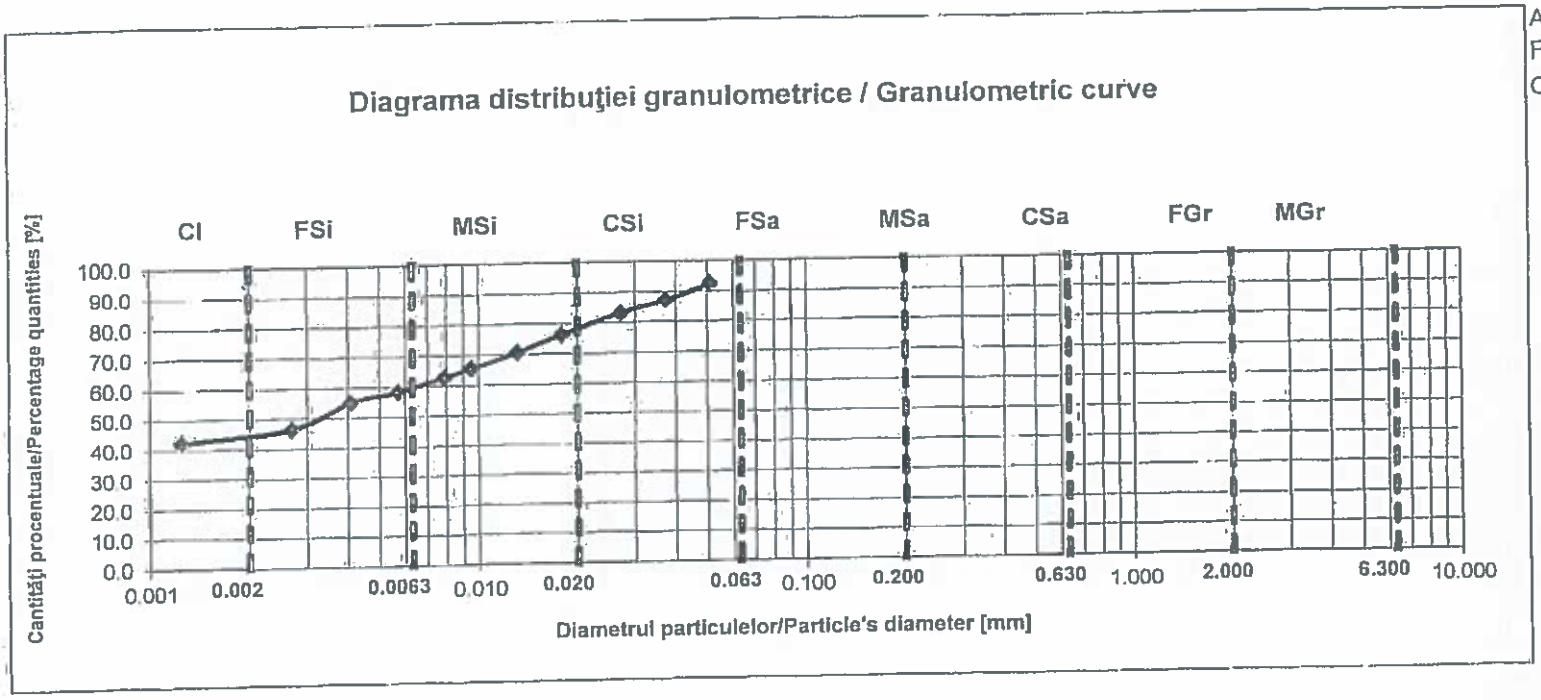
DETERMINAREA GRANULOZITĂŢII PĂMÂNTURILOR PRIN METODA SEDIMENTĂRII / PARTICLE SIZE ANALYSIS FOR SOILS BY SEDIMENTATION

Conform/According to SR EN ISO 14688-2 - Laborator autorizat/Authorized laboratory - Aut. nr/Aut. No.2723/18.04.2013

T	[sec]	Densitate/Density	R	R'	Ct	R''	10^2*eta	Hr	dt [mm]	mt [%]
30''	30	1,0281	28.1	28.6	0.19323	28.7932	0.09826	7.276	0.0510	92.5
1'	60	1.0265	26.5	27.0	0.19323	27.1932	0.09826	7.820	0.0374	87.4
2'	120	1.0252	25.2	25.7	0.19323	25.8932	0.09826	8.262	0.0272	83.2
5'	300	1.0231	23.1	23.6	0.19323	23.7932	0.09826	8.976	0.0179	76.5
10'	600	1.0213	21.3	21.8	0.19323	21.9932	0.09826	9.588	0.0131	70.8
20'	1200	1.0197	19.7	20.2	0.19323	20.3932	0.09826	10.132	0.0095	65.7
30'	1800	1.0188	18.8	19.3	0.19323	19.4932	0.09826	10.438	0.0079	62.8
60'	3600	1.0174	17.4	17.9	0.19323	18.0932	0.09826	10.914	0.0057	58.3
120'	7200	1.0164	16.4	16.9	0.19323	17.0932	0.09826	11.254	0.0041	55.2
300'	18000	1.0137	13.7	14.2	0.19323	14.3932	0.09826	12.172	0.0027	46.5
1440'	86400	1.0124	12.4	12.9	0.19323	13.0932	0.09826	12.614	0.0013	42.4

ANEXA 4

Diagrama distribuţiei granulometrice / Granulometric curve



Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 1.00 m...- 2.00 m

Cl -	45 %
FSi -	15 %
MSi -	20 %
CSi -	19 %
FSa -	1 %
MSa -	0 %
CSa -	0 %
FGr -	0 %
MGr -	0 %
CGr -	0 %

Cl -	45 %
Si -	54 %
Sa -	1 %
Gr -	0 %

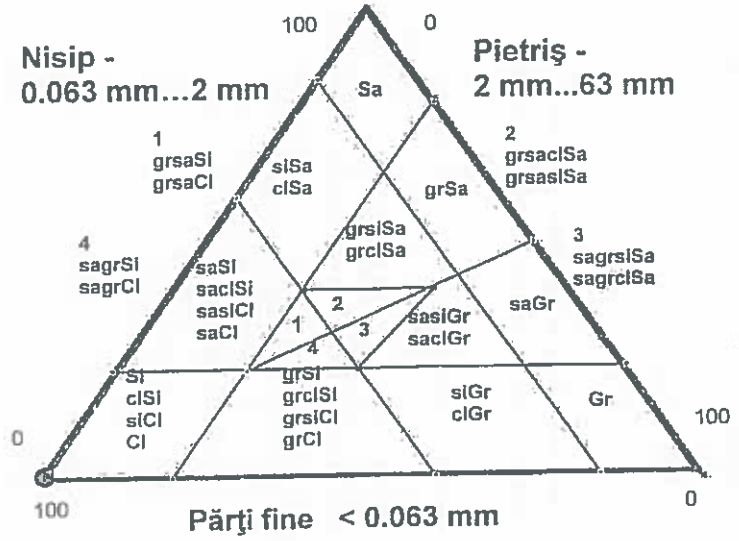
Total	100 %

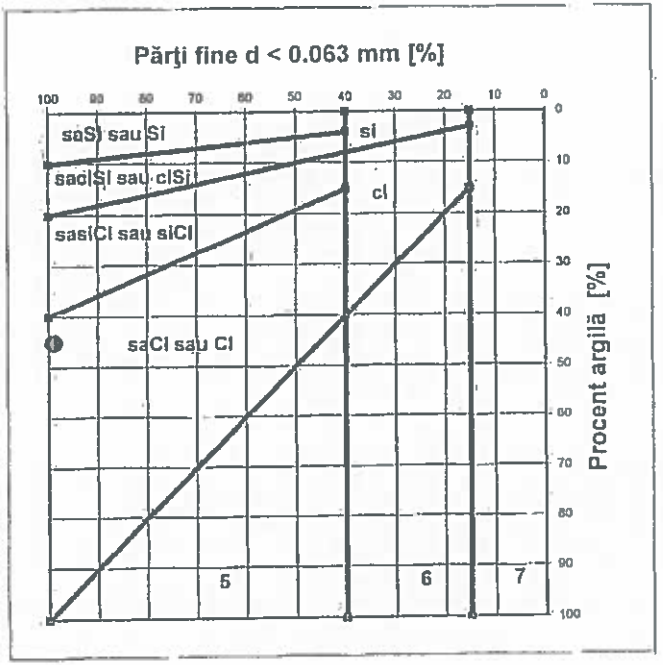
Pământuri fine		Pământuri grosiere		Pământuri foarte grosiere	
Cl	Argilă	Sa	Nisip	Co	Bolovăniş
Si	Praf	FSa	Nisip fin	Bo	Blocuri
FSi	Praf fin	MSa	Nisip mijlociu	Lbo	Blocuri mari
MSi	Praf mijlociu	CSa	Nisip mare		
CSi	Praf mare	Gr	Pietriş		
		FGr	Pietriş mic		
		MGr	Pietriş mijlociu		
		CGr	Pietriş mare		

ANEXA 5

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 1.00 m...- 2.00 m

CLASIFICARE PĂMÂNTURI
SR EN ISO 14688-2/2005





5
Pământuri fine (praf şi argilă)

6
Pământuri mixte (pietriş argilos sau prăfos şi nisip)

7
Pământuri granulare (pietriş şi nisip)

DENUMIRE PAMANT / SOIL TYPE
ARGILĂ / CLAY - Cl

Şef profil: Dr. ing. Ioan Petru BOLDU[illegible]EA[illegible]
Şef laborator: ing. Gabriela ARVAT[illegible]

SC CARA SRL
LABOR[illegible]DR GEOTE[illegible]
GT [illegible] AC6
Aviz nr. 2723/18.[illegible]2013-Ach.-MBM

PO-101-01.07/13

ANEXA 6

S.C. CARA SRL
Str. Filaret Barbu nr. 2
300193 Timişoara

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.00 m...- 2.60 m

BULETIN DE ANALIZĂ nr. / ANALYSIS REPORT no. 937 / 17.02.2020

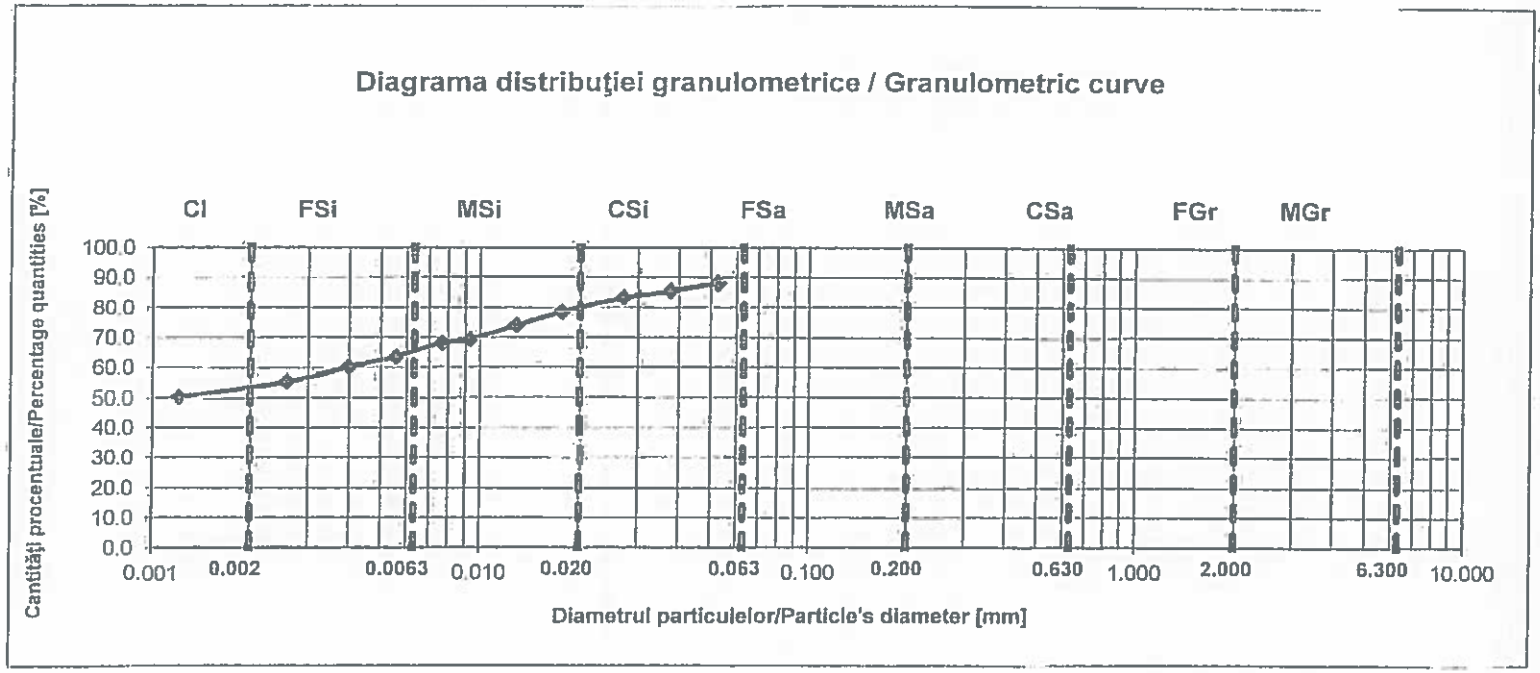
DETERMINAREA GRANULOZITĂŢII PĂMÂNTURILOR PRIN METODA SEDIMENTĂRII / PARTICLE SIZE ANALYSIS FOR SOILS BY SEDIMENTATION

Conform/According to SR EN ISO 14688-2 - Laborator autorizat/Authorized laboratory - Aut. nr/Aut. No.2723/18.04.2013

T	[sec]	Densitate/Density	R	R'	Ct	R''	10^2*eta	Hr	dt [mm]	mt [%]
30"	30	1.0268	26.8	27.3	0.19323	27.4932	0.09826	7.718	0.0525	88.3
1'	60	1.0260	26.0	26.5	0.19323	26.6932	0.09826	7.990	0.0378	85.8
2'	120	1.0253	25.3	25.8	0.19323	25.9932	0.09826	8.228	0.0271	83.5
5'	300	1.0238	23.8	24.3	0.19323	24.4932	0.09826	8.738	0.0177	78.8
10'	600	1.0224	22.4	22.9	0.19323	23.0932	0.09826	9.214	0.0128	74.3
20'	1200	1.0209	20.9	21.4	0.19323	21.5932	0.09826	9.724	0.0093	69.5
30'	1800	1.0205	20.5	21.0	0.19323	21.1932	0.09826	9.860	0.0077	68.2
60'	3600	1.0191	19.1	19.6	0.19323	19.7932	0.09826	10.336	0.0056	63.8
120'	7200	1.0180	18.0	18.5	0.19323	18.6932	0.09826	10.710	0.0040	60.3
300'	18000	1.0165	16.5	17.0	0.19323	17.1932	0.09826	11.220	0.0026	55.5
1440'	86400	1.0149	14.9	15.4	0.19323	15.5932	0.09826	11.764	0.0012	50.4

ANEXA 7

Diagrama distribuţiei granulometrice / Granulometric curve



Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.00 m...- 2.60 m

Cl -	54 %
FSi -	12 %
MSi -	14 %
CSi -	11 %
FSa -	9 %
MSa -	0 %
CSa -	0 %
FGr -	0 %
MGr -	0 %
CGr -	0 %

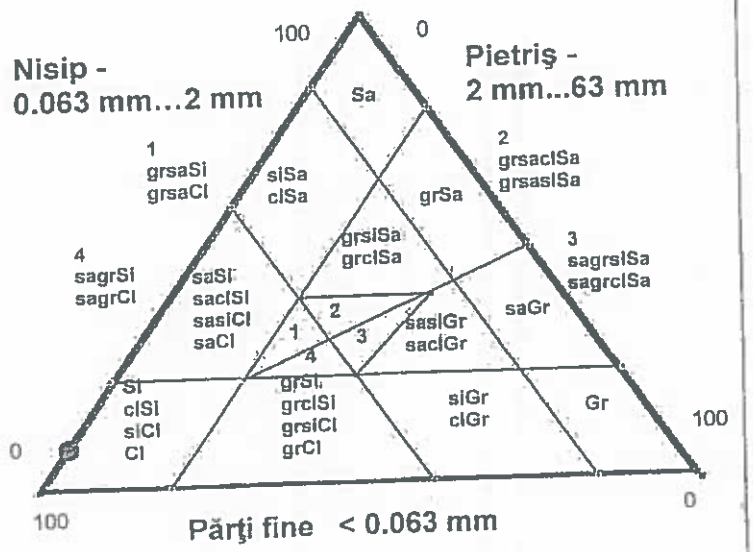
Cl -	54 %
Si -	37 %
Sa -	9 %
Gr -	0 %

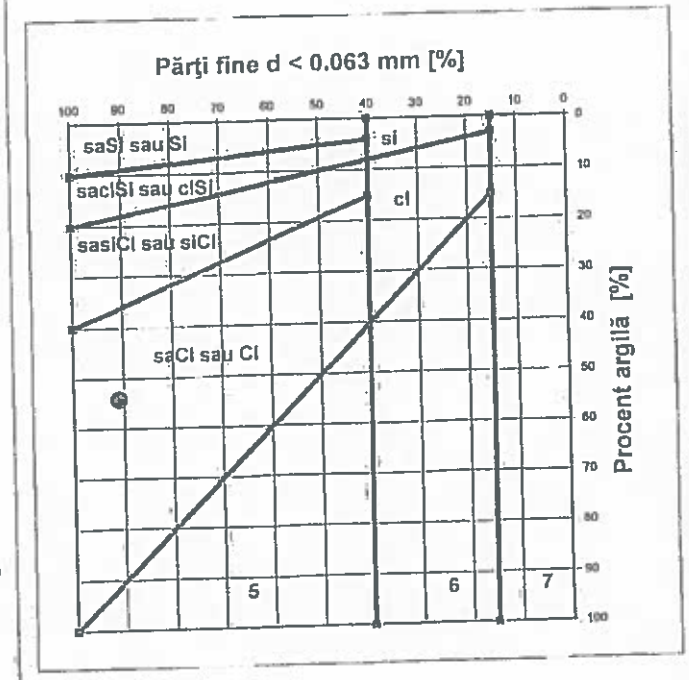
Total	100 %

Pământuri fine		Pământuri grosiere		Pământuri foarte grosiere	
Cl	Argilă	Sa	Nisip	Co	Bolovăniş
Si	Praf	FSa	Nisip fin	Bo	Blocuri
FSi	Praf fin	MSa	Nisip mijlociu	Lbo	Blocuri mari
MSi	Praf mijlociu	CSa	Nisip mare		
CSi	Praf mare	Gr	Pietriş		
		FGr	Pietriş mic		
		MGr	Pietriş mijlociu		
		CGr	Pietriş mare		

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.00 m...- 2.60 m

CLASIFICARE PĂMÂNTURI
SR EN ISO 14688-2/2005





5
Pământuri fine (praf şi argilă)

6
Pământuri mixte (pietriş argilos sau prăfos şi nisip)

7
Pământuri granulare (pietriş şi nisip)

DENUMIRE PAMÂNT / SOIL TYPE
ARGILĂ / CLAY - Cl

Şef profil: Dr. ing. Ioan Petru BOLOGA
Şef laborator: ing. Gabriela ARVAT

SC CARA S... LABORATOR G...
Nr. 2723/18.10.2013 ACS

ANEXA 9

S.C. CARA SRL
Str. Filaret Barbu nr. 2
300193 Timişoara

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.60 m...- 8.00 m

BULETIN DE ANALIZĂ nr. / ANALYSIS REPORT no. 938 / 27.02.2020

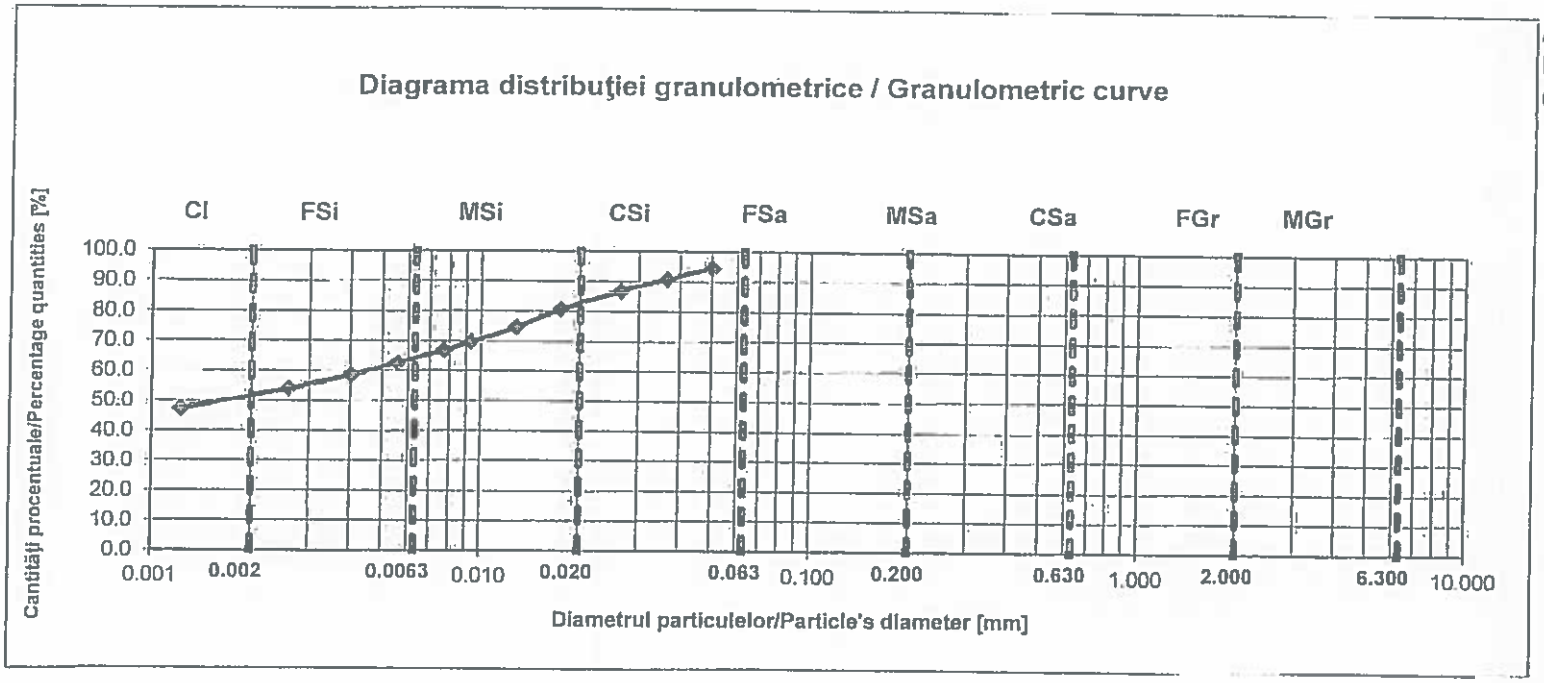
DETERMINAREA GRANULOZITĂŢII PĂMÂNTURILOR PRIN METODA SEDIMENTĂRII / PARTICLE SIZE ANALYSIS FOR SOILS BY SEDIMENTATION

Conform/According to SR EN ISO 14688-2 - Laborator autorizat/Authorized laboratory - Aut. nr/Aut. No.2723/18.04.2013

T	[sec]	Densitate/Density	R	R'	Ct	R"	10^2*eta	Hr	dt [mm]	mt [%]
30"	30	1.0288	28.8	29.3	0.19323	29.4932	0.09826	7.038	0.0502	94.7
1'	60	1.0276	27.6	28.1	0.19323	28.2932	0.09826	7.446	0.0365	90.9
2'	120	1.0264	26.4	26.9	0.19323	27.0932	0.09826	7.854	0.0265	87.1
5'	300	1.0245	24.5	25.0	0.19323	25.1932	0.09826	8.500	0.0174	81.0
10'	600	1.0226	22.6	23.1	0.19323	23.2932	0.09826	9.146	0.0128	74.9
20'	1200	1.0210	21.0	21.5	0.19323	21.6932	0.09826	9.690	0.0093	69.8
30'	1800	1.0201	20.1	20.6	0.19323	20.7932	0.09826	9.996	0.0077	67.0
60'	3600	1.0188	18.8	19.3	0.19323	19.4932	0.09826	10.438	0.0056	62.8
120'	7200	1.0175	17.5	18.0	0.19323	18.1932	0.09826	10.880	0.0040	58.7
300'	18000	1.0161	16.1	16.6	0.19323	16.7932	0.09826	11.356	0.0026	54.2
1440'	86400	1.0140	14.0	14.5	0.19323	14.6932	0.09826	12.070	0.0012	47.5

ANEXA 10

Diagrama distribuţiei granulometrice / Granulometric curve



Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.60 m...- 8.00 m

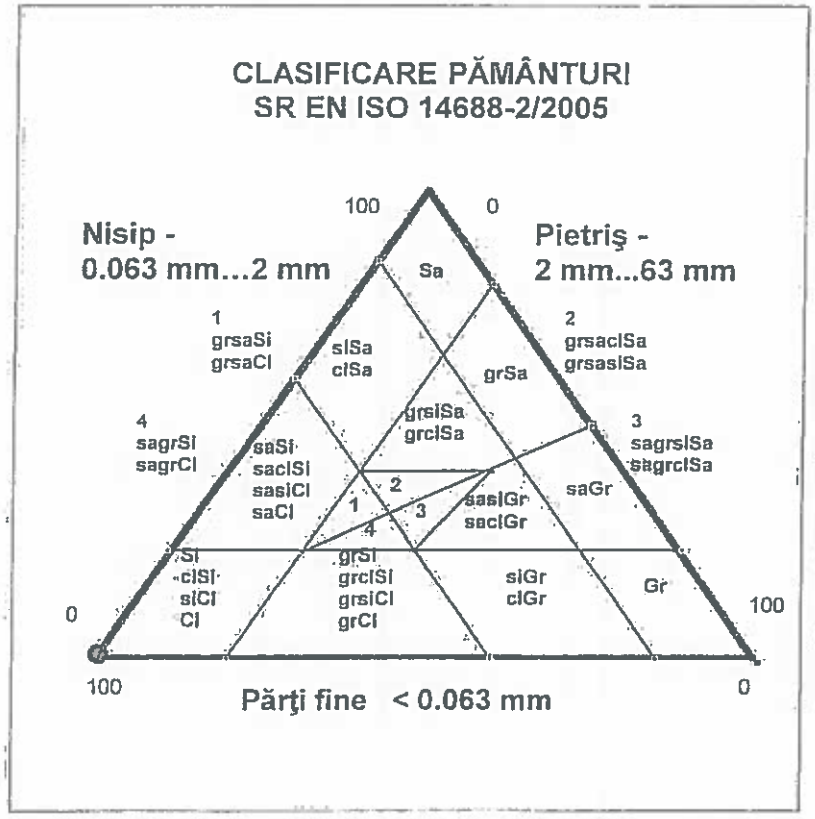
Cl -	52 %
FSi -	13 %
MSi -	18 %
CSi -	16 %
FSa -	1 %
MSa -	0 %
CSa -	0 %
FGr -	0 %
MGr -	0 %
CGr -	0 %

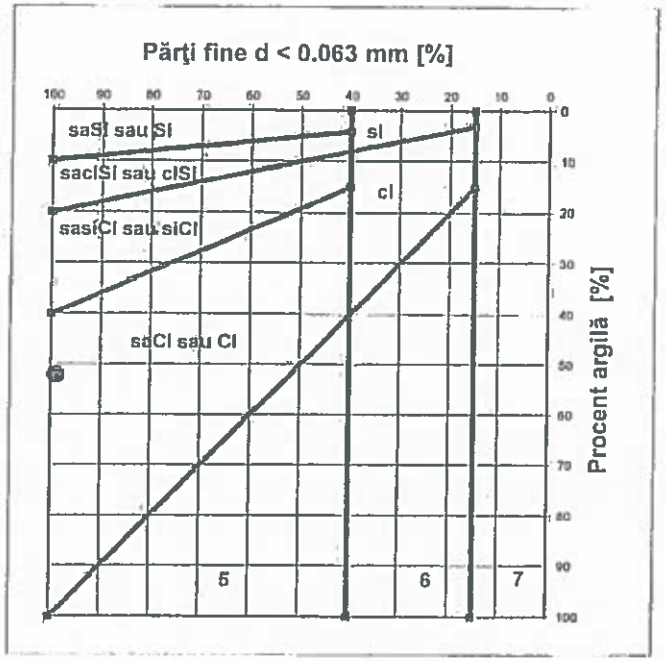
Cl -	52 %
Si -	47 %
Sa -	1 %
Gr -	0 %

Total	100 %

Pământuri fine		Pământuri grosiere		Pământuri foarte grosiere	
Cl	Argilă	Sa	Nisip	Co	Bolovăniş
Si	Praf	FSa	Nisip fin	Bo	Blocuri
FSi	Praf fin	MSa	Nisip mijlociu	Lbo	Blocuri mari
MSi	Praf mijlociu	CSa	Nisip mare		
CSi	Praf mare	Gr	Pietriş		
		FGr	Pietriş mic		
		MGr	Pietriş mijlociu		
		CGr	Pietriş mare		

ANEXA 4





Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.60 m...- 8.00 m

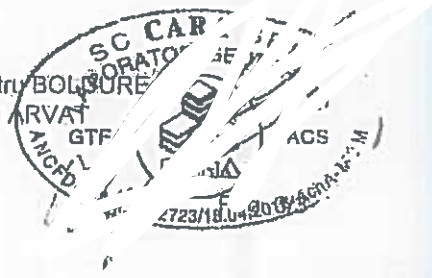
5
Pământuri fine (praf şi argilă)

6
Pământuri mixte (pietriş argilos sau prăfos şi nisip)

7
Pământuri granulare (pietriş şi nisip)

DENUMIRE PAMANT / SOIL TYPE
ARGILĂ / CLAY - Cl

Şef profil: Dr. ing. Ioan Petru BOLDURE
Şef laborator: ing. Gabriela ARVAT



PO-101-01.07/13

ANEXA 12

S.C. CARA SRL
STR. FILARET BARBU NR. 2
300193 TIMIŞOARA
RO60 RNCB 0255 1468 9495 0001
BCR, SUC. TIMIŞOARA
WWW.CARA-GEOTEHNICA.RO
LAB.AUT.GR. II PROFIL GTF+CHIMIC - AUT. NR. 2723/18.04.2017

O.R.C. J 35/986/1992
C.I.F. RO – 1820068
TEL. 0356-448979
MOB. 0722-573188
FAX 0356-410067
E-MAIL: OFFICE@CARA-GEO.RO

BULETIN DE ANALIZĂ nr. 14.496 / 2020

ANALIZE CHIMICE AGRESIVITATE SOL FAŢĂ DE BETON
Conform cerinţe standard NE 012 – 1 / 2007

Denumire lucrare : Analiză chimică – agresivitate sol faţă de beton pt. o probă prelevată din Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71, jud. Arad.

Beneficiar : S.C. GEO TOLS S.R.L. pentru Municipiul Arad

Determinări		Valori de referinţă	Clasa de expunere	Metode de încercări de referinţă	Metode de încercări utilizate	UM	Rezultate	Clasa de expunere	Agresivitate chimică
Prelevare probă	Locul prelevării probelor : Arad Adâncimea de prelevare : F 1 – 1,00 m...- 2,00 m Data prelevării probelor : 18.02.2020				-	-	-	-	-
Sulfaţi (SO_4^{2-})		≥ 2000 şi ≤ 3000 > 3000 şi ≤ 12000 > 12000 şi ≤ 24000	XA1 XA2 XA3	STAS 8601 - 70	Fotometrul HI 83200	mg/kg	2800,0	-	Agresivitate slabă
pH				ISO 4316	Fotometrul HI 83200	-	8,0	-	Neagresivă
Aciditate		> 200 Baumann Gully	XA1 XA2 XA3	DIN 4030-2		ml/kg	9,12	-	Neagresivă

Data : 28.02.2020

Şef profil : Ing. Oana Loredana LĂCĂTUŞU

Şef laborator: Ing. Gabriela ARVAT

STUDIU TOPOGRAFIC

MEMORIU TEHNIC

Pentru realizarea studiului topografic, trebuie parcurse următoarele etape:

1. Recunoaşterea terenului a limitelor zonelor studiate, stabilirea metodelor de lucru şi a aparaturii necesare
2. Obţinerea de informaţii specifice lucrării de la OCPI, CET Hidrocarburi, Primăria Mun. Arad
3. Lucrări premergătoare

Aceste lucrări, executate în teren şi la birou asigură condiţiile optime de realizare a sesiunilor de măsurători, în urma recunoaşterii zonei de lucru şi întocmirii proiectului lucrării.

Pentru realizarea proiectului a fost necesară o documentare prealabilă în legătură cu zonele la care se referă proiectul:

Informaţiile privitoare la relief, la situaţia existentă în teren referitoare la construcţii, platforme şi posibilitatea de acces. S-a stabilit că toată ridicarea topografică se va realiza pe domeniul public al Municipiului Arad situat în actuala incintă funcţională S.C. CET Hidrocarburi S.A, situată în Bd-ul Iuliu Maniu nr. 65 -71, Arad (C.F. nr. 359603, 307811, 307809).

Se menţionează că lucrarea topografică pentru delimitarea proprietăţii publice s-a bazat pe planurile topografice analogice întocmite de către S.C. TOPO AXXIS CAD S.R.L. şi S.C. DATCAD S.R.L.

Rezultatele obţinute în urma lucrărilor topografice realizate au fost preluate şi folosite la redactarea pieselor scrise şi desenate ale proiectului.

4. Lucrări de teren

Conform prevederilor instrucţiunilor tehnice în vigoare, toate punctele din ridicarea topografică a fost determinată în sistemul de referinţă Stereo 70. Marea Neagră 75.

Pentru determinarea punctelor de detaliu s-au realizat măsurători satelitare prin metoda cinematică în timp real (RTK), utilizând receptoare multi frecvenţă.

Pentru realizarea acestor măsurători s-au folosit receptoare Leica: Viva (două receptoare).

Datele rezultate în urma determinărilor GPS cu receptoare Leica au fost prelucrate în vederea întocmirii planului digital.

Preciziile obţinute: măsurătorile s-au încadrat în toleranţele admise de normele şi normativele în vigoare.

Rezultatele obţinute în sistemul ETRS89 sunt transformate în sistemul de referinţă Stereografic 1970 utilizând programul TransdatRO 4.05.

Caracteristicile generale ale zonei de lucru asigură condiţii bune de deplasare la punctele reţelei de îndeşire.

5. Lucrări de birou

Datele au fost prelucrate cu AutoCAD Civil 3D 2015 şi Topo LT ver.9.0 Planurile au fost redactate în AutoCAD la scara 1:1.

Programul pentru compensarea reţelei de ridicare se bazează pe metoda măsurătorilor indirecte.

În calcule au fost utilizate punctele cu coordonate în Sistemul de proiecţie Stereografic 1970. Au fost utilizate semnele convenţionale în vigoare.

Suprafeţe/Lungimi măsurate – ARAD
- 1.700 mp;
- 9.470 mp;
- 9.522 mp.

Imobilul este înscris în Cartea funciară nr. :

- **359603**, identificat prin număr cadastral 359603, în suprafață de 1.700 mp;
- **307811**, identificat prin număr cadastral 307811, în suprafață de 9.470 mp;
- **307809**, identificat prin număr cadastral 307809, în suprafață de 9.522 mp.

Suprafața totala C.F. nr. 359603, 307811, 307809 este de 20.692 mp.

Redactarea planurilor de amplasament și delimitarea cu semne convenționale, respectiv planurile topografice analogice au fost recepționate și vizate OCPI.

Atașăm mai jos inventarul de coordonate a punctelor radiate:
Pentru **C.F. 307811:**

Nr. Pct.	Coordonate pct. de contur	
	X [m]	Y [m]
591	526980.600	216998.578
610	526977.163	216996.432
611	526976.112	216995.776
634	526975.295	216995.266
592	526974.291	216994.639
593	526966.098	217007.559
594	526949.847	217026.284
595	526936.778	217040.607
596	596925.621	217052.711
597	526908.724	217071.302
598	526886.412	217094.872
599	526874.603	217101.032
338	526857.533	217115.252
649	526854.268	217117.099
650	526850.782	217119.070
343	526846.655	217121.405
348	526845.982	217126.424
600	526844.024	217128.668
374	526833.514	217139.135
430	526810.468	217159.838
412	526804.677	217165.233
601	526786.037	217179.318
602	526782.136	217179.194
432	526781.811	217179.509
435	526775.915	217185.089
603	526772.075	217189.054
604	526772.081	217191.886
444	526769.891	217194.206
451	526766.574	217197.532
470	526758.665	217204.453
467	526760.804	217209.943
653	526761.910	217211.228
654	526764.587	217214.338
462	526766.047	217216.035
471	526767.849	217217.442
707	526768.012	217217.714

706	526769.476	217220.155
472	526769.765	217220.637
510	526775.545	217225.482
506	526784.386	217235.567
605	526785.965	217243.046
518	526788.151	217262.218
660	526793.001	217265.838
659	526794.261	217266.778
606	526795.571	217267.756
607	526848.026	217197.468
608	526884.287	217148.783
252	526884.370	217147.232
658	526882.767	217145.613
661	526881.727	217144.563
526	526880.585	217143.410
251	526875.774	217131.757
250	526876.340	217129.345
249	526882.854	217118.639
657	526881.969	217116.635
652	526881.370	217115.278
651	526979.944	217112.045
648	526879.315	217110.621
240	526878.910	217109.703
267	526879.774	217107.312
645	526884.256	217105.933
644	526891.902	217103.581
205	526895.154	217102.581
197	526909.452	217085.526
166	526925.665	217066.183
152	526941.713	217047.175
143	526961.024	217024.453
132	526975.192	217007.509
131	526976.310	217006.010
130	526978.365	217002.073

Pentru **C.F. 359603:**

Nr. Pct.	**Coordonate pct. de contur**	
	X [m]	**Y [m]**
66	526380.651	220172.749
67	526382.959	220165.724
68	526375.976	220163.388
69	526373.663	220170.459
70	526403.796	220180.242
71	526406.028	220173.224
72	526398.907	220170.949
73	526396.715	220178.037
74	526434.542	220309.362
75	526426.092	220321.158
353	526416.234	220306.212
384	526411.559	220296.364
383	526410.229	220294.398
382	526403.56	220289.589

381	526400.8	220277.143
380	526392.263	220252.96
379	526391.868	220255.218
378	526391.749	220255.904

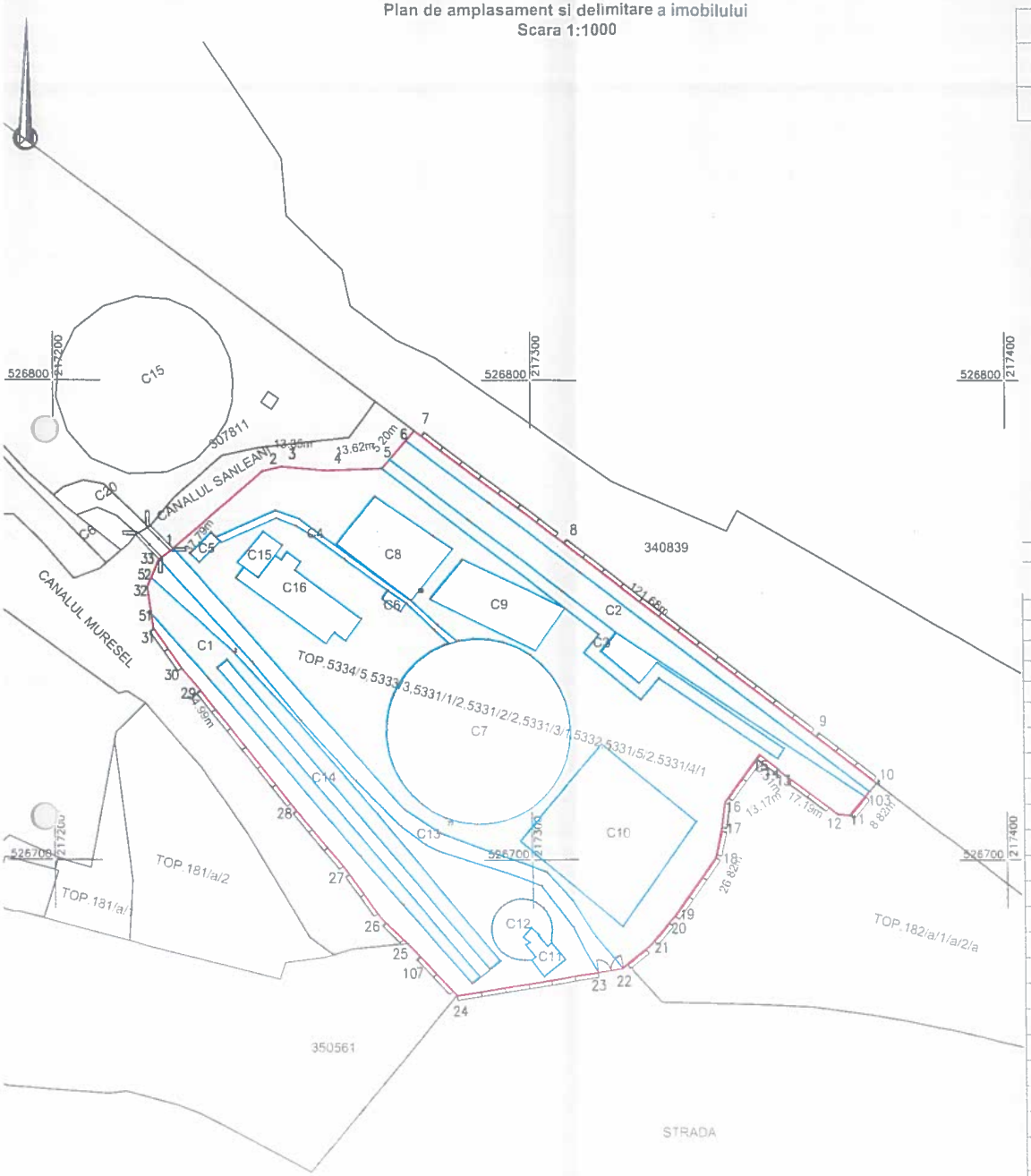
Pentru **C.F. 307809:**

Nr. Pct.	Coordonate pct. de contur	
	X [m]	Y [m]
1	526603.030	220309.831
2	526643.021	220341.901
3	526691.135	220398.870
4	526702.360	220403.175
5	526732.398	220432.237
6	526780.450	220483.378
7	526823.573	220578.502
8	526847.602	220580.517
9	526871.683	220612.203
10	526892.752	220637.371
11	526903.766	220650.385
12	526931.771	220673.393
13	526941.368	220681.298
14	526952.407	220693.153
15	526971.521	220712.308
16	527182.356	220730.276
17	527237.432	227452.282
18	527257.217	227471.721
19	527270.306	227501.563
20	527371.217	227523.247
21	527380.501	227632.109
22	527412.203	227650.230
23	527480.127	227671.392
24	527500.276	227702.013
25	527516.802	227765.231
26	527538.903	227790.653
27	527609.356	227908.297
28	527632.561	227917.830
29	527701.798	227943.397
30	527765.396	227971.560
31	527778.350	227901.349
32	527800.451	227953.531
33	527857.507	227971.703

Întocmit și prelucrat de S.C. PROARCOR S.R.L.
pe baza măsurătorilor și datelor topografice furnizate de
S.C. TOPO AXXIS CAD S.R.L. și S.C. DATCAD S.R.L.

ANEXA 1.35

Plan de amplasament si delimitare a imobilului
Scara 1:1000



Nr. cadastral	Suprafata masurata (mp)	Adresa imobilului	
307809	9522	ARAD, STR. IULIU MANIU NR.65-71	
Cartea Funciara nr.	307809	UAT	ARAD

A. Date referitoare la teren

Nr. parcela	Categorie de folosinta	Suprafata (mp)	Mentiuni
1	CC	9522	TEREN IMPREJMUIT
TOTAL		9522	

B. Date referitoare la constructii

Cod	Destinatia	Suprafata contruita la sol (mp)	Mentiuni
C1	CIE	604	Linie CFU
C2	CIE	536	Linie CFU
C3	CIE	283	Conducte
C4	CIE	76	Conducte
C5	CIE	17	Sperator pacura
C6	CIE	10	Rezervor condens pacura
C7	CIE	1172	Rezervor pacura 3150MC ,an edificare 1979
C8	CIE	261	Rezervor pacura ,an edificare 1993
C9	CIE	255	Rezervor pacura ,an edificare 1993
C10	CIE	720	Rezervor pacura ,an edificare 1993
C11	CIE	41	Cladire statie pompe incendiu, regim inaltime P,sc:51mp scd:51mp,an edificare 1979, fara acte
C12	CIE	111	Bazin, an edificare 1979
C13	CIE	453	Drum acces-CET PE HIDROCARBURI N-E
C14	CIE	221	Rampa descarcare
C15	CIE	43	Casa pompe gospodarie pacura, regim inaltime P,sc:43mp scd:43mp,an edificare 1957
C16	CIE	202	Cladire statie pompe pacura, regim inaltime P,sc:202mp scd:202mp,an edificare 1979
TOTAL		5005	

Suprafata totala masurata a imobilului = 9522mp
Suprafata din act = 9218mp

Executant:

SC DATCAD SRL
Confirm executarea lucrarilor la teren, corectitudinea intocmirii documentatiei cadastrale si corespondenta acesteia cu realitatea din teren
CLASA RO-S-J NR *620 | Semnatura si stampila | CATEGORIA B RO-AR-F NR 0129 | C.I.F. 14358573

Sebastian-
Digitally signed by Sebastian-Vasile Orosz
Reason: RO-AR-F NR 0129

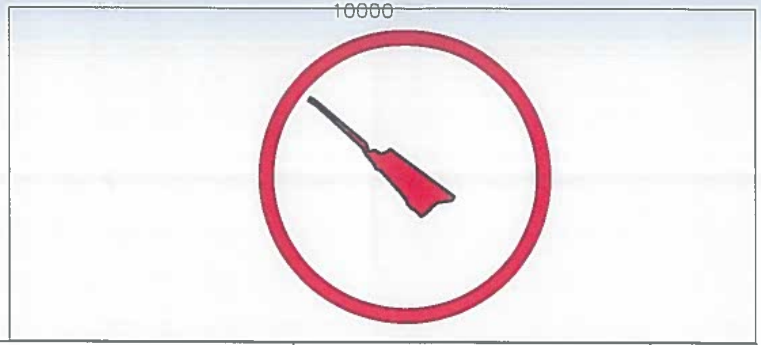
Inspector
Confirm introducerea imobilului in baza de date integrata si atribuirea numarului cadastral
Semnatura si parafa
Stampila BCPI

cerere nr. 136678 / 02-09-2021

Oficiul de Cadastru si Publicitate Imobiliara ARAD

Plan topografic analogic

Scara 1: 1000



LEGENDA

- Constructie
- Constructie anexa
- Linie electrica CF
- Limita proprietate
- Gard de beton
- conducta supraterana
- drum pietruit
- platforma betonata
- linie CF
- semnal CF
- gura canal

S.C. Topo Axxis Cad S.R.L.			BENEFICIAR :	
RO 16263925 Arad B-dul. G. Dragalina nr 18 A Tel 0257-211011			S.C. C.E.T. Hidrocarburi S.A. Arad oras Arad , B- dul Iuliu Maniu nr. 65-71	Pl. nr.
ACTIUNEA :	NUMELE :	SEMNATURA	Scara :	Plan topografic analogic , pentru imobilul identificat prin CF 307811, situat in intravilanul orasului Arad Cal. Iuliu Maniu nr. 65-71
MASURAT :	Olivian Necsa		1:1000 1:10000	
REDACTAT:	Olivian Necsa			
DESENAT:	Olivian Necsa			
VERIFICAT:	Octavian Leuca		STEREO'70	Data: Noiembrie 2017 / Nr. proiect: 465 /2017

A. Date referitoare la teren

Nr. cad.	Categoria de folosinta	Suprafata (mp)	Mentiuni
307811	Cc	9470	imobil partial imprejmuit cu gard de beton
Total		9470	

B. Date referitoare la constructii

Cod constr	Destinatia	Suprafata construita la sol (mp)	Mentiuni
C 1	CIE	16	rezervor spalare
C 2	CIE	279	estacada conducte
C 3	CIE	263	2 (doua) conducte
C 4	CIE	32	atelier dulgherie (constr. in stare avansata de degradare)
C 5	CIE	42	cale ferata uzinala
C 6	CIE	256	cale ferata uzinala
C 7	CIE	221	cale ferata uzinala
C 8	CIE	12	decantor
C 9	CIE	4	bazin
C 10	CIE	13	bazin
C 11	CIE	5	cabina poarta
C 12	CIE	3	WC
C 13	CIE	751	cladire CAF
C 14	CIE	661	cladire CAF
C 15	CIE	1072	turn racire
C 16	CIE	258	depozit chimicale
C 17	CIE	55	PL descarcare HCL
C 18	CIE	60	magazie sare
C 19	DRUM	33	drum
C 20	DRUM	85	drum
Total	-	4121	

Suprafata totala masurata a imobilului = 9470 mp
Suprafata din act = 9470 mp

Executant,	Inspector
SC TOPO AXXIS CAD SRL Confirm executarea masuratorilor la teren, corectitudinea întocmirii documentatiei cadastrale si corespondenta acesteia cu realitatea din teren Semnatura si stampila Data: Noiembrie 2017	Confirm introducerea imobilului în baza de date integrata si atribuirea numarului cadastral Semnatura si parafa Data..... Stampila BCPI

CF 307811
cad.307811
Sact= 9470 mp
Smas= 9470 mp

Nr. Top. 5162

Nr. Top. 5331

CANAL MURESEL

Nr. Cad. 340635

Platforma tehnologica

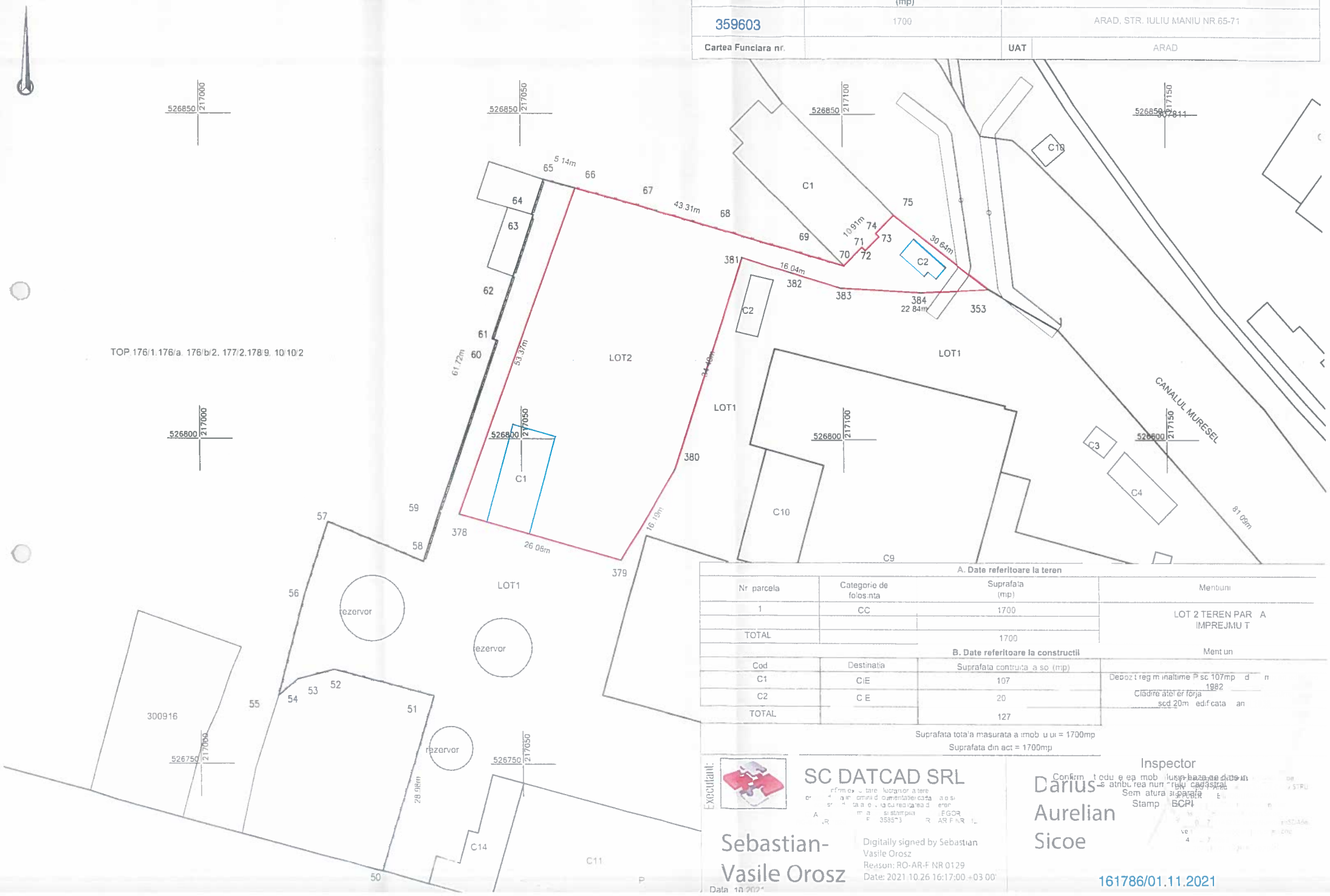
pasarele

C 1 … C 20

ANEXA 1 35

Plan de amplasament si delimitare a imobilului
Scara 1:500

Nr. cadastral	Suprafata masurata (mp)	Adresa imobilului
359603	1700	ARAD, STR. IULIU MANIU NR.65-71
Cartea Funciara nr.		UAT ARAD



A. Date referitoare la teren

Nr parcela	Categorie de folosinta	Suprafata (mp)	Mentiuni
1	CC	1700	LOT 2 TEREN PARCELAT IMPREJMUIT
TOTAL		1700	

B. Date referitoare la constructii

Cod	Destinatia	Suprafata construita la sol (mp)	Mentiuni
C1	CIE	107	Depozit regim inaltime P sc 107mp d m 1982
C2	CIE	20	Cladire atelier forja scd 20m edificata an
TOTAL		127	

Suprafata totala masurata a imobilului = 1700mp

Suprafata din act = 1700mp

Executant:

SC DATCAD SRL

Sebastian-Vasile Orosz

Digitally signed by Sebastian Vasile Orosz
Reason: RO-AR-FINR 0129
Date: 2021.10.26 16:17:00 +03'00'

Data 10.2021

Inspector

Darius-Aurelian Sicoe

Confirm t odu e ea mob iusu baza de d te m s atribu rea num rului cadastral
Sem tura si parafa
Stamp BCPI

161786/01.11.2021

ANEXA C7 SF : ACB

ANALIZA COST-BENEFICIU

Proiect:
„Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA”

Fază:
Studiu de fezabilitate

Beneficiar:
Municipiul Arad

Elaborator:
PROARCOR SRL

Contract:
26D / 17.08.2022

Revizia 6

MA-P2-SACET-SF2-2022

Cuprins

Cuprins....2
1 Prezentarea cadrului de analiză....4
1.1 Denumirea obiectivului de investiție....4
1.2 Beneficiarul investiției....4
1.3 Finanțarea investiției....4
1.4 Cadrul de analiză....4
1.5 Perioada de referință....4
1.6 Descrierea succintă a configurației noii surse....4
1.7 Prezentare generală. Metodologie....5
1.7.1 Analiza financiară....6
1.7.2 Analiza economică....6
2 Definirea obiectivelor. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc....8
2.1 Obiective....8
2.2 Vulnerabilități cauzate de factori de risc....8
2.3 Crearea de noi locuri de muncă în faza de implementare a investiției....8
2.4 Protecția mediului....8
2.5 Performanțe și indicatori principali....9
3 Identificarea proiectului. Situația utilităților și analiza de consum....10
3.1 Scenarii....10
3.1.1 Scenariul contrafactual (SR)....10
3.1.2 Scenariul factual S1....10
3.1.3 Scenariul factual S2....10
3.2 Date de bază....11
4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții....13
4.1 Impactul social și cultural. Egalitatea de șanse....13
4.2 Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției....13
4.3 Impactul asupra factorilor de mediu....13
4.4 Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic....14
5 Analiza cererii de bunuri și servicii....15
6 Analiza financiară....18
6.1 Cheltuieli de investiție....19
6.2 Consumurile și cheltuieli de exploatare....19
6.3 Producțiile și veniturile....25
6.4 Rezultatele analizei financiare....26
7 Analiza economică....30
8 Analiza de senzitivitate....33
9 Analiza de risc....36
10 Concluzii....41
11 Anexe....41

Cuprins Tabele

Tabel 1. Scenariile factuale și contrafactuale 5
Tabel 2. Performanțe și indicatori principali pentru instalația HE CHP (2026) 9
Tabel 3. Prețurile utilizate în calculele ACB 11
Tabel 4. Energia termică produsă, livrată și vândută la gardul noii centrale în anul 2025 15
Tabel 5. Energia termică produsă, livrată și vândută la gardul noii centrale în anul 2026 15
Tabel 6. Energia termică produsă, livrată și vândută la gardul noii centrale în anul 2027 15
Tabel 7. Energia termică produsă, livrată și vândută la gardul noii centrale în anul 2028 16
Tabel 8. Energia termică produsă vs. energia termică pierdută (prognoză 2023-2047) 16
Tabel 9. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în 2026 17
Tabel 10. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în 2027 17
Tabel 11. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în 2028 17
Tabel 12. Costul investițional (SR, S1, S2) și repartizarea anuală 19
Tabel 13. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile SR [C2.5 SR Co] 19
Tabel 14. Centralizator cheltuieli variabile SR [C2.5 SR Cv] 20
Tabel 15. Centralizator cheltuieli fixe SR [C2.5 SR Cf] 20
Tabel 16. Centralizator cheltuieli totale SR [C7.2 SR Ct] 20
Tabel 17. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S1 [C2.3 S1 Co] 21
Tabel 18. Centralizator cheltuieli variabile S1 [C2.3 S1 Cv] 21
Tabel 19. Centralizator cheltuieli fixe S1 [C2.3 S1 Cf] 22
Tabel 20. Centralizator cheltuieli totale S1 [C7.3 S1 Ct] 22
Tabel 21. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S2 [C2.4 S2 Co] 22
Tabel 22. Centralizator cheltuieli variabile S2 [C2.4 S2 Cv] 23
Tabel 23. Centralizator cheltuieli fixe S2 [C2.4 S2 Cf] 23
Tabel 24. Centralizator cheltuieli totale S2 [C7.4 S2 Ct] 24
Tabel 25. Centralizator producție și venituri din vânzarea ET (SR) [C7.2 SR] 25
Tabel 26. Centralizator producție și venituri din vânzarea ET și EE (S1) [C7.3 S1] 25
Tabel 27. Centralizator producție și venituri din vânzarea ET și EE (S2) [C7.4 S2] 26
Tabel 28. Calcul analiză financiară SR [C7.2 SR] 27
Tabel 29. Calcul analiză financiară S1 [C7.3 S1] 27
Tabel 30. Calcul analiză financiară S2 [C7.4 S2] 28
Tabel 31. Centralizator parametri financiari (SR, S1, S2), inclusiv deficitul de finanțare 28
Tabel 32. Centralizator parametri financiari cu finanțare inclusă (S2) 29
Tabel 33. Centralizator analiză de sustenabilitate financiară (S2) 29
Tabel 34. Centralizator emisii CO2 echivalente (SR, S1, S2) : [C7.8] 30
Tabel 35. Prețuri umbră ale emisiilor de carbon / CO2 31
Tabel 36. Calculul de analiză economică pentru scenariul S1 : [C7.8 S1] 31
Tabel 37. Calculul de analiză economică pentru scenariul S2 : [C7.8 S2] 31
Tabel 38. Centralizator parametri economici (S1, S2) 32
Tabel 39. Calculul analizei de senzitivitate pentru scenariul S2 (C7.9) 34
Tabel 40. Identificarea și evaluarea categoriilor de risc 37
Tabel 41. Probabilitatea de apariție 39
Tabel 42. Clasificarea și interpretarea riscurilor 39
Tabel 43. Matricea de apreciere a riscurilor în funcție de probabilitate și impact 40

1 Prezentarea cadrului de analiză

1.1 Denumirea obiectivului de inve stiție

Sursă de producere energie termică și electrică în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Arad

1.2 Beneficiarul investiției

Municipiul Arad, Bd. Revoluției nr. 75, RO-310130 Arad, CUI: 3519925

1.3 Finanțarea investiției

Această analiză cost-beneficiu este realizată ținând cont de cerințele programului de finanțare PNRR C6 I3 CHP, cu fonduri europene nerambursabile, sub forma unui ajutor de stat. Detaliile privind programul de finanțare se regăsesc în cadrul Ghidului Specific PNRR C6 I3 CHP cu anexele aferente.

1.4 Cadrul de anali ză

În prezentul document, analiza cost-beneficiu a fost efectuată în conformitate cu Anexa V și Anexa VI din Recomandarea Comisiei C(2019) 6625 / 25.09.2019 privind conținutul evaluării cuprinzătoare a potențialului de încălzire și răcire eficientă, în conformitate cu articolul 14 din Directiva 27/2012/EU.
De asemenea, s-au luat în considerare condițiile tehnice, financiare și economice stabilite în cadrul programului PNRR C6 I3 HE CHP.

1.5 Perioada de referință

Perioada de referință stabilită este de 25 ani, formată din maxim 3 ani de construire și minim 22 ani de operare, începând cu anul 2023 și terminând cu anul 2047.
Perioada de referință este stabilită ținând cont de faptul că proiectul de investiție reprezintă construirea unei surse noi de energie în cogenerare de înaltă eficiență în conformitate cu condițiile GS PNRR C6 I3 HE CHP.

1.6 Descrierea succintă a configurației noii surse

Ținând cont de prevederile HG nr. 907/2016 și de cerințele programului de finanțare PNRR C6 I3 CHP, se au în vedere următoarele scenarii care intervin in decizia de fezabilitate:
• Scenariul nr. 1 = realizarea unei configurații de sursă nouă bazată pe o tehnologie de cogenerare de înaltă eficiență cu 2 (doua) turbine pe gaz (scenariul factual S1);
• Scenariul nr. 2 = realizarea unei configurații de sursă nouă bazată pe o tehnologie de cogenerare de înaltă eficiență cu 3 (trei) motoare pe gaz (scenariul factual S2);
• Scenariul de referință = realizarea unei instalații convenționale echivalente de producere a energiei termice, cu cazane pe gaz natural (scenariul contrafactual SR);

Configurația noii surse de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență va fi formată din următoarele surse de generare a căldurii și puterii electrice, structurate pe diferite scenarii de lucru:
- 3 motoare termice pe gaz identice cu o capacitate utilă totală de minim 27 MWt și cca. 31,2 MWe, cazul scenariului de proiect S2;
- 2 turbine pe gaz identice cu o capacitate utilă totală de minim 27 MWt și cca. 17 MWe, cazul scenariului de proiect S1;

- 4 cazane de apă caldă pe gaz identice cu o capacitate utilă totală de minim 100 MWt și 1 cazan de abur saturat 12 t/h 6 bar pe gaz cu o capacitate utilă de cca. 7,4 MWt, cazul ambelor scenarii de proiect S1 și S2;
- 1 acumulator de căldură (AC), cazul ambelor scenarii de proiect S1 și S2;

La aceste surse se adaugă toate celelalte instalații auxiliare necesare pentru funcționarea independentă corespunzătoare a noii surse: stație de pompare, stație de degazare termică și preparare apă de adaos, stație electrică, sistem de control distribuit, racorduri la utilități (SEN, SDGN, STCA, etc).

Tabel 1. Scenariile factuale și contrafactuale

Scenariu	Soluție	Tip sistem	Echipamente / instalații termo-energetice componente
Scenariul factual S1	Soluția A	CHP TG	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu turbine cu gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **27 MWt** și **17 MWe** (2 x 8,5 MWe).
		CA	Instalație de completare la vârf a energiei termice cu cazane pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **100 M**Wt (4 x 25 MWt), la care se adaugă un sistem de degazare și preparare a apei de adaos în rețea bazat pe un cazan de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibil, cu sarcina termică nominală de **7,4 MWt**. Capacitatea nominală totală este cca. **107,4 MWt**.
Scenariul factual S2	Soluția B	CHP MT	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **27 MWt** și **31,2 MWe** (3 x 10,4 MWe)
		CA	Instalație de completare la vârf a energiei termice cu cazane pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **100 MWt** (4 x 25 MWt), la care se adaugă un sistem de degazare și preparare a apei de adaos în rețea bazat pe un cazan de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibil, cu sarcina termică nominală de **7,4 MWt**. Capacitatea nominală totală este cca. **107,4 MWt**.
Scenariul contrafactual SR	Soluția C	CA GN	Instalație convențională echivalentă de producere a energiei termice cu cazane echivalente pe gaz natural, având o capacitate totală de cca. **130 MWt** (5x25 MWt+1x7,4 MWt)

Detalii complete se regăsesc în cadrul SF, cap. 3 și 5.

1.7 Prezentare generală. Metodologie

Analiza Cost-Beneficiu (ACB) a fost dezvoltată ca o abordare analitică esențială, pentru a evalua schimbările la nivel de bunăstare care pot fi atribuite unei decizii de investiție. Aceasta presupune evaluarea schimbărilor la nivel de costuri și beneficii între scenariile de referință și cele alternative. Rezultatele au fost apoi integrate într-un cadru comun pentru a le putea compara în timp și pentru a ajunge la concluzii cu privire la profitabilitatea lor.
În conformitate cu anexa VIII la EED, ACB include:

- analiză economică care ține cont de factorii socio-economici și de mediu și acoperă schimbările la nivel de bunăstare pentru societate
- analiză financiară utilizând abordarea convențională a fluxurilor de numerar actualizate pentru a evalua randamentul net.

ACB se bazează pe o analiză a fluxului de numerar actualizat, prin care sunt stabilite scenariile de referință și alternative, care cuantifică și monetizează costurile, și beneficiile respective ale acestora (luând în considerare, de asemenea, distribuirea costurilor și a beneficiilor pe parcursul perioadei analizate) și evaluează modificările dintre scenariul de referință și fiecare scenariu alternativ. Pentru analiza randamentului în cadrul diferitelor scenarii alternative s-a folosit ca și criteriu de evaluare VNA.

1.7.1 Analiza financiară

Analiza financiară a luat în considerare:

- Exclusiv intrările și ieșirile de flux de numerar (elementele contabile care nu corespund fluxurilor efective, adică deprecierea, rezervele etc. nu sunt luate în considerare)
- Prețurile constante (nominale) actuale pentru anul de referință, pentru a reduce incertitudinea și complexitatea precum și prețuri indexate conform modelului acceptat de furnizorul ajutorului de stat.
- TVA-ul pentru costuri și venituri nu a fost luat în considerare.
- Beneficiile incluse sunt:
    - Veniturile: vânzarea energiei, fără subvenții și fără valori reziduale.
    - Cheltuielile: costurile de capital ale tehnologiei de încălzire centralizată, costurile cu combustibilul, materiile prime și cu emisiile de CO_2, respectiv costurile de exploatare din activitatea de producție
- Rata de actualizare stabilită în baza costului mediu ponderat al capitalului propriu (WACC) este de **9,1 %**, stabilită conform Anexei C7.5.
- Prețurile pentru achiziția gazului natural și pentru vânzarea energiei electrice urmează trenduri descrescătoare pe orizontul de timp analizat, în conformitate cu modelul de referință. Prețul energiei electrice este de asemenea corelat cu variațiile de preț pentru gazul natural și certificatele de emisie CO2.
- Prețul de vânzare a energiei termice utilizat în analiză este prețul care ar acoperi costurile de operare în scenariul contrafactual, în care beneficiarul ar implementa o sursă convențională de producere a energiei termice cu cazane de apă caldă / fierbinte, preț care urmează un trend descrescător pe orizontul de timp analizat. În acest preț este inclusă și o componentă de profit (echivalent cu o cotă de dezvoltare), necesară pentru a acoperi investiția de bază aferentă scenariului contrafactual, care să asigure astfel o valoare financiară netă actualizată egală cu zero.

1.7.2 Analiza economică

Scenariile alternative sunt elaborate pentru a atesta efectele valorificării potențialului diverselor soluții tehnice pentru acoperirea cererii de energie termică.

Indicatorii-cheie folosiți ca si criterii :

- reducerea emisiilor de CO2
- economiile de energie primară
- eficiența energetică

În cadrul analizei economice subvențiile nu sunt incluse, iar externalitățile și impactul asupra bunăstării sociale, au fost concretizate prin impactul asupra mediului, în urma arderii de combustibili. Rata de actualizare utilizată pentru analiza economică a fost considerată de **3%**, în conformitate cu Vademecum EAV 2021-2027 publicat de CE.

În cadrul analizei economice, principalul impact rezidă din emisiile de CO2 ca urmare a arderii gazului natural pentru producerea energiei electrice și termice. În cadrul analizei, s-a considerat că scenariile factuale, prin energia electrică produsă, elimină necesitatea de producere a energiei electrice din alte surse mai poluante la nivel național. În acest sens, în analiză scenariul contrafactual presupune și o externalitate cu emisiile aferente producerii de energie electrică din altă sursă la nivel național. Totodată, și scenariul S1 în care producția de energie electrică este inferioară scenariului S2, este considerată o emisie suplimentară pentru suplinirea acestei cantități care ar fi produsă în scenariul S2 (scenariul cu maximul de putere electrică generată).

În acest sens, factorul de emisie specifică de CO2 pentru energia electrică ce trebuie produsă separat de configurațiile din scenariul contrafactual (total) și scenariul S1 (parțial), a fost considerat pentru o centrală electrică convențională pe cărbune, la valoarea de 0,82318 tCO2eq / MWh(e), conform Raportului anual ANRE din decembrie 2021.

Pentru calculele de analiză economică s-au utilizat prețurile umbră ale CO2 preluate din Vademecum EAV 2021-2027 publicat de CE, bazate pe Nota Comisiei 2021/C373/01, cap. 3.2.2.4 ce are în vedere documentul *EIB Group Climate Bank Roadmap 2021-2025*.

2 Definirea obiectivelor. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc

2.1 Obiective

Obiectivul general al proiectului propus spre realizare este folosirea eficientă a posibilităților actual existente în SACET Arad pentru mărirea ponderii cogenerării de înaltă eficiență cu efecte pozitive atât de natură energetică și economică precum și de mediu.

Realizarea obiectivului general al proiectului presupune îndeplinirea următoarelor obiective specifice:

- dinamica consumului de energie termică dată de reducerea consumului prin reabilitarea termică a clădirilor, racordarea de noi consumatori, etc.
- reducerea pierderilor de energie termică din sistemul de transport și distribuție.
- creșterea eficienței energetice prin producerea în cogenerare a unei părți cât mai mari din energia termică;
- creșterea veniturilor prin vânzarea de energie electrică (creșterea producției de energie electrică prin creșterea indicelui de cogenerare) concomitent cu compensarea consumurilor tehnologice interne de energie electrică pentru servicii proprii indiferent de sezon;
- reducerea poluării mediului prin utilizarea unor tehnologii moderne și eficiente de producere a energiei.

Pentru detalii, SF face referire la obiective în cadrul cap. 2.5.

2.2 Vulnerabilități cauzate de factori de risc

Această investiție nu este afectată de factori de risc deosebiți în zona alocată dezvoltării proiectului. Toate vulnerabilitățile potențiale sunt identificate și analizate de beneficiar, ținând cont de *Planul de Analiză și Acoperire a Riscurilor (PAAR) din Județul Arad*, elaborat de CJSU / ISU Vasile Goldiș Arad. Elementele acestui plan vor fi prelucrate și particularizate în cadrul procedurilor și planurilor de monitorizare, prevenție și management ce vor fi stabilite la nivelul operatorului desemnat pentru producerea energiei termice și electrice.
În cadrul studiului de fezabilitate sunt identificate principalele riscuri care pot crea vulnerabilități. Pentru detalii, consultați cap. 4.2 din SF.

2.3 Crearea de noi locuri de muncă în faza de implementare a investiției

Pentru toate categoriile de lucrări necesare pe perioada lucrărilor de execuție personalul necesar va fi asigurat de către contractorul general stabilit în urma procesului de atribuire a contractului de achiziție publică. În faza de exploatare a investiției se prevede crearea a cca. 40 noi locuri de muncă în activitatea de producție.

2.4 Protecția mediului

Prin protecția mediului se înțelege:

- conformarea cu reglementările privind emisiile poluante dăunătoare pentru mediu și sănătatea umană;
- combaterea schimbărilor climatice prin utilizarea gazului natural ca energie primară ce înlocuiește cărbunele, în tranziția către o economie bazată pe energie din surse regenerabile, cu scopul reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră (CO2 produs prin arderea combustibililor fosili, în special a cărbunelui);

- economia de energie primară și reducerea emisiilor CO2 adusă de noile tehnologii față de producerea convențională separată a energiei, prin îmbunătățirea eficienței energetice și prin adăugarea de surse regenerabile de energie în mixul de producere a energiei termice.

Protecția mediului reprezintă un obiect transversal al programului de finanțare.

2.5 Performanțe și indicatori principali

Tabel 2. Performanțe și indicatori principali pentru instalația HE CHP (2026)

Parametru	Simbol și UM	Scenariul 1	Scenariul 2
Capacitate termică nominală în cogenerare	Qt (MWt)	27,0	27,0
Energie termică produsă în cogenerare	ET (MWh/an)	168.502	168.502
Capacitatea electrică nominală în cogenerare	Pe (MWe)	16,9	31,2
Energie electrică brută produsă în cogenerare	EE (MWh/an)	105.719	194.713
Energie electrică netă produsă în cogenerare	EEN (MWh/an)	94.219	180.713
Capacitatea de consum nominală în cogenerare	Pf (MWf)	49,8	66,0
Energie primară consumată în cogenerare	EF (MWh/an)	310.917	411.894
Capacitate utilă în cogenerare	Pu(MW) = Qt+Pe	43,9	58,2
Randament electric în cogenerare, brut	ηe (%)	34,0%	47,3%
Randament termic în cogenerare	ηt (%)	54,2%	40,9%
Randament global în cogenerare, brut	ηg (%)	88,2%	88,2%
Randament electric în cogenerare, net	ηen (%)	30,3%	43,9%
Randament global în cogenerare, net	ηgn (%)	84,5%	84,8%
Economie de energie primară în cogenerare, cf. EED	EEP (%)	22,2%	29,2%
Economie de energie primară în cogenerare, cf. EED, valoare absolută	ΔEF (MWh/an)	88.957	170.052
Cantitate de emisie CO2 în cogenerare	MC (tCO2/an)	62.808	83.186
Reducere de emisie CO2 în cogenerare, cf. EED	ΔMC (tCO2/an)	17.966	34.344
Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, brut, raportat la energia utilă	FES (gCO2eq/kWh)	229,04	229,03
Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, net, raportat la energia utilă netă	FESN (gCO2eq/kWh)	239,07	238,21
Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, raportat la energia electrică livrată în SEN (netă)	FESNE (gCO2eq/kWhe)	257,03	246,77
Reducere emisie CO2 în cogenerare obținută pentru producerea și livrarea energiei electrice în rețea, prin cogenerarea de înaltă eficiență:	ΔMCE (tCO2eq/an)		
a) calculată prin raportare la condiția de referință: 250 gCO2eq/kWh(e) – centrală de cogenerare pe gaz natural		-661,95	583,76
b) calculată prin raportare la condiția de referință 823,18 gCO2eq/kWh(e) – centrală electrică convențională pe cărbune (cf. Raport ANRE 2021)		53.342,72	104.165,06
Nivelul de emisie NOx la 15% O2 în g.a. analiză uscată, conform Lege nr. 278/2013 (LCPD/IED)	NOx (mg/Nm3)	< 31	< 75
Nivelul de emisie CO la 15% O2 în g.a. analiză uscată, conform Lege nr. 278/2013 (LCPD/IED)	NOx (mg/Nm3)	< 31	< 100

Capacitatea termică totală nominală a configurației noii surse (CHP + CA + CAS)	MWt	134,4	134,4

Pentru detalii complete consultați SF cap. 3 și Anexele C3 cu specificații tehnice.

3 Identificarea proiectului. Situația utilităților și analiza de consum

Realizarea analizei opțiunilor presupune definirea unor variante diferite de acțiune pornind de la momentul zero al proiectului. Această analiză urmărește identificarea alternativelor de acțiune posibile și selectarea acelor variante care vor fi urmărite în fazele ulterioare ale analizei cost-beneficiu.

3.1 Scenarii

3.1.1 Scenariul contrafactual (SR)

Acest scenariu, numit și scenariul de referință, pornește de la presupunerea că proiectul propus nu se implementează, caz în care beneficiarul ar trebui să implementeze o sursă convențională echivalentă. Acest scenariu nu este însă unul de dorit, deoarece nu ar putea să îndeplinească cerințele de eficiență energetică impuse sistemelor de termoficare centralizată, parametrii cantitativi si calitativi urmăriți putând fi îmbunătățiți mult mai consistent cu alte alternative tehnice analizate în prezentul studiu.
Pentru definirea scenariului contrafactual a fost aplicat principiul ”do minimum” pentru adoptarea soluției unei surse convenționale de producere separată a energiei termice cu toate auxiliarele necesare, sursă ce ar trebui implementată cu scopul de a susține producerea necesarului de energie termică. În acest sens, investiția în scenariul contrafactual vizează implementarea unei instalații noi cu cazane de apă fierbinte și abur, prevăzută în aceleași condiții de amplasament cu cele considerate în cadrul scenariului factual. În scopul sursei de referință sunt incluse toate serviciile, lucrările și echipamentele auxiliare necesare (stație de degazare termică, stație de pompare agent termic, racorduri tehnologice și de utilități). Costul investițional pentru acest scenariu SR este prezentat în cadrul Anexei C2.6 (deviz general și devize obiect), prezentat și în cadrul Anexei C7.7 (CAPEX pe scenarii).
Scenariul contrafactual va fi utilizat în realizarea analizei financiare și a analizei economice a scenariilor factuale, utilizând metoda incrementală.

3.1.2 Scenariul factual S1

Acest scenariu presupune realizarea proiectului de investiții cu ajutorul asistenței financiare fără credit nerambursabil, prin adoptarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență cu turbine pe gaz.

3.1.3 Scenariul factual S2

Acest scenariu presupune realizarea proiectului de investiții cu ajutorul asistenței financiare fără credit nerambursabil, prin adoptarea unei instalații de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz. Scenariul S2 reprezintă scenariul optim recomandat, stabilit atât în baza analizei tehnice din cadrul SF, cât și în baza analizei financiare și economice.
Scenariul S2 este în concordanță cu strategia generală de dezvoltare a SACET Arad și va fi implementat conform graficului de realizare a investiției (vezi Anexa C4.1), în decurs de maxim 3 ani, în anii 2023-2026, considerând că termenul limită de finalizare și punere în funcțiune nu poate depăși data de 30.06.2026. O etapizare a punerii în funcțiune a obiectelor este posibilă și se va stabili de către beneficiar în cadrul documentației de achiziție, în conformitate cu programul de finanțare și cu strategia de achiziție adoptată.

Noua sursă va include următoarele:

- instalație de cogenerare de înaltă eficiență formată dintr-un număr de 3 motoare termice cu ardere internă pe gaz natural
- instalație de producere a apei calde și aburului formată dintr-un număr de 4 cazane de apă caldă pe gaz natural și 1 cazan de abur pe gaz natural
- echipamentele, sistemele și instalațiile auxiliare necesare noii surse, respectiv:
    - sistemele de pompare a fluidelor
    - schimbătoarele de căldură pentru transferul termic
    - degazorul termic pentru tratarea apei de alimentare a cazanelor și a apei de adaos în rețeaua de termoficare
    - cazanele de producere a aburului necesar în cadrul proceselor tehnologice ale noii surse (degazare, inertizare, curățire, etc)
    - sisteme de monitorizare a emisiilor la coș
    - sisteme de reducere a emisiilor poluante
    - stația electrică de transformare aferentă noii surse
    - acumulatorul de căldură pentru maximizarea eficienței de exploatare a instalației de cogenerare de înaltă eficiență

Scenariul cu proiect S1
Descrierea principalelor obiecte din cadrul scenariului recomandat a fost realizată în cadrul capitolului 3.2 din SF. Acestea au fost analizate și descrise atât individual cât și împreună, raportându-se la principalele obiective ale investiției.

Scenariul cu proiect S2
Descrierea principalelor obiecte din cadrul scenariului recomandat a fost realizată în cadrul capitolelor 3.2 și 5.3 din SF. Acestea au fost analizate și descrise atât individual cât și împreună, raportându-se la principalele obiective ale investiției.

3.2 Date de bază

În calculele de venituri și cheltuieli sunt utilizate următoarele prețuri / tarife, pentru achiziția gazului natural (GN), certificatelor de emisie GES (CO2), respectiv pentru vânzarea energiei termice (ET) și energiei electrice (EE).
Prețurile utilizate sunt prezentate în cadrul ACB, Anexa C7.6. Prețurile nu conțin TVA.

Tabel 3. Prețurile utilizate în calculele ACB

Prețuri	UM	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
EE	€/MWh	265,0	213,9	189,2	175,3	160,0	144,8	129,6	115,2	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
ET	€/MWh	-	-	-	146,7	137,3	127,4	117,3	107,7	97,5	97,6	97,7	97,8	97,9	98,0
GN @ PCI	€/MWh	144,0	115,2	100,8	92,3	83,9	75,4	67,0	58,5	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
CO2	€/t	90,9	92,9	96,6	100,1	100,1	100,1	100,1	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4
Prețuri	**UM**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**	**2048**	**2049**
EE	€/MWh	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-	-
ET	€/MWh	98,1	98,2	98,3	98,4	98,6	98,7	98,8	98,9	99,0	99,1	99,3	99,4	-	-
GN @ PCI	€/MWh	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	-	-
CO2	€/t	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	102,4	-	-

Detalii cu privire la alegerea prețurilor:

a) **Prețurile de achiziție a gazului natural** (PGN) au fost stabilite astfel:
- Pentru anii **2022-2024**, s-a utilizat ultima prognoză a Băncii Mondiale din 26.10.2022, astfel:
  - 2022 = 40 $/mmbtu ≈ 144,0 €/MWh;
  - 2023 = 32 $/mmbtu ≈ 115,2 €/MWh;
  - 2024 = 28 $/mmbtu ≈ 100,8 €/MWh;
- Pentru anii **2025-2030:**
  - 2030 ≈ 50% 2024 ≈ 50,0 €/MWh – s-a stabilit un preț estimat în acord cu trendul previzionat în modelul de referință;
  - s-a adoptat o scădere liniară a prețului în medie cu cca. 8,5 €/MWh pe an, de la 100,8 €/MWh la 50,0 €/MWh, pentru anii 2024 … 2030.
- Pentru anii **2031-2047**, s-a păstrat constant prețul din anul 2030.
- Prețurile exprimate în $/mmbtu sunt raportate la PCS (HHV), iar prețurile exprimate în €/MWh(f) sunt raportate la PCI (LHV). Raportul **fcg = PCI/PCS** utilizat este de **0,900**, valabil pentru gazul natural. Pentru conversii, s-a utilizat de asemenea un raport de curs valutar **p = EUR/USD = 4,7/4,95 = 0,9495**. Formula completă utilizată pentru formarea prețurilor PGN este:
  PGN [€/MWh@ PCI] = PGN [$/mmbtu@PCS] * 0,293071 [mmbtu/MWh] * p [€/$] / FC3 (PCI/PCS) = PGN [€/MWh@ PCS] * p [€/$] / FC3 (PCI/PCS).

b) **Prețurile de achiziție a certificatelor de emisie GES (CO2)** (PCE) s-au considerat în acord cu prognoza ICE EUA Futures pentru anii 2022-2025. Prețurile din anii 2026-2028 s-au păstrat constante, la valoarea anului 2025. Prețul anilor 2029 și 2030 este stabilit conform Bloomberg EUA Futures. Pentru anii 2031-2047, s-a păstrat constant prețul din anul 2030.

c) **Prețurile de vânzare a energiei termice** (PET) se consideră la gardul centralei. Acestea sunt determinate în cadrul scenariului contrafactual SR, considerând **VNAF(C) = 0**. Pentru a se obține acest rezultat, este utilizat un adaos comercial de **7,64%** aplicat anual. Aceste prețuri de vânzare stabilite în cadrul scenariului SR sunt utilizate în cadrul scenariilor cu proiect S1 și S2.

d) **Prețurile de vânzare a energiei electrice** (PEE) se consideră la gardul centralei. Acestea sunt determinate anual în corelare cu variațiile de preț la gazul natural și certificatele de emisie CO2 față de anii anteriori, în conformitate cu schema de ajutor de stat aprobată, în baza următoarei formule: **PEE(i) = PEE(i-1) + [PGN(i) – PGN(i-1)] * FC1 + [PCE(i) – PCE(i-1)] * FC2**, unde: **FC1 = 1,8 MWh(f)/MWh(e) @ PCI** și **FC2 = 0,355 tCO2/MWh(e)**.
Prețul de referință de la care se pornește estimarea a fost considerat în anul 2022 ca fiind media prețurilor medii din ultimele 12 luni, de **265 €/MWh(e)**, în baza valorilor lunare pentru Piața Zilei Următoare publicate de operatorul OPCOM.
Având în vedere că PGN și PCE s-au păstrat constante în anii 2031...2047, prin corelarea cu formula indicată mai sus rezultă că PEE va fi constant la valoarea calculată pentru anul 2030.

4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

4.1 Impactul social și cultural. Egalitatea de șanse

Pentru detalii, consultați cap. 4.3.1 din SF.

4.2 Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției

În faza de realizare se estimează că vor fi create maxim 40 locuri de muncă pe perioada execuției lucrărilor. Toate categoriile de lucrări ce se vor desfășura în faza de implementare vor fi realizate cu personalul asigurat de către antreprenorul general angajat de beneficiar în urma procedurii de atribuire a contractului de achiziție publică.
În faza de operare, în principiu, nu sunt necesare locuri noi de muncă, operarea noii surse poate fi făcută cu personalul actual existent în mod similar cu necesarul de personal pentru operarea configurației existente la CET Hidrocarburi de producere a energiei termice și electrice. Beneficiarul va estima necesarul de personal în baza situației actuale de personal la nivelul operatorului CET Hidrocarburi SA Arad. Numărul estimativ de persoane necesare pentru operarea, exploatarea și administrarea noii centrale, implicat în activitatea de producție, este de 120 angajați.

4.3 Impactul asupra factorilor de mediu

Pentru detalii, consultați cap. 4.3.3 din SF.

Pornind de la caracteristicile și performanțele instalațiilor care formează sursele aferente scenariilor analizate, orele de operare anuală, producțiile și consumurile anuale de combustibil, sintetizăm mai jos performanțele privind economia de energie primară, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, respectiv conformarea la valorile limită ale emisiilor poluante în atmosferă, în anii de operare din cadrul perioadei de analiză.

Se poate observa astfel că impactul asupra factorilor de mediu va fi unul semnificativ favorabil proiectului.

Principalele informații rezultate în urma realizării proiectului se prezintă astfel:

- Se va realiza o **reducere a cantității de emisie de CO2 (ΔMC)** prin operarea în cogenerare de înaltă eficiență, față de producerea separată a energiei termice respectiv electrice cu valorile de referință ale randamentelor specificate în Regulamentul delegat 2402/2015/EU, la nivelul anului de referință 2026 (primul an de operare completă) de cca. **34.344 tCO2/an**, iar pe perioada de analiză de 22 ani de cca. **763.316 tCO2** (vezi ΔMC pentru CHP în Anexa C3.3).

- Se va realiza o **economie de energie primară a combustibilului consumat (EEP)**, referință gaz natural, prin operarea în cogenerare de înaltă eficiență, față de producerea separată a energiei termice respectiv electrice, la nivelul anului de referință 2026, de cca. **29,2 %**, echivalentă în valoare absolută (ΔEF) cu cca. **170.051 MWh(f)/an**, iar pe perioada de analiză de 22 ani de cca. **3.779.541 MWh(f)/an** (vezi EEP și ΔEF pentru CHP în Anexa C3.3).

- Se va realiza în cadrul configurației sursei o **producție de energie electrică (EE)** în cogenerare de înaltă eficiență de cca. **194.713 MWh(e)/an** la nivelul anului de referință 2026, respectiv cca. **4.329.314 MWh(e)** pe perioada de analiză de 22 ani de operare (vezi EE pentru CHP în Anexa C3.3).

- Prin producerea energiei utile (ET și EE) în cogenerare de înaltă eficiență bazată pe gaz natural (combustibilul de tranziție acceptat) cu o eficiență globală de peste **88%**, realizată cu proiectul de investiție propus, se asigură o **emisie specifică de CO2 raportată la energia utilă (FES = MC*1000/(ET+EE))** de cca. **229 gCO2eq / kWh**, sub pragul admisibil de **250 gCO2eq / kWh**, pe toată durata de viață economică a noii surse.

- Prin producerea energiei electrice EE în cogenerare de înaltă eficiență bazată pe gaz natural cu o eficiență electrică brută de cca. **47,3%** și o eficiență globală de cca. **88,2%**, se asigură o **emisie specifică de CO2 raportată la energia electrică netă exportată în SEN (FESNE)** de cca. **247 gCO2eq / kWh(e)**, sub pragul de **250 gCO2eq / kWh(e)**.
  În baza acestor caracteristici și utilizând metoda de alocare Eurostat/IEA (ae = ηe/ηg), instalația de cogenerare HE CHP asigură o **cantitate a emisiei CO2 raportată la energia electrică exportată în SEN (MCE = ae*MC)** în valoare de cca. **44.595 tCO2eq/an** (vezi MCE pentru CHP în Anexa C3.3). Există următoarele situații relevante pentru reducerea emisiei de CO2 prin raportare la sursa de referință cu care se dorește efectuarea comparației. Astfel:
  (a) prin raportare la o centrală modernă de cogenerare pe gaz cu emisie specifică de referință de **250 gCO2eq / kWh(e)** (valoare specificată de BEI în documentul *EIB Energy Lending Policy*, 14.11.2019). Se va produce astfel o cantitate echivalentă de emisie CO2 pentru livrarea energiei electrice în SEN (MCE.ref = FESNE.ref*EEN) de cca. **45.178 tCO2eq/an**, rezultând o **reducere a emisiei de CO2 la producerea și livrarea energiei electrice în SEN (ΔMCE = MCE.ref – MCE)** de cca. **584 tCO2eq/an** pentru investiția HE CHP propusă.
  (b) prin raportare la o centrală electrică clasică pe cărbune cu emisia specifică de referință de **823,18 gCO2eq/kWh(e)** (valoare preluată din Raportul ANRE pentru anul 2021). Se va produce astfel o cantitate echivalentă de emisie CO2 pentru livrarea energiei electrice în SEN (MCE.ref) de cca. **148.760 tCO2eq/an**, rezultând o **reducere a emisiei de CO2 la producerea și livrarea energiei electrice în SEN (ΔMCE = MCE.ref – MCE)** de cca. **104.165 tCO2eq/an** pentru investiția HE CHP propusă.

Detalii privind rezultatele de mai sus și modul lor de calcul regăsiți în SF cap. 3.2 precum și în cadrul Anexelor C3.3, C3.6, C3.7.

4.4 Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic

Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta este construit este considerat neglijabil. Pentru detalii, consultați SF cap. 4.3.4.

5 Analiza cererii de bunuri și servicii

În urma efectuării calculelor pentru necesarul de energie termică în cadrul SACET Arad, s-au stabilit producțiile de energie termică totală necesară pentru perioada de analiză la nivelul SACET, stabilită în cadrul Anexei C3.1.1 și evidențiată în Anexele C3 cu specificațiile tehnice aferente scenariilor factuale și contrafactuale. Oricare din cele 3 scenarii reținute pentru analiză va asigura producerea necesarului ET la gardul centralei. Prețul ET format în cadrul ACB se va baza pe vânzarea ET la gardul centralei.

Tabel 4. Energia termică produsă, livrată și vândută la gardul noii centrale în anul 2025

Parametru	Simbol	UM	Valoare	Sezon rece	Sezon cald
ET produsă	**ET**	**MWh(t)**	**316.799**	**259.063**	**57.735**
ET consumată intern	ETC	MWh(t)	0	0	0
ET livrată la gard	ETG	MWh(t)	316.799	259.063	57.735
ET vândută de sursă	**ETG**	**MWh(t)**	**316.799**	**259.063**	**57.735**
ET pierdută în rețele	ETP	MWh(t)	122.642		
ET vândută la consumatori	ETV	MWh(t)	194.158		

Tabel 5. Energia termică produsă, livrată și vândută la gardul noii centrale în anul 2026

Parametru	Simbol	UM	Valoare	Sezon rece	Sezon cald
ET produsă	**ET**	**MWh(t)**	**281.129**	**222.239**	**58.890**
ET consumată intern	ETC	MWh(t)	0	0	0
ET livrată la gard	ETG	MWh(t)	281.129	222.239	58.890
ET vândută de sursă	**ETG**	**MWh(t)**	**281.129**	**222.239**	**58.890**
ET pierdută în rețele	ETP	MWh(t)	77.264		
ET vândută la consumatori	ETV	MWh(t)	203.865		

Tabel 6. Energia termică produsă, livrată și vândută la gardul noii centrale în anul 2027

Parametru	Simbol	UM	Valoare	Sezon rece	Sezon cald
ET produsă	**ET**	**MWh(t)**	**262.735**	**202.667**	**60.068**
ET consumată intern	ETC	MWh(t)	0	0	0
ET livrată la gard	ETG	MWh(t)	262.735	202.667	60.068
ET vândută de sursă	**ETG**	**MWh(t)**	**262.735**	**202.667**	**60.068**
ET pierdută în rețele	ETP	MWh(t)	48.676		
ET vândută la consumatori	ETV	MWh(t)	214.059		

Tabel 7. Energia termică produsă, livrată și vândută la gardul noii centrale în anul 2028

Parametru	Simbol	UM	Valoare	Sezon rece	Sezon cald
ET produsă	**ET**	**MWh(t)**	**255.427**	**194.158**	**61.269**
ET consumată intern	ETC	MWh(t)	0	0	0
ET livrată la gard	ETG	MWh(t)	255.427	194.158	61.269
ET vândută de sursă	**ETG**	**MWh(t)**	**255.427**	**194.158**	**61.269**
ET pierdută în rețele	ETP	MWh(t)	30.666		
ET vândută la consumatori	ETV	MWh(t)	224.762		

Începând cu anul 2029 s-a prognozat pe perioada de analiză păstrarea constantă a producției / livrării ET la gard respectiv a ET pierdută în rețelele termice SACET.

Producția necesară de energie termică „la gardul“ sursei SACET se va reduce datorită efectelor de retehnologizare la nivelul rețelelor și punctelor termice, cu un impact pozitiv asupra pierderilor termice și masice, care vor scădea de la cca. 42 % în prezent la cca. 12 % preconizat în anul 2028. Acest aspect al retehnologizării într-o bună măsură a rețelelor termice SACET constituie un element principal în dimensionarea noii surse și eficientizarea SPAET. Investiția este analizată ca un tot unitar care atrage asupra sa implicările și deficiențele sistemului de termoficare actual.

Reducerea necesarului de încălzire este determinată totodată de investițiile de reabilitare termică a blocurilor de locuințe și clădirilor, prin inițiative particulare sau prin finanțarea acordată de autoritățile publice locale.

Reducerea necesarului de ET este de asemenea determinată de mărirea ecartului de temperatură în vederea reducerii consumului de energie electrică necesar pentru pompare, respectiv echilibrării hidraulice a rețelei de distribuție prin folosirea de regulatoare de presiune diferențială cu efect pozitiv în păstrarea parametrilor de funcționare optimi și reducerea pierderilor de căldură prin radiație.
În cadrul analizei, energia luată în calcul pentru calculul veniturilor din vânzarea de energie termică, este cea produsă și livrată la gardul centralei.

Tabel 8. Energia termică produsă vs. energia termică pierdută (prognoză 2023-2047)

An	Energie Termică produsă și livrată la gard	Energie Termică pierdută în rețele termice	Procent de pierderi ET totale	Observații
2023	323.961	139.049	42,9%	
2024	330.914	146.002	44,1%	
2025	316.799	122.642	38,7%	producție cu cazane
2026	281.130	77.264	27,5%	producție cu motoare
2027	262.735	48.676	18,5%	
2028	255.428	30.666	12,0%	
2029 - 2047	255.428	30.666	12,0%	

Prin implementarea unei soluții de cogenerare de înaltă eficiență (scenariile S1 și S2), se produce energie electrică. O parte din această energie electrică este utilizată pentru consumul tehnologic intern

(cca. 14.000 MWh/an în anul 2026). Diferența de energie electrică rămasă se va livra în sistemul electroenergetic național (SEN) în scopul vânzării pe piețele de energie electrică.

Tabel 9. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în 2026

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
EE produsă	**EE**	**MWh(e)**	**105.719**	**194.713**
EE consumată intern	EEC	MWh(e)	11.500	14.000
EE livrată la gard	EEG	MWh(e)	94.219	180.713
ET vândută de sursă	**EEG**	**MWh(e)**	**94.219**	**180.713**

Tabel 10. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în 2027

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
EE produsă	**EE**	**MWh(e)**	**106.245**	**195.682**
EE consumată intern	EEC	MWh(e)	12.200	13.500
EE livrată la gard	EEG	MWh(e)	94.045	182.182
ET vândută de sursă	**EEG**	**MWh(e)**	**94.045**	**182.182**

Tabel 11. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în 2028

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
EE produsă	**EE**	**MWh(e)**	**106.932**	**196.946**
EE consumată intern	EEC	MWh(e)	12.000	13.000
EE livrată la gard	EEG	MWh(e)	94.932	183.946
ET vândută de sursă	**EEG**	**MWh(e)**	**94.932**	**183.946**

Următorii ani sunt estimați cu o producție ET echivalentă anului 2028.

Analiza cererii de bunuri și servicii a fost prezentată în cadrul SF, în capitolul 2.4.2, precum și în cadrul Anexelor C3 cu specificații tehnice.

6 Analiza financiară

Analiza financiară inclusă în acest studiu a fost realizată ținând cont de prevederile Ghidului Specific PNRR C6 I3 CHP privind analiza cost-beneficiu. Obiectivul analizei financiare este de a calcula performanțele și sustenabilitatea financiară a investiției propuse. Scopul principal îl constituie estimarea unui flux de numerar pe întreaga perioadă de referință (25 ani) care să facă posibilă determinarea indicatorilor de performanță în concordanță cu cerințele.

Întocmirea fluxurilor de numerar actualizate s-a bazat pe următoarele considerente: au fost luate în considerare numai fluxurile de numerar efective, fiind eliminate fluxurile non-monetare (amortizările și provizioanele), valorile au fost determinate.
Toate articolele de cheltuieli care nu au determinat plăți efective au fost eliminate din proiecția fluxului de numerar. De asemenea fluxurile financiare de natura dobânzilor și rambursărilor de credite au fost excluse din fluxurile de numerar pentru calculul indicatorilor de performanță ai proiectului.

Perioada de analiză pentru care s-au realizat previziunile în cadrul analizei financiare a fost considerată de 25 ani (construire sursă nouă). În cadrul acestei perioade, perioada de realizare a investiției este de cca. 2,5-3 ani în anii 2023 – 2026. Perioada de referință aleasă a fost pusă în acord cu duratele de viață medii ale echipamentelor termo-energetice utilizate în scenariile factuale. Durata de viață a acestor echipamente nu depășește perioada de analiză impusă, din acest motiv nu s-a utilizat o valoare reziduală la sfârșitul perioadei.

Pentru determinarea deficitului de finanțare (ajutorului de stat), pentru fiecare scenariu de analiză s-a calculat valoarea netă actualizată financiar (VNAF) al investiției în baza actualizării fluxurilor financiare cu o rată de actualizare stabilită ca fiind echivalentă cu costul mediu ponderat al capitalului (WACC), prezentată în Anexa C7.5. Deficitul de finanțare DF a fost calculat ca diferență între VNAF(C) aferent scenariului factual (S1 respectiv S2) și VNAF(C) aferent scenariului contrafactual (SR). Având în vedere că în cazul scenariului contrafactual SR s-a utilizat condiția ca VNAF(C) = 0, astfel încât, după realizarea investiției de referință și operarea ei pe durata de viață echivalentă cu perioada de referință de 25 ani, aceasta să fie complet amortizată din rezultatul de operare, s-a adoptată această abordare de analiză financiară pentru simplitate, chiar dacă aceasta se poate realiza și în baza veniturilor și cheltuielilor incrementale. Acest calcul a fost efectuat pentru fiecare scenariu factual, S1, respectiv S2, în scopul determinării indicatorilor de profitabilitate ai proiectului și a valorii deficitului de finanțare.

Producțiile de energie termică și energie electrică sunt prezentate în tabelele sintetice din cap. 5, respectiv se regăsesc în cadrul Anexelor C3 cu specificații tehnice și al Anexelor C7.2, C7.3 și C7.4 aferente analizelor financiare pentru scenariile SR, S1 respectiv S2.

Anul nr. 1 al perioadei de referință analizate a fost luat în considerare, în scopul actualizării, primul an în care începe demararea lucrărilor investiției, după data finalizării studiului de fezabilitate și obținerii finanțării – anul 2023. Anul nr. 25 al perioadei de referință este 2047. Perioada de implementare pentru scenariile factuale este de cca. 3 ani (2023 – 2026), în timp ce perioada de implementare pentru scenariul contrafactual este de maxim 2 ani (2023 – 2024).
Din punctul de vedere al începerii producțiilor de energie, în scenariile factuale S1 și S2 se consideră că producția de energie termică va începe de la 01.01.2025, în timp ce producția de energie electrică în cogenerare va începe de la 01.01.2026. În cazul scenariului contrafactual SR s-a considerat că producția de energie termică va începe tot de la 01.01.2025, ca și în cazul S1 și al S2.

6.1 Cheltuieli de investiție

Cheltuielile de investiție pentru scenariile factuale sunt specificate în cadrul Anexelor C2.1 și C2.2 iar pentru scenariul contrafactual în cadrul Anexei C2.6, respectiv descrise în cap. 3 din SF.
În cadrul analizei financiare, costul investițional s-a considerat fără TVA.

Tabel 12. Costul investițional (SR, S1, S2) și repartizarea anuală

Scenariu / Parametru	UM	Valoare	An 1	An 2	An 3	An 4
			2023	2024	2025	2026
SR			Implementare	Implementare	Operare	Operare
Cheltuieli cu investiția	€ fără TVA	19.824.297,39	2.973.644,61	16.850.652,78	-	-
	€ cu TVA	23.579.059,85	3.536.858,98	20.042.200,88	-	-
Procent repartizare anuală	%/an	100,00	15,00	85,00	-	-
S1			Implementare	Implementare	Implementare Operare parțială	Implementare Operare
Cheltuieli cu investiția	€ fără TVA	76.265.259,48	11.439.788,92	26.692.840,82	37.827.568,70	305.061,04
	€ cu TVA	90.721.698,35	13.608.254,75	31.752.594,42	44.997.962,38	362.886,79
Procent repartizare anuală	%/an	100,00	15,00	35,00	49,60	0,40
S2			Implementare	Implementare	Implementare Operare parțială	Implementare Operare
Cheltuieli cu investiția	€ fără TVA	91.201.526,37	13.680.228,96	31.920.534,23	45.235.957,08	364.806,11
	€ cu TVA	108.494.178,84	16.274.126,83	37.972.962,60	53.813.112,71	433.976,72
Procent repartizare anuală	%/an	100,00	15,00	35,00	49,60	0,40

6.2 Consumurile și cheltuieli de exploatare

Consumurile și cheltuielile de exploatare pentru scenariile factuale și scenariul contrafactual sunt specificate în cadrul Anexelor C2.3, C2.4 și C2.5 și descrise în cap. 3.3.2 din SF.
Cheltuielile de exploatare cuprind **cheltuielile variabile** cu materiile prime (gaz natural, CO2, ulei, apă de adaos, electricitate, alte substanțe și consumabile) respectiv **cheltuielile fixe** (operarea, mentenanța și reparațiile, salarizarea personalului, alte cheltuieli fixe).
În prognoza cheltuielilor cu salariile s-a considerat situația necesară optimă pentru operarea centralei, existând o diferență de 21 salariați între scenariul factual și cel contrafactual, dată fiind necesitatea ca în scenariul cu proiect să fie operată și partea de energie electrică.
În prognoza cheltuielilor cu materiile prime, a cheltuielilor cu utilitățile, a celor cu întreținerea, a costurilor administrative și a reparațiilor capitale, scenariile cu proiect prezintă diferențe din perspectiva costurilor suplimentare pentru operarea centralei în cogenerare.
Cheltuielile de exploatare au fost luate în considerare conform detaliilor descrise în cap. 3.3.2 din SF.
Pentru motoare / turbine și cazane, cheltuielile cu reparațiile capitale sunt estimate în cadrul cheltuielilor de mentenanță.
În prognozarea cheltuielilor de capital s-au luat în considerare duratele medii de viață ale echipamentelor utilizate. În cazul utilajelor sunt prevăzute costurile cu întreținerea; de asemenea, s-a estimat că sunt suficiente cheltuielile prevăzute pentru întreținerea și reparațiile capitale.

Tabel 13. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile SR [C2.5 SR Co]

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
1. Gaz natural																		
Energie primară combustibil principal: gaz natural	EF = Σ EF(i)	MWh(f)/an	282.098,7	6.488.271				344.346,20	305.575,10	285.581,16	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																		
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	56.972,7	1.310.371				69.544,16	61.713,95	57.675,97	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
3. Apă tehnologică																		
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163				231.159,60	148.602,60	93.564,60	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
4. Energie electrică																		
Energie electrică consumată	EEC	MWh(e)/an	6.196	142.500				7.500,00	6.700,00	6.300,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
1. Gaz natural																
Energie primară combustibil principal: gaz natural	EF = Σ EF(i)	MWh(f)/an	282.098,7	6.488.271	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42	277.638,42
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	56.972,7	1.310.371	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
3. Apă tehnologică																
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
4. Energie electrică																
Energie electrică consumată	EEC	MWh(e)/an	6.196	142.500	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00

Tabel 14. Centralizator cheltuieli variabile SR [C2.5 SR Cv]

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,00%			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,920		4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%			-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	143,99	115,19	100,79	92,33	83,88	75,42	66,96	58,50	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție combustibil	CV1	eur/an						31.795.083	25.630.153	21.537.282	18.589.590	16.240.905	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221
		lei/an	77.824.989	1.789.974.744				156.415.911,02	126.087.535,66	105.952.657,17	91.451.488,19	79.897.133,50	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,48%			2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	90,92	92,93	96,57	100,10	100,10	100,10	100,10	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiile EUA CO2	CV2	eur/an						6.961.370	6.177.566	5.773.365	5.612.793	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017
		lei/an	28.584.952	657.453.899				34.246.460,74	30.390.536,84	28.402.067,92	27.612.133,79	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%					0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00					2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84					9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	CV3	eur/an						462.319	297.205	187.129	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084
		lei/an	720.456	16.570.478				2.274.379,30	1.462.100,98	920.582,10	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77
6. Energie electrică						-19,3%	-11,5%	-7,4%	-8,7%	-9,5%	-10,5%	-11,1%	-11,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	117,10	Preturi	265,00	213,87	189,25	175,28	160,05	144,82	129,59	115,19	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
		lei/MWh	576,06		1.303,67	1.052,16	931,01	862,27	787,36	712,45	637,54	566,69	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	eur/an						1.314.572	1.072.329	912.379	790.529	702.673	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788
		lei/an	3.372.779	77.573.924				6.467.038,00	5.275.324,95	4.488.448,44	3.889.008,24	3.456.800,03	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25
7. Alte cheltuieli variabile																		
Rată de escaladare	re	%	0,50%					0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	CV7	eur/an						304.909	306.434	307.966	309.506	311.053	312.608	314.171	315.742	317.321	318.907	320.502
		lei/an	1.585.461	36.465.593				1.500.000,00	1.507.500,00	1.515.038,00	1.522.613,00	1.530.226,00	1.537.877,00	1.545.566,00	1.553.294,00	1.561.060,00	1.568.865,00	1.576.709,00
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	103.121.546	2.578.038.638	0,00	0,00	0,00	200.903.789,06	164.722.998,43	141.278.793,63	125.070.913,99	113.732.603,94	101.728.950,47	101.736.639,47	101.744.367,47	101.752.133,47	101.759.938,47	101.767.782,47

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,00%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,920		4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04
		lei/MWh(f)	293,94		246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție combustibil	CV1	eur/an			13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221	13.892.221
		lei/an	77.824.989	1.789.974.744	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81	68.342.778,81
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,48%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42
		lei/tCO2	499,02		503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiile EUA CO2	CV2	eur/an			5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017	5.743.017
		lei/an	28.584.952	657.453.899	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64	28.252.773,64
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	CV3	eur/an			121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084	121.084
		lei/an	720.456	16.570.478	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77
6. Energie electrică					0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	117,10	Preturi	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
		lei/MWh	576,06		491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78	491,78
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	eur/an			609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788	609.788
		lei/an	3.372.779	77.573.924	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25	2.999.850,25
7. Alte cheltuieli variabile																
Rată de escaladare	re	%	0,50%		0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	CV7	eur/an			322.104	323.715	325.334	326.960	328.595	330.238	331.889	333.549	335.216	336.892	338.577	340.270
		lei/an	1.585.461	36.465.593	1.584.593,00	1.592.516,00	1.600.479,00	1.608.481,00	1.616.523,00	1.624.606,00	1.632.729,00	1.640.893,00	1.649.097,00	1.657.342,00	1.665.629,00	1.673.957,00
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	103.121.546	2.578.038.638	101.775.666,47	101.783.589,47	101.791.552,47	101.799.554,47	101.807.596,47	101.815.679,47	101.823.802,47	101.831.966,47	101.840.170,47	101.848.415,47	101.856.702,47	101.865.030,47

Tabel 15. Centralizator cheltuieli fixe SR [C2.5 SR Cf]

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
CHELTUIELI FIXE																		
Mentenanță și reparații																		
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	101.208	2.530.192	0,00	0,00	0,00	98.390,00	99.373,90	100.367,64	101.371,22	102.384,63	103.407,89	104.440,99	105.483,92	106.536,69	107.604,22	108.681,59
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			9.100,00	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00
Personal operare-tehnic-administrativ (producție)	NPO	angajați						100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	eur/an						2.287.062	2.309.991	2.333.164	2.356.581	2.380.242	2.404.147	2.428.296	2.452.688	2.477.325	2.502.206	2.527.330
		lei/an						11.251.200	11.364.000	11.478.000	11.593.200	11.709.600	11.827.200	11.946.000	12.066.000	12.187.200	12.309.600	12.433.200
Alte cheltuieli fixe																		
Amortizări	CF7	lei/an	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%						0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	eur/an						243.927,2	245.146,9	246.372,6	247.604,4	248.842,4	250.086,6	251.337,1	252.593,8	253.856,7	255.125,9	256.401,5
		lei/an	1.268.368	29.172.462				1.200.000,00	1.206.000,00	1.212.030,00	1.218.090,00	1.224.180,00	1.230.301,00	1.236.453,00	1.242.635,00	1.248.848,00	1.255.092,00	1.261.367,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	13.962.828	321.145.054				12.549.590,00	12.669.373,90	12.790.397,64	12.912.661,22	13.036.164,63	13.160.908,89	13.286.893,99	13.414.118,92	13.542.584,69	13.672.296,22	13.803.248,59
		eur/an			-	-	-	2.550.989	2.575.338	2.599.939	2.624.791	2.649.896	2.675.253	2.700.863	2.726.724	2.752.838	2.779.204	2.805.823
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	115.967.348	2.899.183.692	0,00	0,00	0,00	213.453.379,06	177.392.372,33	154.069.191,27	137.983.575,21	126.768.768,58	114.889.859,36	115.023.533,46	115.158.486,39	115.294.718,17	115.432.234,70	115.571.031,07
		eur/an			-	-	-	43.389.243	36.059.025	31.318.059	28.048.293	25.768.629	23.353.971	23.381.143	23.408.575	23.436.268	23.464.221	23.492.434

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul SR : CAF echivalent + DT + SP + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
CHELTUIELI FIXE																
Mentenanță și reparații																
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	101.208	2.530.192	109.768,80	110.865,85	111.972,74	113.094,39	114.225,87	115.367,19	116.523,28	117.689,20	118.864,96	120.055,48	121.255,84	122.466,03
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ (producție)	NPO	angajați			100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	eur/an			2.552.698	2.578.311	2.604.167	2.630.267	2.656.611	2.683.200	2.710.032	2.737.107	2.764.427	2.791.991	2.819.799	2.848.094
		lei/an			12.558.000	12.684.000	12.811.200	12.939.600	13.069.200	13.200.000	13.332.000	13.465.200	13.599.600	13.735.200	13.872.000	14.011.200
Alte cheltuieli fixe																
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	eur/an			257.683,5	258.971,8	260.266,7	261.568,0	262.875,9	264.190,3	265.511,1	266.838,7	268.173,0	269.513,8	270.861,3	272.215,7
		lei/an	1.268.368	29.172.462	1.267.674,00	1.274.012,00	1.280.382,00	1.286.784,00	1.293.218,00	1.299.684,00	1.306.182,00	1.312.713,00	1.319.277,00	1.325.873,00	1.332.502,00	1.339.165,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	13.962.828	321.145.054	13.935.442,80	14.068.877,85	14.203.554,74	14.339.478,39	14.476.643,87	14.615.051,19	14.754.705,28	14.895.602,20	15.037.741,96	15.181.128,48	15.325.757,84	15.472.831,03
		eur/an			2.832.695	2.859.819	2.887.195	2.914.824	2.942.706	2.970.841	2.999.229	3.027.869	3.056.762	3.085.909	3.115.308	3.145.204
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	115.967.348	2.899.183.692	115.711.109,28	115.852.467,33	115.995.107,21	116.139.032,86	116.284.240,34	116.430.730,67	116.578.507,75	116.727.568,67	116.877.912,43	117.029.543,95	117.182.460,31	117.337.861,51
		eur/an			23.520.908	23.549.643	23.578.638	23.607.894	23.637.410	23.667.188	23.697.227	23.727.527	23.758.088	23.788.910	23.819.994	23.851.583

Tabel 16. Centralizator cheltuieli totale SR [C7.2 SR Ct]

Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.SR (C2.5)							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
17	Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an					31.795.083,04	25.630.152,59	21.537.281,67	18.589.590,04	16.240.905,28	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51
18	Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an					6.961.370,21	6.177.566,18	5.773.364,76	5.612.792,72	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31
19	Cheltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an					462.319,20	297.205,20	187.129,20	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	Cheltuieli cu energia electrică	CV6	€/an					1.314.572,21	1.072.329,50	912.378,99	790.529,17	702.673,04	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63
21	Alte cheltuieli variabile	CV7	€/an					304.909,04	306.433,58	307.965,85	309.505,64	311.053,16	312.608,40	314.171,36	315.742,25	317.320,87	318.907,41	320.501,88
22	**Total Cheltuieli Variabile**	**CV = Σ CV(i)**	**€/an**		**524.044.850**			**40.838.253,70**	**33.483.687,05**	**28.718.120,47**	**25.423.501,17**	**23.118.732,38**	**20.678.717,45**	**20.680.280,41**	**20.681.851,30**	**20.683.429,92**	**20.685.016,46**	**20.686.610,93**
23	Cheltuieli de mentenanță	CF1	€/an					20.000,00	20.200,00	20.402,00	20.606,00	20.812,00	21.020,00	21.230,00	21.442,00	21.656,00	21.873,00	22.092,00
24	Cheltuieli de salarizare	CF2	€/an					2.287.061,69	2.309.990,85	2.333.163,94	2.356.580,95	2.380.241,89	2.404.146,76	2.428.295,56	2.452.688,28	2.477.324,93	2.502.205,51	2.527.330,01
25	Alte cheltuieli fixe	CF3	€/an					243.927,23	245.146,86	246.372,60	247.604,43	248.842,36	250.086,59	251.337,13	252.593,76	253.856,69	255.125,93	256.401,46
26	Cheltuieli de amortizare	CF4	€/an															
27	**Total Cheltuieli Fixe**	**CF = Σ CF(i)**	**€/an**		**65.280.019**			**2.550.988,92**	**2.575.337,72**	**2.599.938,54**	**2.624.791,38**	**2.649.896,26**	**2.675.253,36**	**2.700.862,69**	**2.726.724,04**	**2.752.837,62**	**2.779.204,44**	**2.805.823,48**
28	**Total Cheltuieli**	**C = CV+CF**	**€/an**		**589.324.869**			**43.389.242,62**	**36.059.024,77**	**31.318.059,00**	**28.048.292,55**	**25.768.628,64**	**23.353.970,80**	**23.381.143,10**	**23.408.575,34**	**23.436.267,54**	**23.464.220,90**	**23.492.434,41**

Nr	Parametru	Simbol	UM			14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.SR (C2.5)					2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
17	Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an			13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51
18	Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an			5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31
19	Cheltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an			121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	Cheltuieli cu energia electrică	CV6	€/an			609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63
21	Alte cheltuieli variabile	CV7	€/an			322.104,48	323.715,01	325.333,67	326.960,26	328.594,98	330.238,03	331.889,22	333.548,73	335.216,38	336.892,37	338.576,89	340.269,74
22	**Total Cheltuieli Variabile**	**CV = Σ CV(i)**	**€/an**		**524.044.850**	**20.688.213,53**	**20.689.824,06**	**20.691.442,72**	**20.693.069,31**	**20.694.704,03**	**20.696.347,08**	**20.697.998,27**	**20.699.657,79**	**20.701.325,43**	**20.703.001,42**	**20.704.685,94**	**20.706.378,79**
23	Cheltuieli de mentenanță	CF1	€/an			22.313,00	22.536,00	22.761,00	22.989,00	23.219,00	23.451,00	23.686,00	23.923,00	24.162,00	24.404,00	24.648,00	24.894,00
24	Cheltuieli de salarizare	CF2	€/an			2.552.698,44	2.578.310,80	2.604.167,09	2.630.267,30	2.656.611,44	2.683.199,51	2.710.031,51	2.737.107,43	2.764.427,28	2.791.991,06	2.819.798,76	2.848.094,32
25	Alte cheltuieli fixe	CF3	€/an			257.683,50	258.971,85	260.266,69	261.568,05	262.875,90	264.190,26	265.511,13	266.838,70	268.172,99	269.513,77	270.861,27	272.215,67
26	Cheltuieli de amortizare	CF4	€/an														
27	**Total Cheltuieli Fixe**	**CF = Σ CF(i)**	**€/an**	**65.280.019**		**2.832.694,95**	**2.859.818,65**	**2.887.194,78**	**2.914.824,35**	**2.942.706,35**	**2.970.840,78**	**2.999.228,64**	**3.027.869,13**	**3.056.762,26**	**3.085.908,83**	**3.115.308,03**	**3.145.203,99**
28	**Total Cheltuieli**	**C = CV+CF**	**€/an**	**589.324.869**		**23.520.908,48**	**23.549.642,71**	**23.578.637,51**	**23.607.893,66**	**23.637.410,38**	**23.667.187,86**	**23.697.226,90**	**23.727.526,92**	**23.758.087,70**	**23.788.910,25**	**23.819.993,96**	**23.851.582,78**

Tabel 17. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S1 [C2.3 S1 Co]

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)							2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760					6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																		
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	314.228,5	6.913.026					310.917,34	312.463,87	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, turbine cu gaz	EF1H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165				307.599,14	101.922,18	87.837,48	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506				25.873,44	16.632,93	10.472,58	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**402.291,2**	**9.252.698**				**333.472,58**	**429.472,44**	**410.773,93**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																		
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	60.702,4	1.396.155				0,00	62.792,87	63.105,20	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449				62.122,72	20.584,20	17.739,66	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071				5.225,40	3.359,19	2.115,04	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**81.246,7**	**1.868.675**				**67.348,12**	**86.736,25**	**82.959,90**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**
3. Apă tehnologică																		
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500					8.500,00									
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163				231.159,60	148.602,60	93.564,60	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**				**231.159,60**	**157.102,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz																		
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	0,10						0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	qloc,max	lit/h/unit	0,11						0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	0,10						0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	1.318	29.001					**1.304**	**1.311**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit							4.000			4.000			4.000			4.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	4.000,00	88.000					**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**5.318**	**117.001**					**1.304**	**9.311**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**
6. Energie electrică																		
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						**7.500,00**										

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)			2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	314.228,5	6.913.026	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26	314.482,26
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, turbine cu gaz	EF1H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**402.291,2**	**9.252.698**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**	**403.948,96**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	60.702,4	1.396.155	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84	63.512,84
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**81.246,7**	**1.868.675**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**	**81.581,53**
3. Apă tehnologică																
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500												
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz																
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	0,10		0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	qloc,max	lit/h/unit	0,11		0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	0,10		0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	1.318	29.001	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**	**1.319**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit			4.000		4.000		4.000		4.000		4.000		4.000	
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	4.000,00	88.000	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**	**0**	**8.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**5.318**	**117.001**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**	**1.319**	**9.319**
6. Energie electrică																
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an														

Tabel 18. Centralizator cheltuieli variabile S1 [C2.3 S1 Cv]

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%				**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,920		**4,9195**	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%			-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	**143,99**	**115,19**	**100,79**	**92,33**	**83,88**	**75,42**	**66,96**	**58,50**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**109.574.846**	**2.520.221.459**				**151.476.675,66**	**177.210.517,15**	**152.400.069,85**	**133.056.993,72**	**116.246.029,46**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
	re	%																
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)																
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**		**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**100.808.858**	**2.520.221.459**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**151.476.675,66**	**177.210.517,15**	**152.400.069,85**	**133.056.993,72**	**116.246.029,46**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%				2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	**90,92**	**92,93**	**96,57**	**100,10**	**100,10**	**100,10**	**100,10**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**40.779.294**	**937.923.754**				**33.165.040,51**	**42.712.570,45**	**40.852.936,11**	**40.174.168,68**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			**0,0%**	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		**2,00**	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**724.092**	**16.654.109**				**2.274.379,30**	**1.545.732,48**	**920.582,10**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz	re	%	1,00%			**1,0%**	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		**4,00**	4,04	4,08	4,12	4,16	4,20	4,25	4,29	4,33	4,37	4,42	4,46	4,51	4,55
		lei/lit	22,45		19,68	19,87	20,07	20,27	20,48	20,68	20,89	21,10	21,31	21,52	21,74	21,95	22,17	22,40
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**121.591**	**2.675.010**					**26.708,77**	**192.564,25**	**27.558,01**	**196.613,43**	**28.111,93**	**200.565,36**	**28.676,98**	**204.596,72**	**29.253,39**	**208.709,12**
6. Energie electrică						-19,3%	-11,5%	-7,4%										
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi	**265,00**	**213,87**	**189,25**	**175,28**										
		lei/MWh	948,48		1.303,67	1.052,16	931,01	862,27										
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**6.467.038**	**6.467.038**				**6.467.038,00**										
7. Alte cheltuieli variabile																		
Rată de escaladare	re	%	0,50%					**0,5%**	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.585.461**	**36.465.593**				**1.500.000,00**	**1.507.500,00**	**1.515.038,00**	**1.522.613,00**	**1.530.226,00**	**1.537.877,00**	**1.545.566,00**	**1.553.294,00**	**1.561.060,00**	**1.568.865,00**	**1.576.709,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**140.816.279**	**3.520.406.964**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**194.883.133,47**	**223.003.028,85**	**195.881.190,31**	**175.377.004,19**	**159.674.804,85**	**142.702.990,09**	**142.883.132,52**	**142.718.972,14**	**142.902.657,88**	**142.735.119,55**	**142.922.419,28**

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,920		4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**	**50,04**
		lei/MWh(f)	293,94		246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**109.574.846**	**2.520.221.459**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
	re	%														
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)														
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**100.808.858**	**2.520.221.459**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**	**99.435.065,20**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**	**102,42**
		lei/tCO2	499,02		503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**40.779.294**	**937.923.754**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**	**41.106.265,19**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**724.092**	**16.654.109**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**	**595.670,77**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz	re	%	1,00%		1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		4,60	4,64	4,69	4,74	4,78	4,83	4,88	4,93	4,98	5,03	5,08	5,13
		lei/lit	22,45		22,62	22,85	23,07	23,30	23,54	23,77	24,01	24,25	24,49	24,74	24,99	25,24
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**121.591**	**2.675.010**	**29.841,38**	**212.904,17**	**30.441,19**	**217.183,54**	**31.053,06**	**221.548,93**	**31.677,23**	**226.002,07**	**32.313,94**	**230.544,71**	**32.963,45**	**235.178,66**
6. Energie electrică																
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi												
		lei/MWh	948,48													
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**6.467.038**	**6.467.038**												
7. Alte cheltuieli variabile																
Rată de escaladare	re	%	0,50%		0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**1.585.461**	**36.465.593**	**1.584.593,00**	**1.592.516,00**	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**	**1.632.729,00**	**1.640.893,00**	**1.649.097,00**	**1.657.342,00**	**1.665.629,00**	**1.673.957,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**140.816.279**	**3.520.406.964**	**142.751.435,54**	**142.942.421,33**	**142.767.921,35**	**142.962.665,71**	**142.784.577,22**	**142.983.156,09**	**142.801.407,39**	**143.003.896,23**	**142.818.412,10**	**143.024.887,87**	**142.835.593,61**	**143.046.136,82**

Tabel 19. Centralizator cheltuieli fixe S1 [C2.3 S1 Cf]

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
CHELTUIELI FIXE																		
Mentenanță și reparații									6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	9.307.328	232.683.192	0,00	0,00	0,00	0,00	7.820.508,55	6.680.640,70	6.880.221,45	7.045.916,71	7.211.651,34	7.383.640,98	7.561.885,63	7.740.174,57	7.924.718,51	8.115.517,48
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			9.100,00	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						120	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an						13.501.440	20.455.200	20.660.400	20.867.760	21.077.280	21.288.960	21.502.800	21.718.800	21.936.960	22.157.280	22.379.760
Alte cheltuieli fixe																		
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	1.268.368	29.172.462				1.200.000,00	1.206.000,00	1.212.030,00	1.218.090,00	1.224.180,00	1.230.301,00	1.236.453,00	1.242.635,00	1.248.848,00	1.255.092,00	1.261.367,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	31.044.050	776.101.254	0,00	0,00	0,00	14.701.440,00	29.481.708,55	28.553.070,70	28.966.071,45	29.347.376,71	29.730.912,34	30.122.893,98	30.523.320,63	30.925.982,57	31.337.090,51	31.756.644,48
		eur/an			-	-	-	2.988.401	5.992.826	5.804.059	5.888.011	5.965.520	6.043.483	6.123.162	6.204.558	6.286.408	6.369.975	6.455.259
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	171.860.329	4.296.508.218	0,00	0,00	0,00	209.584.573,47	252.484.737,40	224.434.261,01	204.343.075,64	189.022.181,57	172.433.902,43	173.006.026,50	173.242.292,77	173.828.640,45	174.072.210,06	174.679.063,76
		eur/an			-	-	-	42.602.820	51.323.252	45.621.356	41.537.367	38.423.047	35.051.103	35.167.400	35.215.427	35.334.615	35.384.126	35.507.483

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
CHELTUIELI FIXE																
Mentenanță și reparații					6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	9.307.328	232.683.192	8.312.571,46	8.509.669,71	8.713.022,98	8.922.636,19	9.138.504,42	9.360.632,57	9.589.015,75	54.092.948,12	10.052.140,43	10.293.092,67	10.540.304,84	10.793.776,96
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați			180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an			22.604.400	22.831.200	23.060.160	23.291.280	23.524.560	23.760.000	23.997.600	24.237.360	24.479.280	24.723.360	24.969.600	25.220.160
Alte cheltuieli fixe																
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	1.268.368	29.172.462	1.267.674,00	1.274.012,00	1.280.382,00	1.286.784,00	1.293.218,00	1.299.684,00	1.306.182,00	1.312.713,00	1.319.277,00	1.325.873,00	1.332.502,00	1.339.165,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	31.044.050	776.101.254	32.184.645,46	32.614.881,71	33.053.564,98	33.500.700,19	33.956.282,42	34.420.316,57	34.892.797,75	79.643.021,12	35.850.697,43	36.342.325,67	36.842.406,84	37.353.101,96
		eur/an			6.542.259	6.629.715	6.718.887	6.809.777	6.902.385	6.996.710	7.092.753	16.189.251	7.287.468	7.387.402	7.489.055	7.592.866
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	171.860.329	4.296.508.218	174.936.081,00	175.557.303,04	175.821.486,34	176.463.365,90	176.740.859,64	177.403.472,67	177.694.205,14	222.646.917,35	178.669.109,53	179.367.213,54	179.678.000,45	180.399.238,78
		eur/an			35.559.728	35.686.005	35.739.707	35.870.183	35.926.590	36.061.281	36.120.379	45.258.038	36.318.551	36.460.456	36.523.631	36.670.239

Tabel 20. Centralizator cheltuieli totale S1 [C7.3 S1 Ct]

	S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nr	Parametru	Simbol	UM				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.S1 (C2.3)																		
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an						30.791.071,38	36.022.058,57	30.978.772,20	27.046.853,08	23.629.643,15	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an						6.741.547,01	8.682.299,10	8.304.286,23	8.166.311,35	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an						462.319,20	314.205,20	187.129,20	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu uleiul de ungere turbine*	CV4	€/an							5.429,16	39.143,05	5.601,79	39.966,14	5.714,39	40.769,46	5.829,25	41.588,93	5.946,41	42.424,86
21	*Cheltuieli cu agentul de reducere NOx*	CV5	€/an																
22	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an						1.314.572,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an						304.909,04	306.433,58	307.965,85	309.505,64	311.053,16	312.608,40	314.171,36	315.742,25	317.320,87	318.907,41	320.501,88
24	**Total Cheltuieli Variabile**	**CV = Σ CV(i)**	**€/an**	**715.602.595**					**39.614.418,84**	**45.330.425,62**	**39.817.296,54**	**35.649.355,46**	**32.457.527,16**	**29.007.620,71**	**29.044.238,75**	**29.010.869,43**	**29.048.207,72**	**29.014.151,75**	**29.052.224,67**
25	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an							1.589.695,81	1.357.991,81	1.398.561,12	1.432.242,45	1.465.931,77	1.500.892,57	1.537.124,84	1.573.366,11	1.610.878,85	1.649.663,07
26	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an						2.744.474,03	4.157.983,53	4.199.695,09	4.241.845,72	4.284.435,41	4.327.464,17	4.370.932,01	4.414.838,91	4.459.184,88	4.503.969,92	4.549.194,02
27	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an						243.927,23	245.146,86	246.372,60	247.604,43	248.842,36	250.086,59	251.337,13	252.593,76	253.856,69	255.125,93	256.401,46
28	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an																
29	**Total Cheltuieli Fixe**	**CF = Σ CF(i)**	**€/an**	**157.760.190**					**2.988.401,26**	**5.992.826,21**	**5.804.059,50**	**5.888.011,27**	**5.965.520,22**	**6.043.482,54**	**6.123.161,70**	**6.204.557,50**	**6.286.407,68**	**6.369.974,70**	**6.455.258,56**
30	**Total Cheltuieli**	**C = CV+CF**	**€/an**	**873.362.785**					**42.602.820,10**	**51.323.251,84**	**45.621.356,03**	**41.537.366,73**	**38.423.047,38**	**35.051.103,25**	**35.167.400,45**	**35.215.426,93**	**35.334.615,40**	**35.384.126,45**	**35.507.483,23**

	S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.S1 (C2.3)															
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an		20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an		8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an		121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu uleiul de ungere turbine*	CV4	€/an		6.065,94	43.277,60	6.187,86	44.147,48	6.312,24	45.034,85	6.439,12	45.940,05	6.568,54	46.863,44	6.700,57	47.805,40
21	*Cheltuieli cu agentul de reducere NOx*	CV5	€/an													
22	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an		322.104,48	323.715,01	325.333,67	326.960,26	328.594,98	330.238,03	331.889,22	333.548,73	335.216,38	336.892,37	338.576,89	340.269,74
24	**Total Cheltuieli Variabile**	**CV = Σ CV(i)**	**€/an**	**715.602.595**	**29.017.468,35**	**29.056.290,54**	**29.020.819,46**	**29.060.405,67**	**29.024.205,15**	**29.064.570,81**	**29.027.626,26**	**29.068.786,71**	**29.031.082,85**	**29.073.053,74**	**29.034.575,39**	**29.077.373,07**
25	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an		1.689.718,76	1.729.783,46	1.771.119,62	1.813.728,26	1.857.608,38	1.902.760,97	1.949.185,03	10.995.619,09	2.043.325,63	2.092.304,64	2.142.556,12	2.194.080,08
26	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an		4.594.857,20	4.640.959,45	4.687.500,76	4.734.481,15	4.781.900,60	4.829.759,12	4.878.056,71	4.926.793,37	4.975.969,10	5.025.583,90	5.075.637,77	5.126.569,77
27	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an		257.683,50	258.971,85	260.266,69	261.568,05	262.875,90	264.190,26	265.511,13	266.838,70	268.172,99	269.513,77	270.861,27	272.215,67
28	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an													
29	**Total Cheltuieli Fixe**	**CF = Σ CF(i)**	**€/an**	**157.760.190**	**6.542.259,47**	**6.629.714,75**	**6.718.887,08**	**6.809.777,46**	**6.902.384,88**	**6.996.710,35**	**7.092.752,87**	**16.189.251,17**	**7.287.467,72**	**7.387.402,31**	**7.489.055,16**	**7.592.865,53**
30	**Total Cheltuieli**	**C = CV+CF**	**€/an**	**873.362.785**	**35.559.727,82**	**35.686.005,29**	**35.739.706,54**	**35.870.183,13**	**35.926.590,03**	**36.061.281,16**	**36.120.379,13**	**45.258.037,88**	**36.318.550,57**	**36.460.456,05**	**36.523.630,54**	**36.670.238,60**

Tabel 21. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S2 [C2.4 S2 Co]

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)							3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760					6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																		
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	416.280,2	9.158.164					411.893,70	413.942,50	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, motoare termice	EF1H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165				307.599,14	101.922,18	87.837,48	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506				25.873,44	16.632,93	10.472,58	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0														
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**499.905,9**	**11.497.836**				**333.472,58**	**530.448,81**	**512.252,56**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																		
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	80.416,6	1.849.583				0,00	83.186,05	83.599,83	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449				62.122,72	20.584,20	17.739,66	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071				5.225,40	3.359,19	2.115,04	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**100.961,0**	**2.322.103**				**67.348,12**	**107.129,44**	**103.454,53**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**
3. Apă tehnologică																		
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500					8.500,00									
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163				231.159,60	148.602,60	93.564,60	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80	60.541,80
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**				**231.159,60**	**157.102,60**	**93.564,60**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, motoare termice																		
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	2,70						2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
	qloc,max	lit/h/unit	3,05						3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	2,90						2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	54.826	1.206.172					54.248	54.518	54.870	54.870	54.870	54.870	54.870	54.870	54.870	54.870
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit							6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800
Interval schimb de ulei / unitate	Hos	h	6.000	132.000					6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	20.400,00	448.800					20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400	20.400
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**75.226**	**1.654.972**					**74.648**	**74.918**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice																		
Debit agent reducere	qar	lit/h/unit	30,00						30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Cantitate agent reducere	**Var = qar*N*Hom**	**m3/an**	**567,65**	**12.488**					**561,67**	**564,47**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.307	138.760	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
1. Gaz natural																
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	416.280,2	9.158.164	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41	416.616,41
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, motoare termice	EF1H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de apă caldă	EF2	MWh(f)/an	93.528,9	2.151.165	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32	82.690,32
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de apă caldă	EF2H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural, cazane de abur	EF3	MWh(f)/an	8.195,9	188.506	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38	6.776,38
Energie primară combustibil secundar: hidrogen, cazane de abur	EF3H	MWh(f)/an		0												
Energie primară combustibil principal: gaz natural	**EF = Σ EF(i)**	**MWh(f)/an**	**499.905,9**	**11.497.836**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**	**506.083,10**
Energie primară combustibil secundar: hidrogen	**EFH = Σ EF(i)H**	**MWh(f)/an**		**0**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	80.416,6	1.849.583	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85	84.139,85
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	18.889,1	434.449	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14	16.700,14
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	1.655,3	38.071	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56	1.368,56
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**100.961,0**	**2.322.103**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**
3. Apă tehnologică																
Cantitate de apă pentru umplerea acumulatorului de căldură	Vac	m3/an	8.500,0	8.500												
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	73.224,5	1.684.163	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**73.594,0**	**1.692.663**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**	**60.541,80**
4. Ulei de ungere, motoare termice																
Debit maxim ulei ungere / unitate	qloc,max	kg/h/unit	2,70		2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
	qloc,max	lit/h/unit	3,05		3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lit/h/unit	2,90		2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	54.826	1.206.172	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**	**54.870**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit			6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800
Interval schimb de ulei / unitate	Hos	h	6.000	132.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	20.400,00	448.800	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**	**20.400**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**75.226**	**1.654.972**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**	**75.270**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice																
Debit agent reducere	qar	lit/h/unit	30,00		30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Cantitate agent reducere	**Var = qar*N*Hom**	**m3/an**	**567,65**	**12.488**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**	**568,11**

Tabel 22. Centralizator cheltuieli variabile S2 [C2.4 S2 Cv]

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,00%			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,9195		4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%		1,00	-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	143,99	115,19	100,79	92,33	83,88	75,42	66,96	58,50	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	CV11	lei/an	135.439.527	3.115.109.118				151.476.675,66	218.875.760,77	190.049.368,88	166.699.021,27	145.637.585,78	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30
	re	%																
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)																
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	CV12	lei/an	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție combustibil	CV1	lei/an	124.604.365	3.115.109.118	0,00	0,00	0,00	151.476.675,66	218.875.760,77	190.049.368,88	166.699.021,27	145.637.585,78	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,48%		1,00	2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	90,92	92,93	96,57	100,10	100,10	100,10	100,10	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiile EUA CO2	CV2	lei/an	50.682.108	1.165.688.484				33.165.040,51	52.755.031,14	50.945.348,87	50.331.774,47	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	CV3	lei/an	724.092	16.654.109				2.274.379,30	1.545.732,48	920.582,10	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77
4. Ulei de ungere, motoare termice	re	%	1,00%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		4,00	4,04	4,08	4,12	4,16	4,20	4,25	4,29	4,33	4,37	4,42	4,46	4,51	4,55
		lei/lit	22,45		19,68	19,87	20,07	20,27	20,48	20,68	20,89	21,10	21,31	21,52	21,74	21,95	22,17	22,40
Cheltuieli achiziție ulei ungere	CV4	lei/an	1.713.558	37.698.276					1.528.573,12	1.549.439,53	1.572.290,17	1.588.013,07	1.603.893,20	1.619.932,13	1.636.131,45	1.652.492,77	1.669.017,69	1.685.707,87
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice	re	%	0,50%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Preț agent reducere gaze poluante	PARN	eur/lit	1,07		1,00	1,03	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07
		lei/lit	5,25		4,92	4,94	4,97	4,99	5,02	5,04	5,07	5,09	5,12	5,15	5,17	5,20	5,22	5,25
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	CV5	lei/an	3.003.641	66.080.105					2.818.830,36	2.847.015,72	2.879.733,36	2.894.132,02	2.908.602,68	2.923.145,70	2.937.761,43	2.952.450,23	2.967.212,49	2.982.048,55
6. Energie electrică						-19,3%	-11,5%	-7,4%										
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi	265,00	213,87	189,25	175,28										
		lei/MWh	948,48		1.303,67	1.052,16	931,01	862,27										
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	6.467.038	6.467.038				6.467.038,00										
7. Alte cheltuieli variabile																		
Rată de escaladare	re	%	0,50%					0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	CV7	lei/an	1.585.461	36.465.593				1.500.000,00	1.507.500,00	1.515.038,00	1.522.613,00	1.530.226,00	1.537.877,00	1.545.566,00	1.553.294,00	1.561.060,00	1.568.865,00	1.576.709,00
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	177.766.509	4.444.162.723	0,00	0,00	0,00	194.883.133,47	279.031.427,87	247.826.793,09	223.601.103,03	203.745.169,18	182.721.735,49	182.760.006,43	182.798.549,48	182.837.365,60	182.876.457,78	182.915.828,02

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	0,00%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	4,9195		4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195	4,9195
1. Gaz natural	re	%	-3,94%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	59,75	Preturi	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04	50,04
		lei/MWh(f)	293,94		246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	CV11	lei/an	135.439.527	3.115.109.118	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30
	re	%														
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)														
		lei/MWh(f)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	CV12	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție combustibil	CV1	lei/an	124.604.365	3.115.109.118	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30	124.576.150,30
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	0,48%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț certificat emisie EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42	102,42
		lei/tCO2	499,02		503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiile EUA CO2	CV2	lei/an	50.682.108	1.165.688.484	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53	51.499.541,53
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț apă tehnologică	PAD	eur/lit	2,00		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
		lei/lit	9,84		9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	CV3	lei/an	724.092	16.654.109	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77	595.670,77
4. Ulei de ungere, motoare termice	re	%	1,00%		1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,56		4,60	4,64	4,69	4,74	4,78	4,83	4,88	4,93	4,98	5,03	5,08	5,13
		lei/lit	22,45		22,62	22,85	23,07	23,30	23,54	23,77	24,01	24,25	24,49	24,74	24,99	25,24
Cheltuieli achiziție ulei ungere	CV4	lei/an	1.713.558	37.698.276	1.702.564,95	1.719.590,60	1.736.786,50	1.754.154,37	1.771.695,91	1.789.412,87	1.807.307,00	1.825.380,07	1.843.633,87	1.862.070,21	1.880.690,91	1.899.497,82
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice	re	%	0,50%		0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Preț agent reducere gaze poluante	PARN	eur/lit	1,07		1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13
		lei/lit	5,25		5,28	5,30	5,33	5,35	5,38	5,41	5,44	5,46	5,49	5,52	5,55	5,57
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	CV5	lei/an	3.003.641	66.080.105	2.996.958,79	3.011.943,58	3.027.003,30	3.042.138,32	3.057.349,01	3.072.635,76	3.087.998,93	3.103.438,93	3.118.956,12	3.134.550,90	3.150.223,66	3.165.974,78
6. Energie electrică																
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	192,80	Preturi												
		lei/MWh	948,48													
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	6.467.038	6.467.038												
7. Alte cheltuieli variabile																
Rată de escaladare	re	%	0,50%		0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	CV7	lei/an	1.585.461	36.465.593	1.584.593,00	1.592.516,00	1.600.479,00	1.608.481,00	1.616.523,00	1.624.606,00	1.632.729,00	1.640.893,00	1.649.097,00	1.657.342,00	1.665.629,00	1.673.957,00
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	177.766.509	4.444.162.723	182.955.479,34	182.995.412,79	183.035.631,41	183.076.136,29	183.116.930,53	183.158.017,23	183.199.397,54	183.241.074,60	183.283.049,60	183.325.325,72	183.367.906,18	183.410.792,20

Tabel 23. Centralizator cheltuieli fixe S2 [C2.4 S2 Cf]

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
CHELTUIELI FIXE																		
Mentenanță și reparații									6.241	6.272	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	8.258.299	181.682.587					8.439.166,98	6.223.995,64	6.414.415,90	6.567.689,69	6.721.002,83	6.883.676,36	7.046.394,16	7.218.472,35	7.390.594,82	7.572.077,67
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			9.100,00	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați				120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an						13.501.440	13.636.800	13.773.600	13.911.840	14.051.520	14.192.640	14.335.200	14.479.200	14.624.640	14.771.520	14.919.840
Alte cheltuieli fixe																		
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	1.268.368	29.172.462				1.200.000,00	1.206.000,00	1.212.030,00	1.218.090,00	1.224.180,00	1.230.301,00	1.236.453,00	1.242.635,00	1.248.848,00	1.255.092,00	1.261.367,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	22.327.437	558.185.929	0,00	0,00	0,00	14.701.440,00	23.281.966,98	21.209.625,64	21.544.345,90	21.843.389,69	22.143.943,83	22.455.329,36	22.768.229,16	23.091.960,35	23.417.206,82	23.753.284,67
		eur/an			-	-	-	2.988.401	4.732.588	4.311.338	4.379.377	4.440.165	4.501.259	4.564.555	4.628.159	4.693.965	4.760.079	4.828.394
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	200.093.946	5.002.348.652	0,00	0,00	0,00	209.584.573,47	302.313.394,85	269.036.418,73	245.145.448,93	225.588.558,87	204.865.679,32	205.215.335,79	205.566.778,64	205.929.325,96	206.293.664,60	206.669.112,70
		eur/an			-	-	-	42.602.820	61.452.057	54.687.757	49.831.375	45.855.993	41.643.598	41.714.673	41.786.112	41.859.808	41.933.868	42.010.187

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG	Simbol	UM	Medie/an	Total	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI																
CHELTUIELI VARIABILE																
CHELTUIELI FIXE																
Mentenanță și reparații					6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	8.258.299	181.682.587	7.753.604,80	7.935.176,20	8.126.108,00	13.236.588,98	8.517.430,35	8.717.820,92	8.927.571,87	9.146.688,13	9.365.853,59	9.594.384,35	9.822.964,30	10.060.909,56
Salarizare	re	%			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună			10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați			120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an			15.069.600	15.220.800	15.373.440	15.527.520	15.683.040	15.840.000	15.998.400	16.158.240	16.319.520	16.482.240	16.646.400	16.813.440
Alte cheltuieli fixe																
Amortizări	CF7	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	re	%			0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	1.268.368	29.172.462	1.267.674,00	1.274.012,00	1.280.382,00	1.286.784,00	1.293.218,00	1.299.684,00	1.306.182,00	1.312.713,00	1.319.277,00	1.325.873,00	1.332.502,00	1.339.165,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	22.327.437	558.185.929	24.090.878,80	24.429.988,20	24.779.930,00	30.050.892,98	25.493.688,35	25.857.504,92	26.232.153,87	26.617.641,13	27.004.650,59	27.402.497,35	27.801.866,30	28.213.514,56
		eur/an			4.897.018	4.965.949	5.037.083	6.108.526	5.182.171	5.256.125	5.332.280	5.410.640	5.489.308	5.570.179	5.651.360	5.735.037
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	200.093.946	5.002.348.652	207.046.358,15	207.425.400,99	207.815.561,41	213.127.029,27	208.610.618,88	209.015.522,15	209.431.551,41	209.858.715,74	210.287.700,19	210.727.823,07	211.169.772,48	211.624.306,77
		eur/an			42.086.870	42.163.919	42.243.228	43.322.905	42.404.842	42.487.148	42.571.715	42.658.546	42.745.747	42.835.212	42.925.048	43.017.442

Tabel 24. Centralizator cheltuieli totale S2 [C7.4 S2 Ct]

	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.S2 (C2.4)																	
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an					30.791.071,38	44.491.464,74	38.631.846,50	33.885.358,53	29.604.143,87	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an					6.741.547,01	10.723.657,11	10.355.798,12	10.231.075,20	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an					462.319,20	314.205,20	187.129,20	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu uleiul de ungere motoare*	CV4	€/an						310.717,17	314.958,74	319.603,65	322.799,69	326.027,69	329.287,96	332.580,84	335.906,65	339.265,72	342.658,37
21	*Cheltuieli cu agentul de reducere NOx*	CV5	€/an						572.991,23	578.720,54	585.371,15	588.298,00	591.239,49	594.195,69	597.166,67	600.152,50	603.153,26	606.169,03
22	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an					1.314.572,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an					304.909,04	306.433,58	307.965,85	309.505,64	311.053,16	312.608,40	314.171,36	315.742,25	317.320,87	318.907,41	320.501,88
24	**Total Cheltuieli Variabile**	**CV = Σ CV(i)**	**€/an**	**903.376.913**				**39.614.418,84**	**56.719.469,03**	**50.376.418,96**	**45.451.997,77**	**41.415.828,68**	**37.142.338,75**	**37.150.118,19**	**37.157.952,94**	**37.165.843,20**	**37.173.789,57**	**37.181.792,46**
25	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an					-	1.715.452,18	1.265.168,34	1.303.875,58	1.335.031,95	1.366.196,33	1.399.263,41	1.432.339,50	1.467.318,30	1.502.306,09	1.539.196,60
26	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an					2.744.474,03	2.771.989,02	2.799.796,73	2.827.897,14	2.856.290,27	2.884.976,12	2.913.954,67	2.943.225,94	2.972.789,92	3.002.646,61	3.032.796,02
27	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an					243.927,23	245.146,86	246.372,60	247.604,43	248.842,36	250.086,59	251.337,13	252.593,76	253.856,69	255.125,93	256.401,46
28	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an															
29	**Total Cheltuieli Fixe**	**CF = Σ CF(i)**	**€/an**	**113.463.956**				**2.988.401,26**	**4.732.588,06**	**4.311.337,66**	**4.379.377,15**	**4.440.164,59**	**4.501.259,04**	**4.564.555,21**	**4.628.159,20**	**4.693.964,91**	**4.760.078,63**	**4.828.394,08**
30	**Total Cheltuieli**	**C = CV+CF**	**€/an**	**1.016.840.868**				**42.602.820,10**	**61.452.057,09**	**54.687.756,63**	**49.831.374,92**	**45.855.993,26**	**41.643.597,79**	**41.714.673,40**	**41.786.112,13**	**41.859.808,10**	**41.933.868,20**	**42.010.186,54**

	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.S2 (C2.4)															
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an		25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an		10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an		121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu uleiul de ungere motoare*	CV4	€/an		346.084,96	349.545,81	353.041,27	356.571,68	360.137,39	363.738,77	367.376,16	371.049,92	374.760,42	378.508,02	382.293,10	386.116,03
21	*Cheltuieli cu agentul de reducere NOx*	CV5	€/an		609.199,88	612.245,88	615.307,10	618.383,64	621.475,56	624.582,94	627.705,85	630.844,38	633.998,60	637.168,60	640.354,44	643.556,21
22	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an		322.104,48	323.715,01	325.333,67	326.960,26	328.594,98	330.238,03	331.889,22	333.548,73	335.216,38	336.892,37	338.576,89	340.269,74
24	**Total Cheltuieli Variabile**	**CV = Σ CV(i)**	**€/an**	**903.376.913**	**37.189.852,49**	**37.197.969,87**	**37.206.145,22**	**37.214.378,76**	**37.222.671,11**	**37.231.022,92**	**37.239.434,40**	**37.247.906,21**	**37.256.438,58**	**37.265.032,16**	**37.273.687,61**	**37.282.405,16**
25	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an		1.576.096,11	1.613.004,62	1.651.815,83	2.690.637,05	1.731.360,98	1.772.094,91	1.814.731,55	1.859.271,90	1.903.822,26	1.950.276,32	1.996.740,38	2.045.108,15
26	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an		3.063.238,13	3.093.972,96	3.125.000,51	3.156.320,76	3.187.933,73	3.219.839,41	3.252.037,81	3.284.528,92	3.317.312,74	3.350.389,27	3.383.758,51	3.417.713,18
27	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an		257.683,50	258.971,85	260.266,69	261.568,05	262.875,90	264.190,26	265.511,13	266.838,70	268.172,99	269.513,77	270.861,27	272.215,67
28	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an													
29	**Total Cheltuieli Fixe**	**CF = Σ CF(i)**	**€/an**	**113.463.956**	**4.897.017,75**	**4.965.949,43**	**5.037.083,04**	**6.108.525,86**	**5.182.170,62**	**5.256.124,59**	**5.332.280,49**	**5.410.639,52**	**5.489.307,98**	**5.570.179,36**	**5.651.360,16**	**5.735.037,01**
30	**Total Cheltuieli**	**C = CV+CF**	**€/an**	**1.016.840.868**	**42.086.870,24**	**42.163.919,30**	**42.243.228,26**	**43.322.904,62**	**42.404.841,73**	**42.487.147,51**	**42.571.714,89**	**42.658.545,73**	**42.745.746,56**	**42.835.211,52**	**42.925.047,76**	**43.017.442,17**

6.3 Producțiile și veniturile

Producțiile și veniturile din exploatare pentru scenariile factuale și scenariul contrafactual sunt specificate în cadrul Anexelor C7.2, C7.3 și C7.4.
Din perspectiva veniturilor, în scenariul fără proiect, acestea se raportează doar la veniturile din energia termică livrată la gardul centralei. Veniturile în scenariile factuale includ, pe lângă vânzările de energie termică livrate la gardul centralei, și componenta de vânzare a energiei electrice livrate în sistemul energetic național.

Tabel 25. Centralizator producție și venituri din vânzarea ET (SR) [C7.2 SR]

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	SR : CAF echivalent + DT + SP + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii in tabel T.SR																	
	Energie Termică (ET)																	
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		317.339,33	323.960,71	330.913,16	316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					194.157,60	203.865,48	214.058,75	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-6,35%	-7,07%	-7,88%	-8,13%	-9,37%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%
7.1	Adaos comercial pentru VNAF(C)=0	a	-	7,64%														
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				1,00	147,42	138,06	128,31	118,20	108,59	98,42	98,53	98,65	98,76	98,88	99,00
								-17	-14	-11	-10	-9	-8	-8	-8	-8	-8	-8
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095				46.703.724,75	38.813.555,29	33.710.429,57	30.190.887,33	27.737.081,05	25.137.968,73	25.167.216,70	25.196.744,48	25.226.552,08	25.256.640,77	25.287.009,50
	Energie Electrică (EE)																	
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an															
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an					7.500,00	6.700,00	6.300,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an															
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh															
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%						-8,69%	-9,51%	-10,51%	-11,11%	-13,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi	175,28	160,05	144,82	129,59	115,19	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	-														
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	634.343.095				46.703.724,75	38.813.555,29	33.710.429,57	30.190.887,33	27.737.081,05	25.137.968,73	25.167.216,70	25.196.744,48	25.226.552,08	25.256.640,77	25.287.009,50

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	SR : CAF echivalent + DT + SP + SG		An	Valoare totală	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii in tabel T.SR															
	Energie Termică (ET)															
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%		0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%
7.1	Adaos comercial pentru VNAF(C)=0	a	-	7,64%												
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh		99,12	99,24	99,36	99,49	99,61	99,74	99,86	99,99	100,12	100,25	100,38	100,51
					-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095	25.317.658,69	25.348.587,92	25.379.797,61	25.411.288,63	25.443.060,11	25.475.112,28	25.507.445,99	25.540.060,61	25.572.955,91	25.606.132,98	25.639.591,17	25.673.593,04
	Energie Electrică (EE)															
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an													
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an		6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an													
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh													
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh		99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	-												
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	634.343.095	25.317.658,69	25.348.587,92	25.379.797,61	25.411.288,63	25.443.060,11	25.475.112,28	25.507.445,99	25.540.060,61	25.572.955,91	25.606.132,98	25.639.591,17	25.673.593,04

Tabel 26. Centralizator producție și venituri din vânzarea ET și EE (S1) [C7.3 S1]

x	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii in tabel T.S1																	
	Energie Termică (ET)																	
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		317.339,33	323.960,71	330.913,16	316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					316.798,95	281.129,32	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					0,45	0,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					194.157,60	203.865,48	214.058,75	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-6,35%	-7,07%	-7,88%	-8,13%	-9,37%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				Preturi	147,42	138,06	128,31	118,20	108,59	98,42	98,53	98,65	98,76	98,88	99,00
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095				46.703.724,75	38.813.555,29	33.710.429,57	30.190.887,33	27.737.081,05	25.137.968,73	25.167.216,70	25.196.744,48	25.226.552,08	25.256.640,77	25.287.009,50
	Energie Electrică (EE)							-21	-13	-8	-4	-1	2	2	2	3	3	3
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an						105.719,38	106.245,24	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an						11.500,00	12.200,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an						94.219,38	94.045,24	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh						94.219,38	94.045,24	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%							-9,51%	-10,51%	-11,11%	-13,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi		160,05	144,82	129,59	115,19	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	222.754.881					15.079.735,04	13.619.825,78	12.302.648,28	10.935.383,09	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	857.097.977				46.703.724,75	53.893.290,33	47.330.255,36	42.493.535,61	38.672.464,13	34.627.818,13	34.657.066,11	34.686.593,89	34.716.401,48	34.746.490,18	34.776.858,90

x	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii in tabel T.S1															
	Energie Termică (ET)															
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%		0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh		99,12	99,24	99,36	99,49	99,61	99,74	99,86	99,99	100,12	100,25	100,38	100,51
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095	25.317.658,69	25.348.587,92	25.379.797,61	25.411.288,63	25.443.060,11	25.475.112,28	25.507.445,99	25.540.060,61	25.572.955,91	25.606.132,98	25.639.591,17	25.673.593,04
	Energie Electrică (EE)				3	4	4	4	4	5	5	46	6	6	6	7
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an		106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an		12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an		94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh		94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh		99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	222.754.881	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	857.097.977	34.807.508,10	34.838.437,32	34.869.647,01	34.901.138,03	34.932.909,51	34.964.961,68	34.997.295,39	35.029.910,01	35.062.805,31	35.095.982,38	35.129.440,57	35.163.442,44

Tabel 27. Centralizator producție și venituri din vânzarea ET și EE (S2) [C7.4 S2]

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii în tabel T.52																	
	Energie Termică (ET)																	
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		317.339,33	323.960,71	330.913,16	316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					316.798,95	281.129,32	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					- 0,45	0,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					194.157,60	203.865,48	214.058,75	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-6,35%	-7,07%	-7,88%	-8,13%	-9,37%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				Preturi	147,42	138,06	128,31	118,20	108,59	98,42	98,53	98,65	98,76	98,88	99,00
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095				46.703.724,75	38.813.555,29	33.710.429,57	30.190.887,33	27.737.081,05	25.137.968,73	25.167.216,70	25.196.744,48	25.226.552,08	25.256.640,77	25.287.009,50
	Energie Electrică (EE)							-21	-31	-25	-19	-14	-8	-8	-8	-8	-8	-7
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an						194.713,39	195.681,91	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an						14.000,00	13.500,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an						180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh						180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%							-9,51%	-10,51%	-11,11%	-13,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi		160,05	144,82	129,59	115,19	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	431.322.023					28.923.029,24	26.383.959,67	23.838.463,69	21.189.155,93	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.065.665.118				46.703.724,75	67.736.584,53	60.094.389,24	54.029.351,02	48.926.236,97	43.526.158,44	43.555.406,41	43.584.934,19	43.614.741,78	43.644.830,48	43.675.199,21

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii în tabel T.52															
	Energie Termică (ET)															
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%		0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh		99,12	99,24	99,36	99,49	99,61	99,74	99,86	99,99	100,12	100,25	100,38	100,51
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095	25.317.658,69	25.348.587,92	25.379.797,61	25.411.288,63	25.443.060,11	25.475.112,28	25.507.445,99	25.540.060,61	25.572.955,91	25.606.132,98	25.639.591,17	25.673.593,04
	Energie Electrică (EE)				-7	-7	-7	-7	-2	-6	-6	-6	-6	-5	-5	-5
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an		196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an		13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an		183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh		183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh		99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	431.322.023	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.065.665.118	43.705.848,40	43.736.777,63	43.767.987,32	43.799.478,33	43.831.249,82	43.863.301,99	43.895.635,70	43.928.250,32	43.961.145,62	43.994.322,68	44.027.780,87	44.061.782,75

Prețul utilizat pentru energia termică este raportat la costurile fixe și variabile ale scenariului contrafactual și include o marjă de profit în baza căreia să se poată amortiza investiția la sfârșitul celor 25 ani de analiză, prin obținerea VNAF(C) = 0 și a unui flux financiar cumulat pozitiv în fiecare an de operare. Acest tarif al energiei termice va fi utilizat și în cadrul scenariilor factuale S1 și S2.

În scenariile cu proiect, principalele diferențe în ceea ce privește costul de operare survin din costurile variabile suplimentare cu gazul natural pentru producerea energiei electrice, precum și din certificatele de emisie CO2, iar din perspectiva cheltuielilor fixe, acestea sunt majorate față de scenariul contrafactual pentru a putea susține operarea unei centrale în cogenerare cu specificitățile acesteia. După cum se poate observa, costurile de operare sunt superioare în scenariile factuale, comparativ cu scenariul contrafactual.

6.4 Rezultatele analizei financiare

Calculul de analiză financiară este prezentat detaliat în cadrul Anexelor C7.2 (SR), C7.3 (S1) și C7.4 (S2).

Tabel 28. Calcul analiză financiară SR [C7.2 SR]

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare
	SR : CAF echivalent + DT + SP + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5
	BENEFICII									
29	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	45.018.226				3.314.482	2.754.531	2.392.371
30	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					7,1%	7,1%	7,1%
	INVESTIȚIE									
31	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	19.824.297,39	2.022	2.023	2.024	2.024	2.025	
32	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	15,00%	85,00%	0,00%	0,00%	
33	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	2.973.644,61	16.850.652,78	-	-	
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027
34	Beneficii	EBIT				-	-	3.314.482	2.754.531	2.392.371
35	Taxa pe venituri	tpv	€/an							
36	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	45.018.226,41		-	-	3.314.482	2.754.531	2.392.371
37	Flux de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	3.314.482	6.069.013	8.461.383
38	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(19.824.297)		(2.973.645)	(16.850.653)	-	-	-
39	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	25.193.929		(2.973.645)	(16.850.653)	3.314.482	2.754.531	2.392.371
40	Rata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,10%						
41	Perioadă	y	an			0	1	2	3	4
42	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)				1,0000	0,9166	0,8401	0,7701	0,7058
43	Flux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(0)		(2.973.645)	(15.445.145)	2.784.622	2.121.160	1.688.610
44	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(19.824.297,39)						
45	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(16.882.483,25)						
46	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(0)						
47	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR = NPV(d;FN)	€	(0)						
48	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) SR = IRR(FN;d)	%	9,10%						
49	Raportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,076						

Tabel 29. Calcul analiză financiară S1 [C7.3 S1]

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare
	S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5
	BENEFICII									
31	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	(16.264.808)		-	-	4.100.905	2.570.038	1.708.899
32	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					8,8%	4,8%	3,6%
	INVESTIȚIE									
33	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	76.265.259,48						
34	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	15,00%	35,00%	49,60%	0,40%	
35	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	11.439.788,92	26.692.840,82	37.827.568,70	305.061,04	
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027
36	Beneficii	EBIT	€/an	(16.264.808)		-	-	4.100.905	2.570.038	1.708.899
37	Taxa pe venituri	tpv	€/an							
38	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	(16.264.807,89)		-	-	4.100.905	2.570.038	1.708.899
39	Flux de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	4.100.905	6.670.943	8.379.842
40	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(76.265.259)		(11.439.789)	(26.692.841)	(37.827.569)	(305.061)	-
41	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(92.530.067)		(11.439.789)	(26.692.841)	(33.726.664)	2.264.977	1.708.899
42	Rata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%						
43	Perioadă	y	an			0	1	2	3	4
44	Perioadă de operare completă	yo	an	22						
45	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)				1,0000	0,9166	0,8401	0,7701	0,7058
46	Flux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(66.217.478)		(11.439.789)	(24.466.399)	(28.335.044)	1.744.173	1.206.195
47	Flux de numerar operare, cu finanțare europeană	FNOEU	€/an			54.777.689	(26.692.841)	(33.726.664)	2.264.977	1.708.899
48	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(76.265.259,48)						
49	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(62.040.839,49)						
50	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(66.217.477,54)						
51	Valoare netă actualizată financiară S1	VNAF(C) S1 = NPV(d;FN)	€	(66.217.477,54)						
52	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S1 = IRR(FN;d)	€	#NUM!						
53	Raportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	0,98						
54	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	(0)						
55	Deficit Finanțare (VNAF/C Incremental)	DF = VNAF(C).S1 - VNAF(C).SR	€	(66.217.477,54)						
56	Grad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	86,8%						
57	Valoare netă actualizată financiară, cu finanțare europeană S1	VNAF(K) S1	€	-						
58	Rata internă de rentabilitate financiară, cu finanțare europeană S1	RIRF(K) S1	%	9,1%						

Tabel 30. Calcul analiză financiară S2 [C7.4 S2]

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare
	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5
	BENEFICII									
31	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	48.824.250		-	-	4.100.905	6.284.527	5.406.633
32	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					8,8%	9,3%	9,0%
	INVESTIȚIE									
33	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	91.201.526,37	2022	2023	2024	2025	2026	
34	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	15,00%	35,00%	49,60%	0,40%	
35	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	13.680.228,96	31.920.534,23	45.235.957,08	364.806,11	
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027
36	Beneficii	EBIT	€/an	48.824.250		-	-	4.100.905	6.284.527	5.406.633
37	Taxa pe venituri	tpv	€/an							
38	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	48.824.250,00		-	-	4.100.905	6.284.527	5.406.633
39	Flux de numerar cumulat neactualizat	FNCO[i] = FNCO[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	4.100.905	10.385.432	15.792.065
40	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(91.201.526)		(13.680.229)	(31.920.534)	(45.235.957)	(364.806)	-
41	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(42.377.276)		(13.680.229)	(31.920.534)	(41.135.052)	5.919.721	5.406.633
42	Rata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%						
43	Perioadă	y	an			0	1	2	3	4
44	Perioadă de operare completă	yo	an	22						
45	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)				1,0000	0,9166	0,8401	0,7701	0,7058
46	Flux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(56.599.708)		(13.680.229)	(29.258.052)	(34.559.110)	4.558.553	3.816.171
47	Flux de numerar operare, cu finanțare europeană	FNOEU	€/an	14.222.432		42.919.479	(31.920.534)	(41.135.052)	5.919.721	5.406.633
48	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(91.201.526,37)						
49	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(81.223.639,01)						
50	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(56.599.707,96)						
51	Valoare netă actualizată financiară S2	VNAF(C) S2 = NPV(d;FN)	€	(56.599.707,96)	-278.442.263,32 lei					
52	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S2 = IRR(FN;d)	€	-6,27%						
53	Raport cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,05						
54	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	0,00						
55	Deficit Finanțare (VNAF/C incremental)	DF = VNAF(C).S2 - VNAF(C).SR	€	(56.599.707,96)						
56	Grad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	62,1%						
57	Valoare netă actualizată financiară, cu finanțare europeană S2	VNAF(K) S2	€	-						
58	Rată internă de rentabilitate financiară, cu finanțare europeană S2	RIRF(K) S2	%	9,1%						

În cazul scenariului factual S2 cu motoare, fluxul de numerar operațional cumulat (exceptând costul investițional) se păstrează pozitiv an de an, pe toate perioada de analiză. În cazul scenariului factual S1 cu turbine, fluxul de numerar operațional cumulat (exceptând costul investițional) nu se păstrează pozitiv an de an. De asemenea, VNAF(C) este mai mic decât cel aferent scenariului S2, și corelând totodată cu rezultatele din analiza economică și analiza tehnică comparativă a celor două tehnologii, rezultă ca scenariu optim recomandat scenariul S2. Așadar, doar pentru scenariul S2 se va determina deficitul de finanțare reprezentând valoarea maximă a ajutorului de stat pentru proiectul de investiție.

Având în vedere veniturile și cheltuielile prezentate mai sus, fluxurile de numerar net și veniturile nete actualizate financiare ale investițiilor VNAF(C) pentru cele 3 scenarii se prezintă în tabelul următor. Deficitul de finanțare aferent celor două scenarii factuale a fost determinat prin diferența între VNAF(C) cu proiect și VNAF(C) fără proiect, în conformitate cu cerințele GS PNRR C6 I3.

Tabel 31. Centralizator parametri financiari (SR, S1, S2), inclusiv deficitul de finanțare

Parametru	Simbol	UM	Valoare SR	Valoare S1	Valoare S2
Valoare de investiție (fără TVA)	CAPEX	€	19.824.297,39	76.265.259,48	91.201.526,37
Valoare de investiție, actualizată	CAPEXA	€	16.882.483,25	62.040.839,49	81.223.639,01
Valoare netă actualizată financiară	VNAF(C)	€	(0,00)	(66.217.477,54)	(56.599.707,96)
Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C)	%	9,10	#NUM!	- 6,27
Deficitul de finanțare, DF = VNAF(C) S2 – VNAF(C) SR	DF	€			(56.599.707,96)
		lei			(278.442.263,32)
Gradul de finanțare din fonduri EU	GF	%			62,06

Notă: Valoarea RIRF(C) pentru scenariul S1 este prea mică pentru a fi redată adecvat prin calculul cu ajutorul formulei Excel IRR(FDR;FN:FN), rezultatul fiind returnarea erorii #NUM!.

De precizat că gradul de finanțare de cca. **62,1%** este raportat la costul neactualizat al investiției; raportând costul eligibil obținut (56.599.707,96 eur fără TVA) la costul actualizat al investiției (81.223.639,01 eur fără TVA), gradul de finanțare rezultă de 69,7%.
Adăugând la fluxul de numerar net neactualizat valoarea ajutorului de stat obținut din fondurile europene comunitare calculat mai sus se obține un flux financiar al capitalului investit pentru care parametrii financiari de interes – valoarea netă actualizată financiară VNAF(K) și rata internă de rentabilitate financiară RIRF(K) – se prezintă astfel:

Tabel 32. Centralizator parametri financiari cu finanțare inclusă (S2)

Parametru	Simbol	UM	Valoare S2
Valoare netă actualizată financiară cu finanțare din fonduri EU	VNAF(K)	€	(0,00)
Rata internă de rentabilitate financiară cu finanțare din fonduri EU	RIRF(K)	%	9,10

După cum se poate observa, VNAF(K) este zero, cu o RIRF(K) de **9,1 %**, reprezentând practic rata de actualizare a capitalului propriu investit.

> *Pentru obținerea gradului de finanțare de cca. **62,1 %**, deficitul de finanțare (VNAF/C S2 – VNAF/C SR) a fost raportat la costul investiției neactualizat. În acest caz, în calculul VNAF/K, raportând la o investiție neactualizată, pentru formalizarea calculului s-a considerat că tot grantul este primit în primul an, anul neactualizat. În acest caz, fluxul cumulat actualizat, luând în calcul rata de actualizare de 9,1 % devine 0, rezultând un VNAF/K = 0. În concluzie, cu finanțarea nerambursabilă bazată pe deficitul de finanțare calculat în baza VNAF/C S2 și SR, fluxurile de operare cumulate actualizate acoperă capitalul propriu investit.*

Calculul indicatorilor VNAF(K) și RIRF(K) este prezentat în Anexa C7.4 pentru scenariul S2.

Deși chiar și cu sprijin comunitar proiectul nu aduce un venit financiar, acesta aduce beneficii de natură socială, prin diminuarea (dezlocuirea) emisiilor de CO2 generate de centralele electrice cu producție separată pe cărbune, așa cum se va observa în analiza economică, prin valoarea indicatorilor economici VNAE respectiv RIRE.

6.5 Rezultatele analizei de sustenabilitate financiară

Din perspectiva analizei de sustenabilitate financiară, așa cum se poate observa în tabelul final din Anexa C7.4 pentru scenariul S2 cu analiza financiară, se observă faptul că **fluxul de numerar net cumulat neactualizat (FNC) rămâne zero sau pozitiv în fiecare an**, pe tot orizontul de timp analizat (3+22=25 ani), conform cerinței din GS PNRR C6 I3 HE CHP.

Tabel 33. Centralizator analiză de sustenabilitate financiară (S2)

S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG			An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	ANALIZA DE SUSTENABILITATE FINANCIARĂ																	
59	Contribuție din partea beneficiarului	IN = C - IE	€/an	**34.601.818,41**		5.190.273	12.110.636	17.162.502	138.407									
60	Asistență comunitară (finanțare EU)	IE	€/an	**56.599.707,96**		8.489.956	19.809.898	28.073.459	226.399									
61	Venituri operaționale totale	V	€/an	**1.065.665,118**		-	-	46.703.725	67.736.585	60.094.389	54.029.351	48.926.237	43.526.158	43.555.406	43.584.934	43.614.742	43.644.830	43.675.199
62	Costuri operaționale totale	C	€/an	**1.016.840.868**		-	-	42.602.820	61.452.057	54.687.757	49.831.375	45.855.993	41.643.598	41.714.673	41.786.112	41.859.808	41.933.868	42.010.187
63	Costuri investiționale	I	€/an	**91.201.526,37**		13.680.229	31.920.534	45.235.957	364.806									
64	Flux de numerar net neactualizat	FN = (IE+IN+V) - (I + C)	€/an	**48.824.250,00**		-	-	4.100.905	6.284.527	5.406.633	4.197.976	3.070.244	1.882.561	1.840.733	1.798.822	1.754.934	1.710.962	1.665.013
65	Flux de numerar net cumulat neactualizat	FNC[i] = FNC[i-1] + FN[i]	€/an	**48.824.250,00**		-	-	4.100.905	10.385.432	15.792.065	19.990.041	23.060.285	24.942.845	26.783.578	28.582.400	30.337.334	32.048.296	33.713.309
66	Nr. de ani cu flux de numerar pozitiv sau 0	Na+	ani	**25**														
67	Nr. de ani cu flux de numerar negativ	Na-	ani	**0**														

S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG			An	Valoare totală	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	ANALIZA DE SUSTENABILITATE FINANCIARĂ															
59	Contribuție din partea beneficiarului	IN = C - IE	€/an	**34.601.818,41**												
60	Asistență comunitară (finanțare EU)	IE	€/an	**56.599.707,96**												
61	Venituri operaționale totale	V	€/an	**1.065.665.118**	43.705.848	43.736.778	43.767.987	43.799.478	43.831.250	43.863.302	43.895.636	43.928.250	43.961.146	43.994.323	44.027.781	44.061.783
62	Costuri operaționale totale	C	€/an	**1.016.840.868**	42.086.870	42.163.919	42.243.228	43.322.905	42.404.842	42.487.148	42.571.715	42.658.546	42.745.747	42.835.212	42.925.048	43.017.442
63	Costuri investiționale	I	€/an	**91.201.526,37**												
64	Flux de numerar net neactualizat	FN = (IE+IN+V) - (I + C)	€/an	**48.824.250,00**	1.618.978	1.572.858	1.524.759	476.574	1.426.408	1.376.154	1.323.921	1.269.705	1.215.399	1.159.111	1.102.733	1.044.341
65	Flux de numerar net cumulat neactualizat	FNC[i] = FNC[i-1] + FN[i]	€/an	**48.824.250,00**	35.332.287	36.905.145	38.429.904	38.906.478	40.332.886	41.709.041	43.032.962	44.302.666	45.518.065	46.677.176	47.779.909	48.824.250
66	Nr. de ani cu flux de numerar pozitiv sau 0	Na+	ani	**25**												
67	Nr. de ani cu flux de numerar negativ	Na-	ani	**0**												

7 Analiza economică

Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate.

Analiza economică dovedește contribuția proiectului la progresul economic al regiunii sau localității fiind elaborată din punctul de vedere al societății în calitate de cofinanțator al proiectului. Indicatorii economici de performanță pozitivi justifică intervenția fondurilor publice în susținerea proiectului.
Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea intrărilor și ieșirilor proiectului astfel încât acestea să reflecte costul oportunității lor sociale. Această cuantificare se realizează în trei pași, pornind de la datele analizei financiare:

- Conversia prețurilor de piață în prețuri contabile;
- Monetizarea externalităților;
- Includerea efectelor indirecte.

Rata de actualizare utilizată în analiza economică (rata socială de actualizare) luata in considerare este de **3,0%** conform Vademecumului pentru Evaluările Economice (EAV) ale investițiilor cofinanțate de EU în perioada 2021-2027, publicat de CE la adresa:
https://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/vademecum_2127/vademecum_2127_en.pdf.

Principalul element luat în considerare în analiza economică este influența emisiei de CO2 în scenariul contrafactual, pentru care nu se produce energie electrică similar cu situația scenariilor cu proiect. Pentru o comparare justă, ce are în vedere cerințele legate de obiectivul programului PNRR C6 I3 de a dezlocui centrale electrice bazate pe cărbune și centrale termice convenționale bazate pe gaz, în cadrul analizei economice scenariul contrafactual va include și costurile asociate ale emisiei de CO2 echivalent pentru producția de energie electrică livrată în SEN de o centrală electrică convențională de producere separată ce utilizează combustibil solid de tip cărbune.

Tabel 34. Centralizator emisii CO2 echivalente (SR, S1, S2) : [C7.8]

AE C7.8	ANALIZA ECONOMICĂ	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
SR	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea separată ET			69.544,16	61.713,95	57.675,97	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			-	180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
	Factor emisie specifică CO2 raportat la EE din cărbune			**0,82318**	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			-	148.759,65	149.968,50	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62
	Total Emisii CO2 echivalent			**69.544,16**	**210.473,59**	**207.644,48**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**
S1	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S1 (CHP TG)			67.348,12	86.736,25	82.959,90	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă			2.196,04										
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP TG)			-	94.219,38	94.045,24	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			-	86.494,00	88.136,67	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			-	71.200,13	72.552,34	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87
	Total Emisii CO2 echivalent			**69.544,16**	**157.936,39**	**155.512,24**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**
S2	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă			2.196,04										
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP MT)			-	180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S2 (CHP MT)			67.348,12	107.129,44	103.454,53	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54
	Total Emisii CO2 echivalent			**69.544,16**	**107.129,44**	**103.454,53**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**

AE C7.8	ANALIZA ECONOMICĂ	2023	2024	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
SR	**Emisii CO2**														
	Emisie CO2 din producerea separată ET			56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
	Factor emisie specifică CO2 raportat la EE din cărbune			0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62
	Total Emisii CO2 echivalent			**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**
S1	**Emisii CO2**														
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S1 (CHP TG)			81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă														
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP TG)			94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87
	Total Emisii CO2 echivalent			**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**
S2	**Emisii CO2**														
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă														
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP MT)			183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S2 (CHP MT)			102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54
	Total Emisii CO2 echivalent			**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**

Utilizând aceste date, emisiile de CO2 au fost monetizate folosind prețul “umbră” al carbonului conform Vademecum EAV CE privind analizele economice ale investițiilor cu fonduri europene pentru perioada 2021-2027:

Tabel 35. Prețuri umbră ale emisiilor de carbon / CO2

An	2025	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Preț umbră CO2 (eur/t)	165	165	170	175	180	200	250	270	300	350	370	390	450
An	**2037**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**	
Preț umbră CO2 (eur/t)	470	470	490	500	525	550	570	570	570	570	570	570	

Prețurile umbră și costurile cu emisiile CO2 echivalente au fost prezentate în cadrul Anexei C7.8. Luând în considerare costurile operaționale și beneficiile aduse de dezlocuirea emisiilor de CO2 produse de centralele pe cărbune, s-a calculat valoarea netă actualizată economică și rata internă de rentabilitate economică, după cum urmează:

Tabel 36. Calculul de analiză economică pentru scenariul S1 : [C7.8 S1]

AE C7.8	ANALIZA ECONOMICĂ	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Costul emisiilor CO2 echivalent													
SR	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul contrafactual			11.474.786,06	35.780.511,05	36.337.783,16	37.348.644,96	41.498.494,40	51.873.118,00	56.022.967,44	62.247.741,60	72.622.365,19	76.772.214,63	80.922.064,07
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S1			11.474.786,06	26.849.186,06	27.214.642,73	27.874.152,01	30.971.280,02	38.714.100,02	41.811.228,02	46.456.920,02	54.199.740,03	57.296.868,03	60.393.996,03
SR	**Beneficii economice**													
	Cost investițional incremental	- 2.973.644,61	- 16.850.652,78	-	-									
	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S1 - SR	**Beneficii economice**													
S1 - SR	Cost investițional incremental	- 8.466.144,31	- 9.842.188,04	- 37.827.568,70	- 305.061,04									
S1 - SR	Costuri de operare incrementale			786.422,52	- 15.264.227,07	- 14.303.297,03	- 13.489.074,18	- 12.654.418,74	- 11.697.132,45	- 11.786.257,35	- 11.806.851,59	- 11.898.347,86	- 11.919.905,55	- 12.015.048,82
S1 - SR	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	8.931.324,99	9.123.140,44	9.474.492,94	10.527.214,38	13.159.017,98	14.211.739,41	15.790.821,57	18.422.625,17	19.475.346,60	20.528.068,04
	Total costuri economice	**- 8.466.144,31**	**- 9.842.188,04**	**-37.041.146,18**	**- 6.637.963,12**	**- 5.180.156,60**	**- 4.014.581,24**	**- 2.127.204,36**	**1.461.885,53**	**2.425.482,06**	**3.983.969,98**	**6.524.277,31**	**7.555.441,05**	**8.513.019,22**
	Rata de actualizare economică	**3,00%**												
	VNAE	**55.065.602,12 €**	**270.895.230 lei**											
	RIRE	**7,34%**												

AE C7.8	ANALIZA ECONOMICĂ	2023	2024	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	Costul emisiilor CO2 echivalent														
SR	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul contrafactual			93.371.612,39	97.521.461,83	101.671.311,27	103.746.235,99	108.933.547,79	114.120.859,59	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S1			69.685.380,04	72.782.508,04	75.879.636,04	77.428.200,04	81.299.610,04	85.171.020,05	88.268.148,05	88.268.148,05	88.268.148,05	88.268.148,05	88.268.148,05	88.268.148,05
SR	**Beneficii economice**														
	Cost investițional incremental	- 2.973.644,61	- 16.850.652,78												
	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S1 - SR	**Beneficii economice**														
S1 - SR	Cost investițional incremental	- 8.466.144,31	- 9.842.188,04												
S1 - SR	Costuri de operare incrementale			- 12.038.819,34	- 12.136.362,58	- 12.161.069,04	- 12.262.289,47	- 12.289.179,65	- 12.394.093,30	- 12.423.152,23	- 21.530.510,96	- 12.560.462,87	- 12.671.545,80	- 12.703.636,58	- 12.818.655,81
S1 - SR	Reducere costuri cu emisiile de CO2			23.686.232,36	24.738.953,79	25.791.675,23	26.318.035,95	27.633.937,75	28.949.839,55	30.002.560,98	30.002.560,98	30.002.560,98	30.002.560,98	30.002.560,98	30.002.560,98
	Total costuri economice	**- 8.466.144,31**	**- 9.842.188,04**	**11.647.413,02**	**12.602.591,21**	**13.630.606,20**	**14.055.746,48**	**15.344.758,10**	**16.555.746,24**	**17.579.408,76**	**8.472.050,02**	**17.442.098,11**	**17.331.015,18**	**17.298.924,41**	**17.183.905,17**
	Rata de actualizare economică	**3,00%**													
	VNAE	**55.065.602,12 €**	**270.895.230 lei**												
	RIRE	**7,34%**													

Tabel 37. Calculul de analiză economică pentru scenariul S2 : [C7.8 S2]

AE C7.8	ANALIZA ECONOMICĂ	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Costul emisiilor CO2 echivalent													
SR	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul contrafactual			11.474.786,06	35.780.511,05	36.337.783,16	37.348.644,96	41.498.494,40	51.873.118,00	56.022.967,44	62.247.741,60	72.622.365,19	76.772.214,63	80.922.064,07
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S2			11.474.786,06	18.212.005,08	18.104.542,17	18.397.537,83	20.441.708,70	25.552.135,87	27.596.306,74	30.662.563,05	35.772.990,22	37.817.161,09	39.861.331,96
SR	**Beneficii economice**													
	Cost investițional incremental	- 2.973.644,61	- 16.850.652,78	-	-									
	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S2 - SR	**Economic**													
S2 - SR	Cost investițional incremental	- 10.706.584,35	- 15.069.881,45	- 45.235.957,08	- 364.806,11									
S2 - SR	Costuri de operare incrementale			786.422,52	- 25.393.032,32	- 23.369.697,62	- 21.783.082,37	- 20.087.364,63	- 18.289.626,98	- 18.333.530,30	- 18.377.536,79	- 18.423.540,56	- 18.469.647,30	- 18.517.752,13
S2 - SR	Reducerea de emisii de CO2			-	17.568.505,97	18.233.240,99	18.951.107,13	21.056.785,70	26.320.982,12	28.426.660,69	31.585.178,55	36.849.374,97	38.955.053,54	41.060.732,11
S2 - SR	Total Beneficii - Costuri	- 10.706.584,35	- 15.069.881,45	- 44.449.534,56	- 8.189.332,46	- 5.136.456,63	- 2.831.975,24	969.421,07	8.031.355,14	10.093.130,39	13.207.641,75	18.425.834,41	20.485.406,24	22.542.979,97
	Rata de actualizare economică	**3,00%**												
	VNAE	**238.058.900,30 €**	**1.171.130.760 lei**											
	RIRE	**13,88%**												

AE C7.8	ANALIZA ECONOMICĂ	2023	2024	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	Costul emisiilor CO2 echivalent														
SR	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul contrafactual			93.371.612,39	97.521.461,83	101.671.311,27	103.746.235,99	108.933.547,79	114.120.859,59	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S2			45.993.844,57	48.038.015,44	50.082.186,31	51.104.271,75	53.659.485,34	56.214.698,92	58.258.869,79	58.258.869,79	58.258.869,79	58.258.869,79	58.258.869,79	58.258.869,79
SR	**Beneficii economice**														
	Cost investițional incremental	- 2.973.644,61	- 16.850.652,78												
	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S2 - SR	**Economic**														
S2 - SR	Cost investițional incremental	- 10.706.584,35	- 15.069.881,45												
S2 - SR	Costuri de operare incrementale			- 18.565.961,76	- 18.614.276,59	- 18.664.590,75	- 19.715.010,96	- 18.767.431,35	- 18.819.959,65	- 18.874.487,99	- 18.931.018,82	- 18.987.658,86	- 19.046.301,27	- 19.105.053,80	- 19.165.859,39
S2 - SR	Reducerea de emisii de CO2			47.377.767,82	49.483.446,39	51.589.124,96	52.641.964,24	55.274.062,45	57.906.160,67	60.011.839,24	60.011.839,24	60.011.839,24	60.011.839,24	60.011.839,24	60.011.839,24
S2 - SR	Total Beneficii - Costuri	- 10.706.584,35	- 15.069.881,45	28.811.806,06	30.869.169,80	32.924.534,21	32.926.953,28	36.506.631,10	39.086.201,02	41.137.351,25	41.080.820,42	41.024.180,38	40.965.537,96	40.906.785,44	40.845.979,85
	Rata de actualizare economică	3,00%													
	VNAE	238.058.900,30 €	1.171.130.760 lei												
	RIRE	13,88%													

Așa cum se poate observa din tabelele de mai sus pentru S1 și S2, ambele scenarii de investiții aduc un beneficiu economic, în special prin impactul acestora asupra mediului prin dezlocuirea emisiilor de CO2 produse de centralele pe cărbune, comparativ cu scenariul contrafactual. Rezultatul este sintetizat astfel:

Tabel 38. Centralizator parametri economici (S1, S2)

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
Valoare netă actualizată economică	VNAE	€	55.065.602,12	238.058.900,30
Rata internă de rentabilitate economică	RIRE	%	7,34	13,88

Concluzia din analiza economică este că scenariul S2 este preferat în detrimentul scenariului S1, în condițiile în care VNAE este mai mare și asigură o RIRE mai mare.

8 Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate are ca obiectiv identificarea variabilelor critice și a impactului potențial al variației acestor variabile asupra indicatorilor de performanță financiară și economică aferenți scenariului factual S2.

Analiza de senzitivitate este o tehnică de evaluare cantitativă a impactului modificării unor variabile de intrare asupra rentabilității proiectului investițional.

Instabilitatea mediului economic caracteristic României presupune existența unei palete variate de factori de risc care, mai mult sau mai puțin probabil, pot influența performanța previzionată a proiectului.

Acești factori de risc se pot încadra în două categorii:
- categorie care poate influența costurile de investiție;
- categorie care poate influența elementele fluxului de numerar previzionat.

Scopul analizei de senzitivitate este:
- identificarea variabilelor critice ale proiectului, adică a acelor variabile care au cel mai mare impact asupra rentabilității sale. Variabilele critice sunt considerate acei parametri pentru care o variație de 1% provoacă o variație cu 5% a valorii actuale nete;
- evaluarea generală a robusteții și eficienței proiectului;
- aprecierea gradului de risc: cu cât numărul de variabile critice este mai mare, cu atât proiectul este mai riscant;
- sugerează măsurile care ar trebui luate în vederea reducerii riscurilor proiectului.

Indicatorii luați în calcul pentru analiza senzitivității sunt indicatorii de performanță financiară RIRF(C) și VNAF(C), respectiv indicatorii de performanță economică RIRE și VNAE.

Etapele analizei de senzitivitate sunt:

1. Identificarea variabilelor de intrare susceptibile a avea o influență importantă asupra rentabilității financiare și asupra viabilității economice a proiectului Pentru analiza de față s-a luat în considerare următoarele variabile:
   - Costul investiției;
   - Prețul energiei termice;
   - Prețul energiei electrice;
   - Prețul combustibilului gazos;
   - Prețul emisiei de CO2 estimată;
   - Prețul umbră al emisiilor de CO2.
2. Formularea ipotezelor privind abaterile variabilelor de intrare de la valorile probabile.
   Pentru fiecare din aceste variabile a fost considerată ipoteza unei abateri rezonabile de la valoarea medie stabilită în secțiunile anterioare, abateri exprimate procentual.
3. Recalcularea valorilor indicatorilor de performanță în ipoteza realizării abaterilor estimate.

Evoluția indicatorilor în funcție de modificările variabilelor este prezentată în Anexa C7.9. Parametrii utilizați în ACB au grade diferite de incertitudine. În aceste condiții evaluarea senzitivității unui proiect își propune să măsoare între ce limite proiectul propus va oferi performanțe satisfăcătoare.

În continuare sunt reluate și actualizate ipotezele utilizate în cadrul analizei cost-beneficiu inițiale, completate și detaliate unde este cazul. S-au luat în considerare variații de +/- 1%, respectiv +/- 5% pentru factorii critici și s-a calculat valoarea de comutare pentru fiecare factor în parte, pentru care se obține VNAF(C) = 0 respectiv VNAE = 0.

Totodată, au fost calculate valorile de comutare pentru principalii factori luați in considerare care duc la modificarea principalilor indicatori financiari și economici ai proiectului.

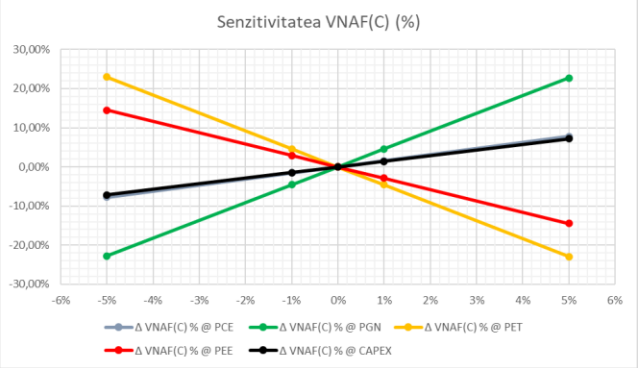
Tabel 39. Calculul analizei de senzitivitate pentru scenariul S2 (C7.9)

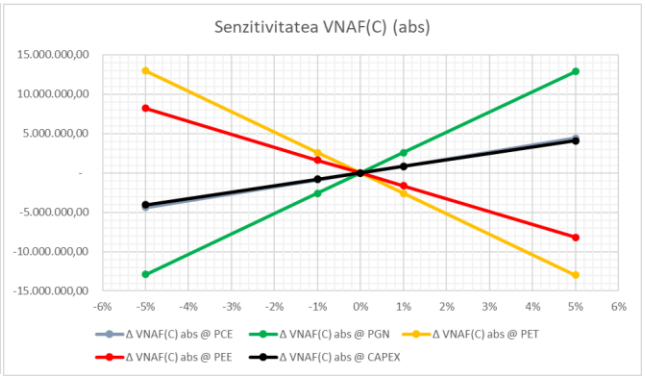
[C7.9]

	F1. Variație Cost investițional (CAPEX)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 60.660.889,91	-7,18%	- 57.411.944,35	-1,44%	- 55.787.471,57	1,44%	- 52.538.526,01	7,18%	**30,3%**
RIRF(C)	-6,27%	-6,67%	-6,41%	-6,35%	-1,32%	-6,19%	1,34%	-5,84%	6,90%	
VNAE	238.058.900,30	233.804.331,55	-1,79%	237.207.986,55	-0,36%	238.909.814,05	0,36%	242.313.469,05	1,79%	**379,8%**
RIRE	13,88%	13,40%	-3,50%	13,78%	-0,72%	13,99%	0,73%	14,41%	3,76%	
	F2. Variație Preț vânzare ET (PET)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 43.622.928,67	22,93%	- 54.004.352,10	4,59%	- 59.195.063,82	-4,59%	- 69.576.487,26	-22,93%	**121,8%**
RIRF(C)	-6,27%	-1,30%	79,33%	-5,06%	19,26%	-7,68%	-22,46%	#NUM!	#NUM!	
VNAE	238.058.900,30	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	-
RIRE	13,88%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	
	F3. Variație Preț vânzare EE (PEE)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 48.413.618,76	14,46%	- 54.962.490,12	2,89%	- 58.236.925,80	-2,89%	- 64.785.797,17	-14,46%	**134,6%**
RIRF(C)	-6,27%	-2,61%	58,40%	-5,41%	13,76%	-7,24%	-15,43%	-13,72%	-118,72%	
VNAE	238.058.900	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	-
RIRE	13,88%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	
	F4. Variație Preț achiziție GN (PGN)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 69.473.746,27	-22,75%	- 59.174.515,62	-4,55%	- 54.024.900,30	4,55%	- 43.725.669,65	22,75%	**78,0%**
RIRF(C)	-6,27%	#NUM!	#NUM!	-7,68%	-22,39%	-5,07%	19,22%	-1,30%	79,22%	
VNAE	238.058.900,30	216.225.666,45	-9,17%	233.692.253,53	-1,83%	242.425.547,07	1,83%	259.892.134,15	9,17%	**154,5%**
RIRE	13,88%	12,71%	-8,46%	13,65%	-1,72%	14,13%	1,74%	15,12%	8,86%	
	F5. Variație Preț achiziție certificate CO2 (PCE)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 61.002.214,80	-7,78%	- 57.480.209,33	-1,56%	- 55.719.206,59	1,56%	- 52.197.201,12	7,78%	**35,7%**
RIRF(C)	-6,27%	-9,40%	-49,86%	-6,80%	-8,38%	-5,78%	7,84%	-4,06%	35,23%	
VNAE	238.058.900,30	230.120.013,29	-3,33%	236.471.122,90	-0,67%	239.646.677,70	0,67%	245.997.787,31	3,33%	**249,9%**
RIRE	13,88%	13,49%	-2,82%	13,81%	-0,57%	13,96%	0,57%	14,28%	2,84%	
	F6. Variație Preț umbră CO2 (PUC)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAE	238.058.900,30	208.813.627,75	-12,28%	232.209.845,79	-2,46%	243.907.954,81	2,46%	267.304.172,85	12,28%	**140,7%**
RIRE	13,88%	12,75%	-8,15%	13,66%	-1,61%	14,11%	1,60%	14,99%	7,95%	

[C7.9.1]

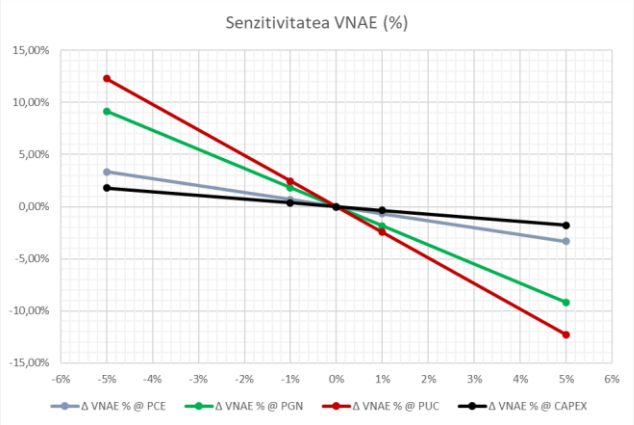
Variație @ Factor	34,6%	21,8%	5%	1%	0%	-1%	-5%	-22,0%	-64,3%	-69,7%
VNAF(C) @ PEE	0	- 48.413.618,76	- 54.962.490,12	- 56.599.707,96	- 58.236.925,80	- 64.785.797,17				
Δ VNAF(C) abs @ PEE	- 56.599.707,96	- 8.186.089,21	- 1.637.217,84	-	1.637.217,84	8.186.089,21				
Δ VNAF(C) % @ PEE	-100,00%	-14,46%	-2,89%	0,00%	2,89%	14,46%				
VNAF(C) @ PET		0	- 43.622.928,67	- 54.004.352,10	- 56.599.707,96	- 59.195.063,82	- 69.576.487,26			
Δ VNAF(C) abs @ PET		- 56.599.707,96	- 12.976.779,29	- 2.595.355,86	-	2.595.355,86	12.976.779,29			
Δ VNAF(C) % @ PET		-100,00%	-22,93%	-4,59%	0,00%	4,59%	22,93%			
VNAF(C) @ PGN			- 69.473.746,27	- 59.174.515,62	- 56.599.707,96	- 54.024.900,30	- 43.725.669,65	0		
Δ VNAF(C) abs @ PGN			12.874.038,31	2.574.807,66	-	- 2.574.807,66	- 12.874.038,31	- 56.599.707,96		
Δ VNAF(C) % @ PGN			22,75%	4,55%	0,00%	-4,55%	-22,75%	-100,00%		
VNAF(C) @ PCE			- 61.002.214,80	- 57.480.209,33	- 56.599.707,96	- 55.719.206,59	- 52.197.201,12		0	
Δ VNAF(C) abs @ PCE			4.402.506,84	880.501,37	-	880.501,37	4.402.506,84		- 56.599.707,96	
Δ VNAF(C) % @ PCE			7,78%	1,56%	0,00%	-1,56%	-7,78%		-100,00%	
VNAF(C) @ CAPEX			- 60.660.889,91	- 57.411.944,35	- 56.599.707,96	- 55.787.471,57	- 52.538.526,01			0
Δ VNAF(C) abs @ CAPEX			4.061.181,95	812.236,39	-	812.236,39	- 4.061.181,95			- 56.599.707,96
Δ VNAF(C) % @ CAPEX			7,18%	1,44%	0,00%	-1,44%	-7,18%			-100,00%

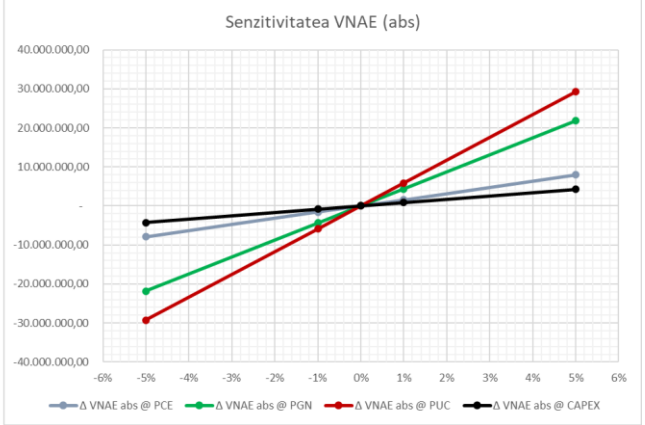




[C7.9.2]

Variație @ Factor	279,8%	149,9%	54,5%	40,7%	5%	1%	0%	-1%	-5%
VNAE @ PUC				0	208.813.627,75	232.209.845,79	238.058.900,30	243.907.954,81	267.304.172,85
Δ VNAE abs @ PUC				238.058.900,30	29.245.272,55	5.849.054,51	-	- 5.849.054,51	- 29.245.272,55
Δ VNAE % @ PUC				-100,00%	-12,28%	-2,46%	0,00%	2,46%	12,28%
VNAE @ PGN			0		216.225.666,45	233.692.253,53	238.058.900,30	242.425.547,07	259.892.134,15
Δ VNAE abs @ PGN			238.058.900,30		21.833.233,85	4.366.646,77	-	- 4.366.646,77	- 21.833.233,85
Δ VNAE % @ PGN			-100,00%		-9,17%	-1,83%	0,00%	1,83%	9,17%
VNAE @ PCE		0			230.120.013,29	236.471.122,90	238.058.900,30	239.646.677,70	245.997.787,31
Δ VNAE abs @ PCE		238.058.900,30			7.938.887,01	1.587.777,40	-	- 1.587.777,40	- 7.938.887,01
Δ VNAE % @ PCE		-100,00%			-3,33%	-0,67%	0,00%	0,67%	3,33%
VNAE @ CAPEX	0				233.804.331,55	237.207.986,55	238.058.900,30	238.909.814,05	242.313.469,05
Δ VNAE abs @ CAPEX	238.058.900,30				4.254.568,75	850.913,75	-	- 850.913,75	- 4.254.568,75
Δ VNAE % @ CAPEX	-100,00%				-1,79%	-0,36%	0,00%	0,36%	1,79%





9 Analiza de risc

Obiectivele analizei de risc sunt următoarele:

- Previzionarea incertitudinilor (necesitatea de a avea o evaluare a riscurilor);
- Analiza și luarea în considerare a variantelor optimiste și pesimiste;
- Analiza acelor variabile care influențează indicatorii de profitabilitate ai proiectului;
- Studiul probabilității ca proiectul să realizeze o performanță satisfăcătoare;
- Evaluarea riscului și luarea unei decizii.

Aprecierea impactului unei anumite modificări procentuale a unei variabile asupra indicatorilor de performanță ai proiectului nu spune nimic despre probabilitatea de apariție a acestei modificări. Analiza de risc este cea care se ocupă de acest aspect. Prin repartizarea distribuției de probabilitate corespunzătoare variabilelor critice se poate estima distribuția de probabilitate pentru indicatorii de performanță financiari și economici.

Identificarea riscurilor are o dublă valență:

- Identificarea calitativă a riscurilor;
- Identificarea cantitativă a riscurilor.

Identificarea riscurilor s-a realizat folosind analiza cauzelor sursă. Astfel, au fost identificate potențialele riscuri ale proiectului ce pot apărea atât în perioada de implementare, cât și în perioada de operare a investiției.

Cea mai frecvent utilizată metodologie de identificare a riscurilor este Matricea de management a riscurilor, care poate fi definită ca o enumerare a tuturor riscurilor posibile aferente proiectului în ceea ce privește cheltuielile, veniturile și planificarea. Matricea de management al riscurilor se realizează grupând riscurile în categorii mari de riscuri, în funcție de tipul de riscuri identificate, foarte importante în analiza de risc fiind acelea care au impact major asupra proiectului.

În cadrul acestei matrici este analizat și riscul rezidual, definit ca expunerea cauzată de un anumit risc după ce au fost luate măsuri de gestionare a acestuia, presupunând că măsurile au fost eficace. Măsurile în gestionarea riscului privesc fie reducerea probabilității, fie reducerea impactului, fie măsuri care afectează atât probabilitatea cât și impactul.

Potențialele riscuri ale proiectului identificate pe diferite nivele și strategiile de abordare a acestora sunt redate sintetic mai jos:

- În tabelul 30 sunt prezentate categoriile de risc evaluate cu posibilitatea de apariție, impactul așteptat și gradul de expunere.
- În tabelul 31 sunt cuantificate criteriile de încadrare a riscurilor, după probabilitatea de apariție.
- În tabelul 32 sunt redate criteriile de clasificare și de interpretare a riscurilor
- În tabelul 33 este redată matricea de clasificare după probabilitatea și impactul așteptate.

Tabel 40. Identificarea și evaluarea categoriilor de risc

Nr. Crt.	Risc	Probabilitatea de apariție		Impactul		Grad de expunere al riscului	
		Probabilitate	Scor	Probabilitate	Scor	Probabilitate	Scor
1	Condiții meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor de construcții (la implementarea proiectului)	medie	50	mic	25	mediu	37,5
2	Întârzieri în implementarea proiectului datorate procedurilor de achiziție: perioade prea lungi de verificare a documentelor la ANAP, clarificări, modificări, contestații	medie	70	mediu	50	mediu	60
3	Contractarea unor executanți si prestatori incapabili să implementeze soluțiile prevăzute în SF / CS	medie	50	semnificativ	90	mediu	70
4	Modificări tehnologice (de fabricație) ale echipamentelor prevăzute în proiect	mică	20	mediu	60	mediu	40
5	Proiectarea neadaptata la condițiile specifice infrastructurii actuale si a situației din teren, ca urmare a evaluării incorecte a stării actuale a infrastructurii	mică	20	semnificativ	90	mediu	55
6	Întârzieri în realizarea lucrărilor, datorita alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	mică	30	mediu	40	mediu	35
7	Nerespectarea specificațiilor tehnice și a standardelor de calitate în execuția lucrărilor	mică	25	semnificativ	70	mediu	47,5
8	Variabilitatea calității materialelor cu menținerea prețului	mică	25	mediu	35	mic	30
9	Indisponibilitatea temporară a unor materiale/echipamente ca urmare a creșterii cererii pe piață a materialelor de construcții	mică	30	mediu	35	mediu	32,5
10	Apariția necesității realizării de lucrări suplimentare	medie	40	semnificativ	95	mediu	67,5
11	Potențiale modificări ale soluțiilor tehnice, ce pot duce la anularea/diminuarea plăților din fonduri nerambursabile	mică	30	semnificativ	95	mediu	62,5
12	Riscuri de poluare a aerului pe parcursul execuției lucrărilor	mică	5	mediu	50	mic	27,5
13	Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de lucrări	mică	30	mediu	70	mediu	50
14	Furnizarea unor dotări/echipamente neconforme	mică	10	mediu	70	mediu	40

15	Modificarea cadrului legislativ, care poate afecta structura și activitatea echipei de implementare a proiectului, cheltuielile prevăzute în bugetul proiectului, etc.	mică	5	mediu	40	mic	22,5
16	Creșterea taxelor și impozitelor	mică	10	mic	20	mic	15
17	Nerespectarea clauzelor contractuale de către furnizori, prestatori, executanți, sau subcontractanți	mică	20	mediu	40	mic	30
18	Necorelarea graficului investiției cu alte proiecte de dezvoltare (ex. reparații drumuri, apă și canalizare, etc.)	mică	5	mic	20	mic	12,5
19	Resurse financiare ale instituției insuficiente	medie	40	semnificativ	80	mediu	60
20	Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare implementării proiectului	mică	30	semnificativ	90	mediu	60
21	Instabilitatea angajaților care poate afecta echipa de implementare a proiectului	mică	30	mic	30	mic	30
22	Indisponibilitatea/insuficiența resurselor financiare pentru acoperirea cheltuielilor eligibile ale proiectului până la rambursare	medie	35	semnificativ	90	mediu	62,5
23	Indisponibilitatea/insuficiența resurselor financiare pentru co-finanțare și pentru acoperirea cheltuielilor neeligibile	medie	35	semnificativ	95	mediu	65
24	Întârzieri în rambursarea/plata cheltuielilor	medie	40	mediu	70	mediu	55
25	Neîncadrarea în costurile prevăzute în proiect	mică	30	mediu	70	mediu	50
26	Întârzieri în desfășurarea unor activități care duc la deficit de fluxuri de numerar	medie	45	mediu	70	mediu	57,5
27	Lipsa resurselor umane corespunzător pregătite pentru implementarea proiectului	mică	20	mediu	65	mediu	42,5
28	Necunoașterea legislației în domeniile vizate de proiect	mică	5	mediu	40	mic	22,5
29	Riscuri de conflict în cadrul echipei de proiect	mică	15	mic	10	mic	12,5
30	Lipsă de comunicare, comunicare ambiguă, defectuoasă, ineficientă între membrii echipei de proiect	mică	15	mic	20	mic	17,5
31	Lipsa procedurilor și a instrucțiunilor de lucru	mică	5	mic	30	mic	17,5
32	Coordonare defectuoasă în realizarea fazelor (coordonare și monitorizare ineficientă, planificare defectuoasă)	mică	30	mediu	70	mediu	50
33	Riscuri legate de contractarea unui operator cu capacitate reală de operare a infrastructurii create	mică	30	mediu	60	mediu	45

34	Modificări tehnologice; imposibilitatea asigurării mentenanței sistemului la parametrii programați	medie	40	mediu	70	mediu	55
35	Nerespectarea producției de energie calculate în proiect	medie	40	mediu	40	mediu	40
36	Imposibilitatea asigurării unui număr suficient de consumatori	mica	20	semnificativ	80	mediu	50
37	Modificări legislative care pot afecta condițiile de operare, încasările și plățile	medie	50	mediu	40	mediu	45
38	Creșterea prețurilor la materia primă, materiale și servicii necesare pentru operare	mică	30	semnificativ	75	mediu	52,5
39	Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare operării proiectului	mică	30	semnificativ	90	mediu	60
40	Insuficiența / alocarea defectuoasă a resurselor financiare	mică	30	mediu	40	mediu	35
41	Coordonare defectuoasă în activitățile de exploatare a investiției	mică	30	mediu	50	mediu	40

Tabel 41. Probabilitatea de apariție

Probabilitatea de apariție	Scor
Mică	0-30
Medie	31-70
Semnificativa	71-100

Tabel 42. Clasificarea și interpretarea riscurilor

Risc	Interpretare	Clasificare
Impact mare / Probabilitate mare	**Foarte mare** Sunt cele mai mari riscuri cărora întreprinzătorii trebuie să le acorde o atenție deosebită.	**A**
Impact mare / Probabilitate medie **Impact mediu / Probabilitate mare**	**Mare** Aceste riscuri au fie o probabilitate mare de apariție, fie un impact semnificativ	**B**
Impact mediu / Probabilitate medie	**Mediu** Există o șansă medie ca riscurile un impact sesizabil să apară.	**C**
Impact mediu / Probabilitate scăzută **Impact scăzut / Probabilitate medie**	**Mic** Aceste riscuri pot apărea în unele situații și au un impact scăzut sau mediu.	**D**
Impact scăzut / Probabilitate scăzută	**Neglijabil** Sunt riscuri cu probabilitate mică de apariție și cu un impact scăzut. De aceea pot fi neglijate.	**E**

Tabel 43. Matricea de apreciere a riscurilor în funcție de probabilitate și impact

		IMPACTUL		
Probabilitate		**Scăzut** (nesemnificativ, trebuie doar notat)	**Mediu** (impact rezonabil, necesită monitorizare)	**Mare** (va avea un impact semnificativ)
	Scăzută (puțin probabil să se întâmple)	**E**	**D**	**C**
	Medie (se poate produce la un moment dat)	**D**	**C**	**B**
	Mare (probabil se va produce)	**C**	**B**	**A**

10 Concluzii

Concluzia principală a analizei cost-beneficiu constă în următoarele:

Având în vedere diferența între VNAF(C) pentru scenariul factual optim și VNAF(C) = 0 pentru scenariul contrafactual, de **-56.599.707,96 eur**, fără o asistență comunitară pentru această valoare proiectul nu este sustenabil și profitabil financiar.

În condițiile ajutorului comunitar, calculat conform cerințelor Ghidului PNRR C6 I3 CHP, rezultând o valoare netă actualizat financiar cu asistență comunitară VNAF(K) **0 euro** și o rată internă de rentabilitate financiară cu asistență comunitară RIR(K) de **9,1 %** indicatorii de proiect sunt puternic ameliorați.

Totodată, din perspectivă economică, Proiectul va contribui la bunăstarea socială fiind viabil din acest punct de vedere, cu o valoare netă actualizată economică (VNAE) de **238.058.900,30 eur** și o rată internă de rentabilitate economică (RIRE) de **13,88 %**.

11 Anexe

C7.1 Tabel sinteză indicatori
C7.2 Analiza financiară – Scenariul contrafactual SR
C7.3 Analiza financiară – Scenariul factual S1
C7.4 Analiza financiară și de sustenabilitate financiară – Scenariul factual S2
C7.5 Calculul costului mediu ponderat al capitalului (WACC)
C7.6 Prețuri utilizate pentru ET, EE, GN, CO2
C7.7 Valori de investiție CAPEX – Scenariile S1, S2, SR
C7.8 Analiza economică – Scenariile S1/SR, S2/SR, S2/S1
C7.9 Analiza de senzitivitate, inclusiv diagrame – Scenariul S2

ABREVIERI

Proiect	HE CHP	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență
Obiect	Simbol	Denumire obiect
1	MT	Motoare termice pe gaz
2	CA	Cazane de apa caldă și abur pe gaz
3	DT	Degazor termic apă termoficare
4	AC	Acumulator de căldură
5	SP	Stație de pompare agent termic
6	FA	Foraje de apă
7	SE	Stație electrică și de comandă
8	SG	Servicii generale: demolări, rețele incintă, racorduri

MT	Motoare termice pe gaz (unități CHP), 3 buc x (10,4 MWe + 9 MWt)
CA	Cazane de apă caldă pe gaz (unități CA), 4 buc x 25 MWt
CAS	Cazane de abur saturat (unități CAS), 1 buc x 7,4 MWt
DT	Degazor termic pentru apa de adaos, V = 1 x 100 m3, incl. racorduri la stația de tratare apă (STCA) și 4 electropompe apă adaos
AC	Acumulator de căldură, 1 ans x 410 MWh / 8.500 m3
SP	Stație de pompare agent termic, 4 x 1100 m3/h @ 110 m H2O
SE	Stație electrică proprie instalației de cogenerare

SACET	SISTEM DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ
SPAET	SERVICIUL PUBLIC DE ALIMENTARE CU ENERGIE TERMICĂ
AC / AKU	ACUMULATOR DE CĂLDURĂ / HEAT ACCUMULATOR
TG / GT	TURBINĂ PE GAZ / GAS TURBINE
CR / HRB	CAZAN RECUPERATOR DE CĂLDURĂ / HEAT RECOVERY BOILER
CRAB / HRSG	CAZAN RECUPERATOR DE CĂLDURĂ CU ABUR / HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR
CHP	PRODUCERE COMBINATĂ DE CĂLDURĂ ȘI PUTERE / COMBINED HEAT & POWER
DH	ÎNCĂLZIRE CENTRALIZATĂ / DISTRICT HEATING
ACC / DHW	APĂ CALDĂ MENAJERĂ (DE CONSUM) / DOMESTIC HOT WATER
GES / GHG	GAZE CU EFECT DE SERĂ / GREENHOUSE GASES
CC / CCGT	CICLU COMBINAT CU TURBINA CU GAZE / COMBINED CYCLE GAS TURBINE
AC / AKU	ACUMULATOR DE CĂLDURĂ / HEAT ACCUMULATOR
TG / GTG	TURBINĂ PECU GAZ / GAS TURBINE GENERATOR SET
TA / STG	TURBINĂ CU ABUR / STEAM TURBINE GENERATOR SET
MT / GEG / ICE	MOTOR TERMIC (CU COMBUSTIE INTERNĂ) PE GAZ / GAS ENGINE GENERATOR SET
AC / HA	ACUMULATOR DE CĂLDURĂ / HEAT ACCUMULATOR
CR / HRB	CAZAN RECUPERATOR DE CĂLDURĂ / HEAT RECOVERY BOILER
CRAB / HRSG	CAZAN RECUPERATOR DE CĂLDURĂ CU ABUR / HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR
STCA	STAȚIE DE TRATARE CHIMICĂ A APEI
SE	STAȚIE ELECTRICĂ
CA	CAZAN DE APĂ CALDĂ
CAF	CAZAN DE APĂ FIERBINTE
CAS	CAZAN DE ABUR SATURAT
SP	STAȚIE DE POMPARE

DT, DEG	DEGAZOR TERMIC
BE	BLOC ENERGETIC
RT, RTP, RTS	REȚEA TERMICĂ PRIMARĂ / SECUNDARĂ
PT	PUNCT TERMIC
CT	CENTRALĂ TERMICĂ
CV	CERTIFICAT VERDE (PENTRU 1 MWe PRODUS DIN ENERGIE REGENERABILĂ)
CCGT	CICLU COMBINAT CU TURBINA CU GAZE / COMBINED CYCLE GAS TURBINE
DH	ÎNCĂLZIRE CENTRALIZATĂ / DISTRICT HEATING
DHW	APĂ CALDĂ MENAJERĂ / DOMESTIC HOT WATER
GES / GHG	GAZE CU EFECT DE SERĂ / GREENHOUSE GASES
IRR	INTERNAL RATE OF RETURN / RATĂ INTERNĂ A PROFITULUI
R & M	REPAIR & MAINTANANCE / REPARAȚII ȘI MENTENANȚĂ
CLM	CONSILIUL LOCAL AL MUNICIPIULUI
SACET	SISTEM DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ
ANRE	AGENȚȚIA NAȚȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI
ANRSC	AGENȚIA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE PENTRU SERVICIILE COMUNITARE DE UTILITATI PUBLICE
PLR	PREȚUL LOCAL DE REFERINȚĂ / PRICE LOCAL REFERENCE
ACC	APĂ CALDĂ DE CONSUM
APM	AGENȚȚIA DE PROTECȚȚIE A MEDIULUI
SEN	SISTEMUL ENERGETIC NAȚȚIONAL
RES, SRE	RENEWABLE ENERGY SOURCE / SURSĂ REGENERABILĂ DE ENERGIE
STCA	STAȚIE DE TRATARE CHIMICĂ A APEI
SE	STAȚIE ELECTRICĂ
Ucog = CHP	UNITATE / INSTALAȚIE DE COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ
UfCog = CA	UNITATE DE PRODUCȚIE ENERGIE TERMICĂ FĂRĂ COGENERARE (CU CAZANE)
CHPbio = BCHP	UNITATE / INSTALAȚIE DE COGENERARE CU BIOMASĂ LEMNOASĂ
CB	CENTRALĂ TERMO-ELECTRICĂ PE BIOMASĂ
CAF	CAZAN DE APĂ FIERBINTE
CAS	CAZAN DE ABUR SATURAT
BE	BLOC ENERGETIC
GN	GAZ NATURAL
AD	APĂ DE ADAOS
ET	ENERGIE TERMICĂ PRODUSĂ
ETC	ENERGIE TERMICĂ CONSUMATĂ
ETN	ENERGIE TERMICĂ LIVRATĂ
EE	ENERGIE ELECTRICĂ PRODUSĂ
EEC	ENERGIE ELECTRICĂ CONSUMATĂ
EEN	ENERGIE ELECTRICĂ LIVRATĂ
EF	ENERGIE COMBUSTIBIL
MC	Cantitate masică de emisie CO2 pe perioada de timp considerată
qc	Cantitate masică orară de emisie CO2
ae	Cota de combustibil aferentă producției de energie electrică
VLE	VALOARE LIMITĂ A EMISIEI POLUANTE
H2R / H2 ”READY”	PREGATIT PENTRU UTILIZAREA HIDROGENULUI
SP	STAȚIE DE POMPARE
DT/DEG	DEGAZOR TERMIC
CLM	CONSILIUL LOCAL AL MUNICIPIULUI

SF	STUDIU DE FEZABILITATE
UM	UNITATE DE MĂSURĂ
CAPEX	INVESTIȚII ÎN CAPITAL SAU ACTIVE FIXE
OPEX	COSTURI OPERAȚIONALE
O & M	OPERATION & MAINTANANCE / OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

ET	Energie termică produsă
ETC	ET consumată intern
ETG = ET - ETC = ETV + ETP	ET la gard, livrată în SACET
ETV	ET vândută (facturată) la consumator
ETP = ETM + ETR	ET pierdută în rețele termice SACET
ETM	ET pierdută masic în RT SACET
ETR	ET pierdută prin radiație în RT SACET
EE	Energie electrică produsă
EEC	EE consumată intern
EEG = EEN = EE - EEC	EE netă, sau EE la gard, livrată în SEN

ET1	ET MT CHP GN	Energie termică produsă în cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz natural
EE1	EE MT CHP GN	Energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz natural
EF1	EF MT CHP GN	Energie combustibil consumat în cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz natural
ET2	ET CA GN	Energie termică produsă de cazanele de apă caldă pe gaz natural
EF2	EF CA GN	Energie combustibil consumat de cazanele de apă caldă pe gaz natural
ET3	ET CAS GN	Energie termică produsă de cazanele de abur saturat pe gaz natural
EF3	EF CAS GN	Energie combustibil consumat de cazanele de abur saturat pe gaz natural
ET23	ET CA+CAS GN	Energie termică produsă de cazanele pe gaz natural
ET14i	ET AC	Energie termică încărcată în acumulatorul de căldură
ET14o	ET AC	Energie termică descărcată din acumulatorul de căldură
Σ ET(i)	ETS	Energie termică produsă de configurația noii surse (motoare + cazane + acumulator)
Σ EF(i)	EFS	Energie combustibil consumat de configurația noii surse (motoare + cazane)

Investiție:
Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA

Anexa C7.1.1. Sinteză parametri financiari și economici principali

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
VNAF/C	**- 66.217.477,54 €**	**- 56.599.707,96 €**
	- 325.756.880,76 lei	- 278.442.263,32 lei
RIRF/C	**#NUM!**	**-6,27%**
VNAF/K	-	-
RIRF/K	9,10%	9,10%
VNAE	**55.065.602,12 €**	**238.058.900,30 €**
	270.895.229,64 lei	1.171.130.760,03 lei
RIRE	**7,34%**	**13,88%**

Notă: Valorile RIRF/C = #NUM! sunt prea mici pentru a fi calculate cu formula Excel IRR.

Grad de finanțare din fonduri europene		
Scenariul 2	**Simbol**	**Valoare**
Valoare de investiție cu TVA inclus	I + TVA	**108.494.178,84 €**
		533.737.112,82 lei
Valoare de investiție fără TVA	I	**91.201.526,37 €**
		448.665.909,00 lei
Ajutor de stat (Deficit de finanțare)	AS = - DF	**56.599.707,96 €**
		278.442.263,32 lei
Grad de finanțare	GF = AS/I	62,06%

Investiție:
Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA

Anexa C7.1.2. Sinteză parametri tehnici principali

Parametru / Scenariu	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2	
Tip de instalație HE CHP	-	-	2 x TG 8,5 MWe	3 x MT 10,4 MWe	
Număr de ore medii de funcționare HE CHP	Ho	h/an	6.241	6.241	
Capacitate termică HE CHP	Qt	MWt	27,0	27,0	
Energie termică totală produsă HE CHP	ET = Qt*Ho	MWh(t)/an	168.502	168.502	
Capacitate electrică brută HE CHP	Pe	MWe	16,9	31,2	
Energie electrică totală brută (produsă) HE CHP	EE = Pe*Ho	MWh(e)/an	105.719	194.713	
Energie electrică totală netă (livrată) HE CHP	EEN	MWh(e)/an	94.219	180.713	
Putere termică combustibil HE CHP	Pf	MWf	49,8	66,0	
Energie primară combustibil HE CHP	EF = Pf*Ho	MWh(f)/an	310.994	411.894	
Factor de emisie CO2 de referință	FE	tCO2/MWh(f)	0,20196	0,20196	
Cantitate emisie GES (CO2eq) HE CHP	MC = EF*FE	tCO2eq/an	62.808	83.186	
[I.2] Capacitate utilă în cogenerare HE CHP *(Capacitatea instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă)*	**Pu = Qt + Pe**	**MW**	43,9	**58,2**	
Energie utilă totală produsă HE CHP	EU = ET + EE	MWh/an	274.221	363.215	
Randament electric HE CHP	ηe = EE/EF	%	34,0%	47,3%	
Randament termic HE CHP	ηt = ET/EF	%	54,2%	40,9%	
Randament global HE CHP	ηg = ηe + ηt	%	88,2%	88,2%	
Randament electric de referință	ηe.ref	%	48,77%	48,83%	
Randament termic de referință	ηt.ref	%	92,0%	92,0%	
Economie anuală de energie primară a combustibilului consumat în HE CHP	EEP = 1–1/((ηt/ηt,ref) + (ηe/ηe,ref)	%	22,2%	29,2%	
[I.3] Economie anuală de energie primară a combustibilului consumat în HE CHP	**ΔEF = EF/(1 – EEP)**	**MWh(f)/an**	88.957	**170.052**	
[I.1] Reducere anuală de emisie GES (CO2eq) în HE CHP, raportată la energia utilă	**ΔMC = ΔEF * FE**	**tCO2eq/an**	17.966	**34.344**	
Emisie specifică GES (CO2eq) HE CHP raportată la energia utilă anuală produsă	FES = MC*1000/EU	gCO2eq/kWh	229,0	**229,0**	229
Cotă consum combustibil (emisie CO2) aferentă producerii de energie electrică în HE CHP	ae = ηe / ηg	%	38,56%	53,61%	
Cantitate emisie GES (CO2eq) HE CHP aferentă producerii de energie electrică în HE CHP	MCE = MC*ae	tCO2eq/an	24.217	44.595	
Emisie specifică GES (CO2eq) HE CHP raportată la energia electrică anuală livrată	FESNE = MCE*1000/EEN	gCO2eq/kWh	257,03	**246,77**	247
(a) Emisii GES CO2eq comparate cu o sursă HE CHP pe gaz natural cf. cerință BEI					
Emisie specifică GES (CO2eq) de referință (BEI)	FES.ref (a)	gCO2eq/kWhe	250	250	
Emisie GES (CO2eq) produsă de sursa de referință	MCE.ref = EEN * FES.ref / 1000	tCO2eq/an	23.555	45.178	
Reducere anuală de emisie GES (CO2eq) în HE CHP, raportată la energia electrică livrată în SEN	ΔMCE = MCE.ref – MCE	tCO2eq/an	-661,9	**583,8**	
(b) Emisii GES CO2eq comparate cu o sursă convențională de producere EE pe cărbune cf. Raport ANRE 2021					
Emisie specifică GES (CO2eq) de referință	FES.ref (b)	gCO2eq/kWhe	823,18	823,18	
Emisie GES (CO2eq) produsă de sursa de referință	MCE.ref = EEN * FES.ref / 1000	tCO2eq/an	77.560	148.760	
Reducere anuală de emisie GES (CO2eq) în HE CHP, raportată la energia electrică livrată în SEN	ΔMCE = MCE – MCE.ref	tCO2eq/an	53.343	**104.165**	

Anexa C7.2

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	SR : CAF echivalent + DT + SP + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii în tabel T.SR																	
	Energie Termică (ET)																	
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		317.339,33	323.960,71	330.913,16	316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					194.157,60	203.865,48	214.058,75	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-6,35%	-7,07%	-7,88%	-8,13%	-9,37%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%
7.1	Adaos comercial pentru VNAF(C)=0	a	-	7,64%														
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				1,00	147,42	138,06	128,31	118,20	108,59	98,42	98,53	98,65	98,76	98,88	99,00
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095				46.703.724,75	38.813.555,29	33.710.429,57	30.190.887,33	27.737.081,05	25.137.968,73	25.167.216,70	25.196.744,48	25.226.552,08	25.256.640,77	25.287.009,50
	Energie Electrică (EE)																	
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an															
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an					7.500,00	6.700,00	6.300,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an															
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh															
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%						-8,69%	-9,51%	-10,51%	-11,11%	-13,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi	175,28	160,05	144,82	129,59	115,19	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	-														
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	634.343.095				46.703.724,75	38.813.555,29	33.710.429,57	30.190.887,33	27.737.081,05	25.137.968,73	25.167.216,70	25.196.744,48	25.226.552,08	25.256.640,77	25.287.009,50
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.SR (C2.5)							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an					31.795.083,04	25.630.152,59	21.537.281,67	18.589.590,04	16.240.905,28	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an					6.961.370,21	6.177.566,18	5.773.364,76	5.612.792,72	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an					462.319,20	297.205,20	187.129,20	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an					1.314.572,21	1.072.329,50	912.378,99	790.529,17	702.673,04	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63
21	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an					304.909,04	306.433,58	307.965,85	309.505,64	311.053,16	312.608,40	314.171,36	315.742,25	317.320,87	318.907,41	320.501,88
22	Total Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	524.044.850				40.838.253,70	33.483.687,05	28.718.120,47	25.423.501,17	23.118.732,38	20.678.717,45	20.680.280,41	20.681.851,30	20.683.429,92	20.685.016,46	20.686.610,93
23	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an					20.000,00	20.200,00	20.402,00	20.606,00	20.812,00	21.020,00	21.230,00	21.442,00	21.656,00	21.873,00	22.092,00
24	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an					2.287.061,69	2.309.990,85	2.333.163,94	2.356.580,95	2.380.241,89	2.404.146,76	2.428.295,56	2.452.688,28	2.477.324,93	2.502.205,51	2.527.330,01
25	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an					243.927,23	245.146,86	246.372,60	247.604,43	248.842,36	250.086,59	251.337,13	252.593,76	253.856,69	255.125,93	256.401,46
26	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an															
27	Total Cheltuieli Fixe	CF = Σ CF(i)	€/an	65.280.019				2.550.988,92	2.575.337,72	2.599.938,54	2.624.791,38	2.649.896,26	2.675.253,36	2.700.862,69	2.726.724,04	2.752.837,62	2.779.204,44	2.805.823,48
28	Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	589.324.869				43.389.242,62	36.059.024,77	31.318.059,00	28.048.292,55	25.768.628,64	23.353.970,80	23.381.143,10	23.408.575,34	23.436.267,54	23.464.220,90	23.492.434,41
	BENEFICII																	
29	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	45.018.226				3.314.482	2.754.531	2.392.371	2.142.595	1.968.452	1.783.998	1.786.074	1.788.169	1.790.285	1.792.420	1.794.575
30	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
	INVESTIȚIE																	
31	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	19.824.297,39	2.022	2.023	2.024	2.024	2.025									
32	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	15,00%	85,00%	0,00%	0,00%									
33	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	2.973.644,61	16.850.652,78	-	-									
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
34	Beneficii	EBIT				-	-	3.314.482	2.754.531	2.392.371	2.142.595	1.968.452	1.783.998	1.786.074	1.788.169	1.790.285	1.792.420	1.794.575
35	Taxa pe venituri	tpv	€/an															
36	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	45.018.226,41		-	-	3.314.482	2.754.531	2.392.371	2.142.595	1.968.452	1.783.998	1.786.074	1.788.169	1.790.285	1.792.420	1.794.575
37	Flux de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	3.314.482	6.069.013	8.461.383	10.603.978	12.572.430	14.356.428	16.142.502	17.930.671	19.720.956	21.513.376	23.307.951
38	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(19.824.297)		(2.973.645)	(16.850.653)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	25.193.929		(2.973.645)	(16.850.653)	3.314.482	2.754.531	2.392.371	2.142.595	1.968.452	1.783.998	1.786.074	1.788.169	1.790.285	1.792.420	1.794.575
40	Rata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,10%														
41	Perioadă	y	an			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
42	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)				1,0000	0,9166	0,8401	0,7701	0,7058	0,6470	0,5930	0,5435	0,4982	0,4566	0,4186	0,3836	0,3516
43	Flux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(0)		(2.973.645)	(15.445.145)	2.784.622	2.121.160	1.688.610	1.386.169	1.167.284	969.664	889.818	816.556	749.332	687.650	631.051
44	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(19.824.297,39)														
45	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(16.882.483,25)														
46	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(0)														
47	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR = NPV(d;FN)	€	(0)														
48	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) SR = IRR(FN;d)	%	9,10%														
49	Raportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,076														

Anexa C7.2

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	SR : CAF echivalent + DT + SP + SG		An	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii în tabel T.SR														
	Energie Termică (ET)														
1	**Necesar ET**	**ETN**	**MWt/an**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	**ET livrată la gard (spre SACET)**	**ETG=(ET+ET4)-ETC**	**MWh/an**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%
7.1	Adaos comercial pentru VNAF(C)=0	a	-												
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh	**99,12**	**99,24**	**99,36**	**99,49**	**99,61**	**99,74**	**99,86**	**99,99**	**100,12**	**100,25**	**100,38**	**100,51**
8	**Venituri din ET vândută**	**VET=PET*ETG**	**€/an**	**25.317.658,69**	**25.348.587,92**	**25.379.797,61**	**25.411.288,63**	**25.443.060,11**	**25.475.112,28**	**25.507.445,99**	**25.540.060,61**	**25.572.955,91**	**25.606.132,98**	**25.639.591,17**	**25.673.593,04**
	Energie Electrică (EE)														
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an												
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00	6.100,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an												
12	**EE vândută**	**EEV=EEN**	**MWh**												
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**
15	**Venituri din EE vândută**	**VEE=PEE*EEV**	**€/an**												
16	**Total Venituri**	**V=VEE+VET**	**€/an**	**25.317.658,69**	**25.348.587,92**	**25.379.797,61**	**25.411.288,63**	**25.443.060,11**	**25.475.112,28**	**25.507.445,99**	**25.540.060,61**	**25.572.955,91**	**25.606.132,98**	**25.639.591,17**	**25.673.593,04**
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.SR (C2.5)			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51	13.892.220,51
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31	5.743.017,31
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63	609.787,63
21	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an	322.104,48	323.715,01	325.333,67	326.960,26	328.594,98	330.238,03	331.889,22	333.548,73	335.216,38	336.892,37	338.576,89	340.269,74
22	**Total Cheltuieli Variabile**	**CV = Σ CV(i)**	**€/an**	**20.688.213,53**	**20.689.824,06**	**20.691.442,72**	**20.693.069,31**	**20.694.704,03**	**20.696.347,08**	**20.697.998,27**	**20.699.657,79**	**20.701.325,43**	**20.703.001,42**	**20.704.685,94**	**20.706.378,79**
23	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an	22.313,00	22.536,00	22.761,00	22.989,00	23.219,00	23.451,00	23.686,00	23.923,00	24.162,00	24.404,00	24.648,00	24.894,00
24	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an	2.552.698,44	2.578.310,80	2.604.167,09	2.630.267,30	2.656.611,44	2.683.199,51	2.710.031,51	2.737.107,43	2.764.427,28	2.791.991,06	2.819.798,76	2.848.094,32
25	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an	257.683,50	258.971,85	260.266,69	261.568,05	262.875,90	264.190,26	265.511,13	266.838,70	268.172,99	269.513,77	270.861,27	272.215,67
26	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an												
27	**Total Cheltuieli Fixe**	**CF = Σ CF(i)**	**€/an**	**2.832.694,95**	**2.859.818,65**	**2.887.194,78**	**2.914.824,35**	**2.942.706,35**	**2.970.840,78**	**2.999.228,64**	**3.027.869,13**	**3.056.762,26**	**3.085.908,83**	**3.115.308,03**	**3.145.203,99**
28	**Total Cheltuieli**	**C = CV+CF**	**€/an**	**23.520.908,48**	**23.549.642,71**	**23.578.637,51**	**23.607.893,66**	**23.637.410,38**	**23.667.187,86**	**23.697.226,90**	**23.727.526,92**	**23.758.087,70**	**23.788.910,25**	**23.819.993,96**	**23.851.582,78**
	BENEFICII														
29	**Beneficii**	**EBIT = B = V - C**	**€/an**	**1.796.750**	**1.798.945**	**1.801.160**	**1.803.395**	**1.805.650**	**1.807.924**	**1.810.219**	**1.812.534**	**1.814.868**	**1.817.223**	**1.819.597**	**1.822.010**
30	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
	INVESTIȚIE														
31	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€												
32	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an												
33	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an												
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
34	Beneficii	EBIT		1.796.750	1.798.945	1.801.160	1.803.395	1.805.650	1.807.924	1.810.219	1.812.534	1.814.868	1.817.223	1.819.597	1.822.010
35	Taxa pe venituri	tpv	€/an												
36	**Flux de numerar operare, după taxe**	**FNO**	€/an	**1.796.750**	**1.798.945**	**1.801.160**	**1.803.395**	**1.805.650**	**1.807.924**	**1.810.219**	**1.812.534**	**1.814.868**	**1.817.223**	**1.819.597**	**1.822.010**
37	**Flux de numerar cumulat**	**FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]**	€/an	25.104.701	26.903.646	28.704.806	30.508.201	32.313.851	34.121.775	35.931.994	37.744.528	39.559.396	41.376.619	43.196.216	45.018.226
38	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	**Flux de numerar construire + operare**	**FN = FNO + CAPEX**	€/an	**1.796.750**	**1.798.945**	**1.801.160**	**1.803.395**	**1.805.650**	**1.807.924**	**1.810.219**	**1.812.534**	**1.814.868**	**1.817.223**	**1.819.597**	**1.822.010**
40	**Rata de actualizare**	**FDR = WACC = d**	%												
41	Perioadă	y	an	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
42	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)		0,3223	0,2954	0,2708	0,2482	0,2275	0,2085	0,1911	0,1752	0,1606	0,1472	0,1349	0,1237
43	**Flux de numerar actualizat**	**FNA = FN*df**	€/an	**579.117**	**531.461**	**487.732**	**447.605**	**410.783**	**376.994**	**345.988**	**317.535**	**291.424**	**267.463**	**245.474**	**225.298**
44	**Valoare de investiție, necesară**	**CAPEX**	**€**												
45	**Valoare de investitie actualizată**	**CAPEXA**	**€**												
46	**Flux de numerar actualizat**	**FNA**	**€**												
47	**Valoare netă actualizată financiară SR**	**VNAF(C) SR = NPV(d;FN)**	**€**												
48	**Rata internă de rentabilitate financiară**	**RIRF(C) SR = IRR(FN;d)**	**%**												
49	**Raportul cost-beneficiu**	**RCB = V/C**	**-**												

Anexa C7.3

Nr	Parametru	Simbol	UM	Valoare totală	Pregătire 2022	Implementare 2023	Implementare 2024	Implem/Oper 2025	Operare 2026	Operare 2027	Operare 2028	Operare 2029	Operare 2030	Operare 2031	Operare 2032	Operare 2033	Operare 2034	Operare 2035
	ANALIZA FINANCIARĂ		**Fază**															
	S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG		**An**	**Valoare totală**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
	Parametru	**Simbol**	**UM**			**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii în tabel T.S1																	
	Energie Termică (ET)																	
1	**Necesar ET**	**ETN**	**MWt/an**		**317.339,33**	**323.960,71**	**330.913,16**	**316.798,50**	**281.129,10**	**262.734,67**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					**316.798,95**	**281.129,32**	**262.734,67**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**	**255.427,35**
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					- 0,45	- 0,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	**ET livrată la gard (spre SACET)**	**ETG=(ET+ET4)-ETC**	**MWh/an**					316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					**194.157,60**	**203.865,48**	**214.058,75**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**	**224.761,69**
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-6,35%	-7,07%	-7,88%	-8,13%	-9,37%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				Preturi	**147,42**	**138,06**	**128,31**	**118,20**	**108,59**	**98,42**	**98,53**	**98,65**	**98,76**	**98,88**	**99,00**
8	**Venituri din ET vândută**	**VET=PET*ETG**	**€/an**	**634.343.095**				**46.703.724,75**	**38.813.555,29**	**33.710.429,57**	**30.190.887,33**	**27.737.081,05**	**25.137.968,73**	**25.167.216,70**	**25.196.744,48**	**25.226.552,08**	**25.256.640,77**	**25.287.009,50**
	Energie Electrică (EE)																	
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an						**105.719,38**	**106.245,24**	**106.931,54**	**106.931,54**	**106.931,54**	**106.931,54**	**106.931,54**	**106.931,54**	**106.931,54**	**106.931,54**
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an						**11.500,00**	**12.200,00**	**12.000,00**	**12.000,00**	**12.000,00**	**12.000,00**	**12.000,00**	**12.000,00**	**12.000,00**	**12.000,00**
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an						**94.219,38**	**94.045,24**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**
12	**EE vândută**	**EEV=EEN**	**MWh**						**94.219,38**	**94.045,24**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**	**94.931,54**
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%							-9,51%	-10,51%	-11,11%	-13,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi		**160,05**	**144,82**	**129,59**	**115,19**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**	**99,97**
15	**Venituri din EE vândută**	**VEE=PEE*EEV**	**€/an**	**222.754.881**					**15.079.735,04**	**13.619.825,78**	**12.302.648,28**	**10.935.383,09**	**9.489.849,40**	**9.489.849,40**	**9.489.849,40**	**9.489.849,40**	**9.489.849,40**	**9.489.849,40**
16	**Total Venituri**	**V=VEE+VET**	**€/an**	**857.097.977**				**46.703.724,75**	**53.893.290,33**	**47.330.255,36**	**42.493.535,61**	**38.672.464,13**	**34.627.818,13**	**34.657.066,11**	**34.686.593,89**	**34.716.401,48**	**34.746.490,18**	**34.776.858,90**
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.S1 (C2.3)																	
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an					30.791.071,38	36.022.058,57	30.978.772,20	27.046.853,08	23.629.643,15	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an					6.741.547,01	8.682.299,10	8.304.286,23	8.166.311,35	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an					462.319,20	314.205,20	187.129,20	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu uleiul de ungere turbine*	CV4	€/an						5.429,16	39.143,05	5.601,79	39.966,14	5.714,39	40.769,46	5.829,25	41.588,93	5.946,41	42.424,86
21	*Cheltuieli cu agentul de reducere NOx*	CV5	€/an															
22	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an					1.314.572,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an					304.909,04	306.433,58	307.965,85	309.505,64	311.053,16	312.608,40	314.171,36	315.742,25	317.320,87	318.907,41	320.501,88
24	**Total Cheltuieli Variabile**	**CV = Σ CV(i)**	**€/an**	**715.602.595**				**39.614.418,84**	**45.330.425,62**	**39.817.296,54**	**35.649.355,46**	**32.457.527,16**	**29.007.620,71**	**29.044.238,75**	**29.010.869,43**	**29.048.207,72**	**29.014.151,75**	**29.052.224,67**
25	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an						1.589.695,81	1.357.991,81	1.398.561,12	1.432.242,45	1.465.931,77	1.500.892,57	1.537.124,84	1.573.366,11	1.610.878,85	1.649.663,07
26	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an					2.744.474,03	4.157.983,53	4.199.695,09	4.241.845,72	4.284.435,41	4.327.464,17	4.370.932,01	4.414.838,91	4.459.184,88	4.503.969,92	4.549.194,02
27	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an					243.927,23	245.146,86	246.372,60	247.604,43	248.842,36	250.086,59	251.337,13	252.593,76	253.856,69	255.125,93	256.401,46
28	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an															
29	**Total Cheltuieli Fixe**	**CF = Σ CF(i)**	**€/an**	**157.760.190**				**2.988.401,26**	**5.992.826,21**	**5.804.059,50**	**5.888.011,27**	**5.965.520,22**	**6.043.482,54**	**6.123.161,70**	**6.204.557,50**	**6.286.407,68**	**6.369.974,70**	**6.455.258,56**
30	**Total Cheltuieli**	**C = CV+CF**	**€/an**	**873.362.785**				**42.602.820,10**	**51.323.251,84**	**45.621.356,03**	**41.537.366,73**	**38.423.047,38**	**35.051.103,25**	**35.167.400,45**	**35.215.426,93**	**35.334.615,40**	**35.384.126,45**	**35.507.483,23**
	BENEFICII																	
31	**Beneficii**	**EBIT = B = V - C**	**€/an**	**(16.264.808)**		-	-	**4.100.905**	**2.570.038**	**1.708.899**	**956.169**	**249.417**	**(423.285)**	**(510.334)**	**(528.833)**	**(618.214)**	**(637.636)**	**(730.624)**
32	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					8,8%	4,8%	3,6%	2,3%	0,6%	-1,2%	-1,5%	-1,5%	-1,8%	-1,8%	-2,1%
	INVESTIȚIE																	
33	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	**76.265.259,48**														
34	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		**0,00%**	**15,00%**	**35,00%**	**49,60%**	**0,40%**									
35	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	**11.439.788,92**	**26.692.840,82**	**37.827.568,70**	**305.061,04**									
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
36	Beneficii	EBIT	€/an	**(16.264.808)**		-	-	4.100.905	2.570.038	1.708.899	956.169	249.417	(423.285)	(510.334)	(528.833)	(618.214)	(637.636)	(730.624)
37	Taxa pe venituri	tpv	€/an															
38	**Flux de numerar operare, după taxe**	**FNO**	€/an	**(16.264.807,89)**		-	-	**4.100.905**	**2.570.038**	**1.708.899**	**956.169**	**249.417**	**(423.285)**	**(510.334)**	**(528.833)**	**(618.214)**	**(637.636)**	**(730.624)**
39	**Flux de numerar cumulat**	**FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]**	€/an			-	-	4.100.905	6.670.943	8.379.842	9.336.011	9.585.428	9.162.143	8.651.809	8.122.976	7.504.762	6.867.125	6.136.501
40	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	**(76.265.259)**		(11.439.789)	(26.692.841)	(37.827.569)	(305.061)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	**Flux de numerar construire + operare**	**FN = FNO + CAPEX**	€/an	**(92.530.067)**		**(11.439.789)**	**(26.692.841)**	**(33.726.664)**	**2.264.977**	**1.708.899**	**956.169**	**249.417**	**(423.285)**	**(510.334)**	**(528.833)**	**(618.214)**	**(637.636)**	**(730.624)**
42	**Rata de actualizare**	**FDR = WACC = d**	%	**9,1%**														
43	Perioadă	y	an			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
44	Perioadă de operare completă	yo	an	**22**														
45	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)				1,0000	0,9166	0,8401	0,7701	0,7058	0,6470	0,5930	0,5435	0,4982	0,4566	0,4186	0,3836	0,3516
46	**Flux de numerar actualizat**	**FNA = FN*df**	€/an	**(66.217.478)**		**(11.439.789)**	**(24.466.399)**	**(28.335.044)**	**1.744.173**	**1.206.195**	**618.601**	**147.903**	**(230.070)**	**(254.248)**	**(241.488)**	**(258.757)**	**(244.625)**	**(256.920)**
47	**Flux de numerar operare, cu finanțare europeană**	**FNOEU**	€/an			54.777.689	(26.692.841)	(33.726.664)	2.264.977	1.708.899	956.169	249.417	(423.285)	(510.334)	(528.833)	(618.214)	(637.636)	(730.624)

48	**Valoare de investiție, necesară**	**CAPEX**	**€**	**(76.265.259,48)**
49	**Valoare de investitie actualizată**	**CAPEXA**	**€**	**(62.040.839,49)**
50	**Flux de numerar actualizat**	**FNA**	**€**	**(66.217.477,54)**
51	**Valoare netă actualizată financiară S1**	**VNAF(C) S1 = NPV(d;FN)**	**€**	**(66.217.477,54)**
52	**Rata internă de rentabilitate financiară**	**RIRF(C) S1 = IRR(FN;d)**	**€**	**#NUM!**
53	**Raportul cost-beneficiu**	**RCB = V/C**	**-**	**0,98**
54	**Valoare netă actualizată financiară SR**	**VNAF(C) SR**	**€**	**(0)**
55	**Deficit Finanțare (VNAF/C Incremental)**	**DF = VNAF(C).S1 - VNAF(C).SR**	**€**	**(66.217.477,54)**
56	**Grad de finanțare**	**DF% = DF/CAPEX**	**%**	**86,8%**
57	**Valoare netă actualizată financiară, cu finanțare europeană S1**	**VNAF(K) S1**	**€**	**-**
58	**Rata internă de rentabilitate financiară, cu finanțare europeană S1**	**RIRF(K) S1**	**%**	**9,1%**

Anexa C7.3

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S1 : CHP TG + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii în tabel T.S1															
	Energie Termică (ET)															
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%		0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh		99,12	99,24	99,36	99,49	99,61	99,74	99,86	99,99	100,12	100,25	100,38	100,51
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095	25.317.658,69	25.348.587,92	25.379.797,61	25.411.288,63	25.443.060,11	25.475.112,28	25.507.445,99	25.540.060,61	25.572.955,91	25.606.132,98	25.639.591,17	25.673.593,04
	Energie Electrică (EE)															
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an		106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54	106.931,54
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an		12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an		94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh		94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh		99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	222.754.881	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40	9.489.849,40
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	857.097.977	34.807.508,10	34.838.437,32	34.869.647,01	34.901.138,03	34.932.909,51	34.964.961,68	34.997.295,39	35.029.910,01	35.062.805,31	35.095.982,38	35.129.440,57	35.163.442,44
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.S1 (C2.3)															
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an		20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22	20.212.433,22
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an		8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11	8.355.781,11
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an		121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu uleiul de ungere turbine*	CV4	€/an		6.065,94	43.277,60	6.187,86	44.147,48	6.312,24	45.034,85	6.439,12	45.940,05	6.568,54	46.863,44	6.700,57	47.805,40
21	*Cheltuieli cu agentul de reducere NOx*	CV5	€/an													
22	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an		322.104,48	323.715,01	325.333,67	326.960,26	328.594,98	330.238,03	331.889,22	333.548,73	335.216,38	336.892,37	338.576,89	340.269,74
24	Total Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	715.602.595	29.017.468,35	29.056.290,54	29.020.819,46	29.060.405,67	29.024.205,15	29.064.570,81	29.027.626,26	29.068.786,71	29.031.082,85	29.073.053,74	29.034.575,39	29.077.373,07
25	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an		1.689.718,76	1.729.783,46	1.771.119,62	1.813.728,26	1.857.608,38	1.902.760,97	1.949.185,03	10.995.619,09	2.043.325,63	2.092.304,64	2.142.556,12	2.194.080,08
26	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an		4.594.857,20	4.640.959,45	4.687.500,76	4.734.481,15	4.781.900,60	4.829.759,12	4.878.056,71	4.926.793,37	4.975.969,10	5.025.583,90	5.075.637,77	5.126.569,77
27	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an		257.683,50	258.971,85	260.266,69	261.568,05	262.875,90	264.190,26	265.511,13	266.838,70	268.172,99	269.513,77	270.861,27	272.215,67
28	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an													
29	Total Cheltuieli Fixe	CF = Σ CF(i)	€/an	157.760.190	6.542.259,47	6.629.714,75	6.718.887,08	6.809.777,46	6.902.384,88	6.996.710,35	7.092.752,87	16.189.251,17	7.287.467,72	7.387.402,31	7.489.055,16	7.592.865,53
30	Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	873.362.785	35.559.727,82	35.686.005,29	35.739.706,54	35.870.183,13	35.926.590,03	36.061.281,16	36.120.379,13	45.258.037,88	36.318.550,57	36.460.456,05	36.523.630,54	36.670.238,60
	BENEFICII															
31	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	(16.264.808)	(752.220)	(847.568)	(870.060)	(969.045)	(993.681)	(1.096.319)	(1.123.084)	(10.228.128)	(1.255.745)	(1.364.474)	(1.394.190)	(1.506.796)
32	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%		-2,2%	-2,4%	-2,5%	-2,8%	-2,8%	-3,1%	-3,2%	-29,2%	-3,6%	-3,9%	-4,0%	-4,3%
	INVESTIȚIE															
33	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	76.265.259,48												
34	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an													
35	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an													
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
36	Beneficii	EBIT	€/an	(16.264.808)	(752.220)	(847.568)	(870.060)	(969.045)	(993.681)	(1.096.319)	(1.123.084)	(10.228.128)	(1.255.745)	(1.364.474)	(1.394.190)	(1.506.796)
37	Taxa pe venituri	tpv	€/an													
38	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	(16.264.807,89)	(752.220)	(847.568)	(870.060)	(969.045)	(993.681)	(1.096.319)	(1.123.084)	(10.228.128)	(1.255.745)	(1.364.474)	(1.394.190)	(1.506.796)
39	Flux de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an		5.384.281	4.536.713	3.666.654	2.697.609	1.703.928	607.609	(515.475)	(10.743.603)	(11.999.348)	(13.363.822)	(14.758.012)	(16.264.808)
40	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(76.265.259)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(92.530.067)	(752.220)	(847.568)	(870.060)	(969.045)	(993.681)	(1.096.319)	(1.123.084)	(10.228.128)	(1.255.745)	(1.364.474)	(1.394.190)	(1.506.796)
42	Rata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%												
43	Perioadă	y	an		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
44	Perioadă de operare completă	yo	an	22												
45	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)			0,3223	0,2954	0,2708	0,2482	0,2275	0,2085	0,1911	0,1752	0,1606	0,1472	0,1349	0,1237
46	Flux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(66.217.478)	(242.450)	(250.396)	(235.601)	(240.518)	(226.061)	(228.608)	(214.655)	(1.791.848)	(201.642)	(200.826)	(188.084)	(186.320)
47	Flux de numerar operare, cu finanțare europeană	FNOEU	€/an		(752.220)	(847.568)	(870.060)	(969.045)	(993.681)	(1.096.319)	(1.123.084)	(10.228.128)	(1.255.745)	(1.364.474)	(1.394.190)	(1.506.796)
48	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(76.265.259,48)												
49	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(62.040.839,49)												
50	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(66.217.477,54)												
51	Valoare netă actualizată financiară S1	VNAF(C) S1 = NPV(d;FN)	€	(66.217.477,54)												
52	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S1 = IRR(FN;d)	€	#NUM!												
53	Raportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	0,98												
54	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	(0)												
55	Deficit Finanțare (VNAF/C Incremental)	DF = VNAF(C).S1 - VNAF(C).SR	€	(66.217.477,54)												
56	Grad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	86,8%												
57	Valoare netă actualizată financiară, cu finanțare europeană S1	VNAF(K) S1	€	-												
58	Rata internă de rentabilitate financiară, cu finanțare europeană S1	RIRF(K) S1	%	9,1%												

Anexa C7.4

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii în tabel T.S2																
	Energie Termică (ET)																
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		317.339,33	323.960,71	330.913,16	316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					316.798,95	281.129,32	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					- 0,45	- 0,22	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					316.798,50	281.129,10	262.734,67	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					194.157,60	203.865,48	214.058,75	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-6,35%	-7,07%	-7,88%	-8,13%	-9,37%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				Preturi	147,42	138,06	128,31	118,20	108,59	98,42	98,53	98,65	98,76	98,88
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095				46.703.724,75	38.813.555,29	33.710.429,57	30.190.887,33	27.737.081,05	25.137.968,73	25.167.216,70	25.196.744,48	25.226.552,08	25.256.640,77
	Energie Electrică (EE)																
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an						194.713,39	195.681,91	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an						14.000,00	13.500,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an						180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh						180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%							-9,51%	-10,51%	-11,11%	-13,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi	1189	160,05	144,82	129,59	115,19	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	431.322.023					28.923.029,24	26.383.959,67	23.838.463,69	21.189.155,93	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.065.665.118				46.703.724,75	67.736.584,53	60.094.389,24	54.029.351,02	48.926.236,97	43.526.158,44	43.555.406,41	43.584.934,19	43.614.741,78	43.644.830,48
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.S2 (C2.4)																
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an					30.791.071,38	44.491.464,74	38.631.846,50	33.885.358,53	29.604.143,87	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an					6.741.547,01	10.723.657,11	10.355.798,12	10.231.075,20	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an					462.319,20	314.205,20	187.129,20	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu uleiul de ungere motoare*	CV4	€/an						310.717,17	314.958,74	319.603,65	322.799,69	326.027,69	329.287,96	332.580,84	335.906,65	339.265,72
21	*Cheltuieli cu agentul de reducere NOx*	CV5	€/an						572.991,23	578.720,54	585.371,15	588.298,00	591.239,49	594.195,69	597.166,67	600.152,50	603.153,26
22	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an					1.314.572,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an					304.909,04	306.433,58	307.965,85	309.505,64	311.053,16	312.608,40	314.171,36	315.742,25	317.320,87	318.907,41
24	Total Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	903.376.913				39.614.418,84	56.719.469,03	50.376.418,96	45.451.997,77	41.415.828,68	37.142.338,75	37.150.118,19	37.157.952,94	37.165.843,20	37.173.789,57
25	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an					-	1.715.452,18	1.265.168,34	1.303.875,58	1.335.031,95	1.366.196,33	1.399.263,41	1.432.339,50	1.467.318,30	1.502.306,09
26	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an					2.744.474,03	2.771.989,02	2.799.796,73	2.827.897,14	2.856.290,27	2.884.976,12	2.913.954,67	2.943.225,94	2.972.789,92	3.002.646,61
27	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an					243.927,23	245.146,86	246.372,60	247.604,43	248.842,36	250.086,59	251.337,13	252.593,76	253.856,69	255.125,93
28	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an														
29	Total Cheltuieli Fixe	CF = Σ CF(i)	€/an	113.463.956				2.988.401,26	4.732.588,06	4.311.337,66	4.379.377,15	4.440.164,59	4.501.259,04	4.564.555,21	4.628.159,20	4.693.964,91	4.760.078,63
30	Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.016.840.868				42.602.820,10	61.452.057,09	54.687.756,63	49.831.374,92	45.855.993,26	41.643.597,79	41.714.673,40	41.786.112,13	41.859.808,10	41.933.868,20
	BENEFICII																
31	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	48.824.250		-	-	4.100.905	6.284.527	5.406.633	4.197.976	3.070.244	1.882.561	1.840.733	1.798.822	1.754.934	1.710.962
32	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					8,8%	9,3%	9,0%	7,8%	6,3%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%
	INVESTIȚIE																
33	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	91.201.526,37	2022	2023	2024	2025	2026								
34	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	15,00%	35,00%	49,60%	0,40%								
35	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	13.680.228,96	31.920.534,23	45.235.957,08	364.806,11								
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
36	Beneficii	EBIT	€/an	48.824.250		-	-	4.100.905	6.284.527	5.406.633	4.197.976	3.070.244	1.882.561	1.840.733	1.798.822	1.754.934	1.710.962
37	Taxa pe venituri	tpv	€/an														
38	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	48.824.250,00		-	-	4.100.905	6.284.527	5.406.633	4.197.976	3.070.244	1.882.561	1.840.733	1.798.822	1.754.934	1.710.962
39	Flux de numerar cumulat neactualizat	FNCO[i] = FNCO[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	4.100.905	10.385.432	15.792.065	19.990.041	23.060.285	24.942.845	26.783.578	28.582.400	30.337.334	32.048.296
40	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(91.201.526)		(13.680.229)	(31.920.534)	(45.235.957)	(364.806)	-	-	-	-	-	-	-	-
41	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(42.377.276)		(13.680.229)	(31.920.534)	(41.135.052)	5.919.721	5.406.633	4.197.976	3.070.244	1.882.561	1.840.733	1.798.822	1.754.934	1.710.962
42	Rata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%													
43	Perioadă	y	an			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
44	Perioadă de operare completă	yo	an	22													
45	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)				1,0000	0,9166	0,8401	0,7701	0,7058	0,6470	0,5930	0,5435	0,4982	0,4566	0,4186	0,3836
46	Flux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(56.599.708)		(13.680.229)	(29.258.052)	(34.559.110)	4.558.553	3.816.171	2.715.915	1.820.641	1.023.236	917.050	821.420	734.536	656.399
47	Flux de numerar operare, cu finanțare europeană	FNOEU	€/an	14.222.432		42.919.479	(31.920.534)	(41.135.052)	5.919.721	5.406.633	4.197.976	3.070.244	1.882.561	1.840.733	1.798.822	1.754.934	1.710.962
48	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(91.201.526,37)													
49	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(81.223.639,01)													
50	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(56.599.707,96)													
51	Valoare netă actualizată finanțiară S2	VNAF(C) S2 = NPV(d;FN)	€	(56.599.707,96)	- 278.442.263,32 lei												
52	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S2 = IRR(FN;d)	€	-6,27%													
53	Raport cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,05													
54	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	0,00													
55	Deficit Finanțare (VNAF/C Incremental)	DF = VNAF(C).S2 - VNAF(C).SR	€	(56.599.707,96)													
56	Grad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	62,06%													
57	Valoare netă actualizată financiară, cu finanțare europeană S2	VNAF(K) S2	€	-													
58	Rată internă de rentabilitate financiară, cu finanțare europeană S2	RIRF(K) S2	%	9,1%													

Anexa C7.4

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Nr	Parametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ANALIZA DE SUSTENABILITATE FINANCIARĂ																
59	Contribuție din partea beneficiarului	IN = C - IE	€/an	**34.601.818,41**		5.190.273	12.110.636	17.162.502	138.407								
60	Asistență comunitară (finanțare EU)	IE	€/an	**56.599.707,96**		8.489.956	19.809.898	28.073.455	226.399								
61	Venituri operaționale totale	V	€/an	**1.065.665.118**		-	-	46.703.725	67.736.585	60.094.389	54.029.351	48.926.237	43.526.158	43.555.406	43.584.934	43.614.742	43.644.830
62	Costuri operaționale totale	C	€/an	**1.016.840.868**		-	-	42.602.820	61.452.057	54.687.757	49.831.375	45.855.993	41.643.598	41.714.673	41.786.112	41.859.808	41.933.868
63	Costuri investiționale	I	€/an	**91.201.526,37**		13.680.229	31.920.534	45.235.957	364.806								
64	Flux de numerar net neactualizat	FN = (IE+IN+V) - (I + C)	€/an	**48.824.250,00**		-	-	4.100.905	6.284.527	5.406.633	4.197.976	3.070.244	1.882.561	1.840.733	1.798.822	1.754.934	1.710.962
65	Flux de numerar net cumulat neactualizat	FNC[i] = FNC[i-1] + FN[i]	€/an	**48.824.250,00**		-	-	4.100.905	10.385.432	15.792.065	19.990.041	23.060.285	24.942.845	26.783.578	28.582.400	30.337.334	32.048.296
66	Nr. de ani cu flux de numerar pozitiv sau 0	Na+	ani	**25**													
67	Nr. de ani cu flux de numerar negativ	Na-	ani	**0**													

Anexa C7.4

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	PRODUCȚII ȘI VENITURI - detalii în tabel T.S2																
	Energie Termică (ET)																
1	Necesar ET	ETN	MWt/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an		255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35	255.427,35
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69	224.761,69
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%		0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh		99,00	99,12	99,24	99,36	99,49	99,61	99,74	99,86	99,99	100,12	100,25	100,38	100,51
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	634.343.095	25.287.009,50	25.317.658,69	25.348.587,92	25.379.797,61	25.411.288,63	25.443.060,11	25.475.112,28	25.507.445,99	25.540.060,61	25.572.955,91	25.606.132,98	25.639.591,17	25.673.593,04
	Energie Electrică (EE)																
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an		196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94	196.945,94
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an		13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an		183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh		183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh		99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	431.322.023	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71	18.388.189,71
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.065.665.118	43.675.199,21	43.705.848,40	43.736.777,63	43.767.987,32	43.799.478,33	43.831.249,82	43.863.301,99	43.895.635,70	43.928.250,32	43.961.145,62	43.994.322,68	44.027.780,87	44.061.782,75
	CHELTUIELI - detalii în tabel C.S2 (C2.4)																
17	*Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)*	CV1	€/an		25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22	25.322.929,22
18	*Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2*	CV2	€/an		10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36	10.468.450,36
19	*Cheltuieli cu apa tehnologică*	CV3	€/an		121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60	121.083,60
20	*Cheltuieli cu uleiul de ungere motoare*	CV4	€/an		342.658,37	346.084,96	349.545,81	353.041,27	356.571,68	360.137,39	363.738,77	367.376,16	371.049,92	374.760,42	378.508,02	382.293,10	386.116,03
21	*Cheltuieli cu agentul de reducere NOx*	CV5	€/an		606.169,03	609.199,88	612.245,88	615.307,10	618.383,64	621.475,56	624.582,94	627.705,85	630.844,38	633.998,60	637.168,60	640.354,44	643.556,21
22	*Cheltuieli cu energia electrică*	CV6	€/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	*Alte cheltuieli variabile*	CV7	€/an		320.501,88	322.104,48	323.715,01	325.333,67	326.960,26	328.594,98	330.238,03	331.889,22	333.548,73	335.216,38	336.892,37	338.576,89	340.269,74
24	Total Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	903.376.913	37.181.792,46	37.189.852,49	37.197.969,87	37.206.145,22	37.214.378,76	37.222.671,11	37.231.022,92	37.239.434,40	37.247.906,21	37.256.438,58	37.265.032,16	37.273.687,61	37.282.405,16
25	*Cheltuieli de mentenanță*	CF1	€/an		1.539.196,60	1.576.096,11	1.613.004,62	1.651.815,83	2.690.637,05	1.731.360,98	1.772.094,91	1.814.731,55	1.859.271,90	1.903.822,26	1.950.276,32	1.996.740,38	2.045.108,15
26	*Cheltuieli de salarizare*	CF2	€/an		3.032.796,02	3.063.238,13	3.093.972,96	3.125.000,51	3.156.320,76	3.187.933,73	3.219.839,41	3.252.037,81	3.284.528,92	3.317.312,74	3.350.389,27	3.383.758,51	3.417.713,18
27	*Alte cheltuieli fixe*	CF3	€/an		256.401,46	257.683,50	258.971,85	260.266,69	261.568,05	262.875,90	264.190,26	265.511,13	266.838,70	268.172,99	269.513,77	270.861,27	272.215,67
28	*Cheltuieli de amortizare*	CF4	€/an														
29	Total Cheltuieli Fixe	CF = Σ CF(i)	€/an	113.463.956	4.828.394,08	4.897.017,75	4.965.949,43	5.037.083,04	6.108.525,86	5.182.170,62	5.256.124,59	5.332.280,49	5.410.639,52	5.489.307,98	5.570.179,36	5.651.360,16	5.735.037,01
30	Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.016.840.868	42.010.186,54	42.086.870,24	42.163.919,30	42.243.228,26	43.322.904,62	42.404.841,73	42.487.147,51	42.571.714,89	42.658.545,73	42.745.746,56	42.835.211,52	42.925.047,76	43.017.442,17
	BENEFICII																
31	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	48.824.250	1.665.013	1.618.978	1.572.858	1.524.759	476.574	1.426.408	1.376.154	1.323.921	1.269.705	1.215.399	1.159.111	1.102.733	1.044.341
32	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%		3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	1,1%	3,3%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,6%	2,5%	2,4%
	INVESTIȚIE																
33	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	91.201.526,37													
34	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an														
35	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an														

	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
36	Beneficii	EBIT	€/an	48.824.250	1.665.013	1.618.978	1.572.858	1.524.759	476.574	1.426.408	1.376.154	1.323.921	1.269.705	1.215.399	1.159.111	1.102.733	1.044.341
37	Taxa pe venituri	tpv	€/an														
38	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	48.824.250,00	1.665.013	1.618.978	1.572.858	1.524.759	476.574	1.426.408	1.376.154	1.323.921	1.269.705	1.215.399	1.159.111	1.102.733	1.044.341
39	Flux de numerar cumulat neactualizat	FNCO[i] = FNCO[i-1] + FNO[i]	€/an		33.713.309	35.332.287	36.905.145	38.429.904	38.906.478	40.332.886	41.709.041	43.032.962	44.302.666	45.518.065	46.677.176	47.779.909	48.824.250
40	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(91.201.526)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(42.377.276)	1.665.013	1.618.978	1.572.858	1.524.759	476.574	1.426.408	1.376.154	1.323.921	1.269.705	1.215.399	1.159.111	1.102.733	1.044.341
42	Rata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%													
43	Perioadă	y	an		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
44	Perioadă de operare completă	yo	an	22													
45	Factor de actualizare	df = (1+d)^(-y)			0,3516	0,3223	0,2954	0,2708	0,2482	0,2275	0,2085	0,1911	0,1752	0,1606	0,1472	0,1349	0,1237
46	Flux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(56.599.708)	585.491	521.818	464.668	412.886	118.286	324.506	286.960	253.041	222.437	195.164	170.601	148.765	129.136
47	Flux de numerar operare, cu finanțare europeană	FNOEU	€/an	14.222.432	1.665.013	1.618.978	1.572.858	1.524.759	476.574	1.426.408	1.376.154	1.323.921	1.269.705	1.215.399	1.159.111	1.102.733	1.044.341
48	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(91.201.526,37)													
49	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(81.223.639,01)													
50	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(56.599.707,96)													
51	Valoare netă actualizată financiară S2	VNAF(C) S2 = NPV(d;FN)	€	(56.599.707,96)													
52	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S2 = IRR(FN;d)	€	-6,27%													
53	Raport cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,05													
54	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	0,00													
55	Deficit Finanțare (VNAF/C Incremental)	DF = VNAF(C).S2 - VNAF(C).SR	€	(56.599.707,96)													
56	Grad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	62,06%													
57	Valoare netă actualizată financiară, cu finanțare europeană S2	VNAF(K) S2	€	-													
58	Rată internă de rentabilitate financiară, cu finanțare europeană S2	RIRF(K) S2	%	9,1%													

Anexa C7.4

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S2 : CHP MT + CA + DT + AC + SP + SE + SG		An	Valoare totală	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Nr	Parametru	Simbol	UM		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	ANALIZA DE SUSTENABILITATE FINANCIARĂ																
59	Contribuție din partea beneficiarului	IN = C - IE	€/an	**34.601.818,41**													
60	Asistență comunitară (finanțare EU)	IE	€/an	**56.599.707,96**													
61	Venituri operaționale totale	V	€/an	**1.065.665.118**	43.675.199	43.705.848	43.736.778	43.767.987	43.799.478	43.831.250	43.863.302	43.895.636	43.928.250	43.961.146	43.994.323	44.027.781	44.061.783
62	Costuri operaționale totale	C	€/an	**1.016.840.868**	42.010.187	42.086.870	42.163.919	42.243.228	43.322.905	42.404.842	42.487.148	42.571.715	42.658.546	42.745.747	42.835.212	42.925.048	43.017.442
63	Costuri investiționale	I	€/an	**91.201.526,37**													
64	Flux de numerar net neactualizat	FN = (IE+IN+V) - (I + C)	€/an	**48.824.250,00**	1.665.013	1.618.978	1.572.858	1.524.759	476.574	1.426.408	1.376.154	1.323.921	1.269.705	1.215.399	1.159.111	1.102.733	1.044.341
65	Flux de numerar net cumulat neactualizat	FNC[i] = FNC[i-1] + FN[i]	€/an	**48.824.250,00**	33.713.309	35.332.287	36.905.145	38.429.904	38.906.478	40.332.886	41.709.041	43.032.962	44.302.666	45.518.065	46.677.176	47.779.909	48.824.250
66	Nr. de ani cu flux de numerar pozitiv sau 0	Na+	ani	**25**													
67	Nr. de ani cu flux de numerar negativ	Na-	ani	**0**													

Anexa C7.5. Costul Mediu Ponderat al Capitalului

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Calcul WACC	**Risk-free rate**	**Country risk premium**	**Asset beta**	**Debt/Equity ratio**	**Target gearing**	**Equity beta**	**Equity risk premium**	**Cost of equity**	**Tax shield**	**Credit spread**	**Cost of debt**	**Post - Tax WACC**	**Inflation rate**	**Post - Tax WACC**	**Pre - Tax WACC**
	Rata fără risc	**Prima de risc de țară**	**Beta active**	**Raportul datorie / capital propriu**	**Grad țintă de îndatorare**	**Beta capital**	**Prima de risc de capital propriu**	**Costul capitalului propriu**	**Impozit pe profit, venit**	**Marja de credit**	**Costul datoriei**	**WACC după impozitare, EUR**	**Rata de inflație pe termen lung, EUR**	**WACC după impozitare în termeni reali**	**WACC înainte de impozitare în termeni reali**
	Rf	**CRP**	**β_U**	**L = (D/E)**	**g = D/(D+E)**	**$\beta_L = \beta_U$* (1+L*(1-T))**	**ERP**	**Ke = [(1+Rf)*(1+ CRP)-1] + βL*ERP**	**T**	**CS**	**Kd = [(1+CRP) * (1+Rf) - 1 + CS] * (1-T)**	**WACC = Ke*(1 - g) + Kd*g**	**IR**	**WACC.post.real = (1+WACC) / (1+IR) - 1**	**WACC.pre.real = WACC.post.real / (1-T)**
Valoare Parametru	**1,8%**	**3,07%**	**0,80**	**42,8%**	**30,0%**	**1,088**	**7,28%**	**12,8%**	**16,0%**	**2,64%**	**6,4%**	**10,9%**	**3,0%**	**7,7%**	**9,10%**

Note:

1. Rata fără risc (Rf) pe termen lung pentru EUR derivată din randamentul ratei de bază pe o obligațiune suverană germană cu maturitate pe termen lung (mai mult de 30 ani).
Valoarea considerată (1,8%) se bazează pe sursa următoare: https://www.deutsche-finanzagentur.de/en/federal-securities/factsheet/isin/DE0001102614?cHash=047073ea7c033c69f862323dbc84f784
BUND30 DE0001102614, 11.10.2022 / 15.08.2053.
2. Prima de risc de țară (CRP) pentru România, derivată din cotațiile de schimb valutar pe termen lung și din analiza spread-urilor obligațiunilor EUR.
Valoarea considerată (3,07%) se bazează pe sursa următoare: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly22.xlsx
3. Beta active (unlevered) (β_U) este selectat ca mediană a grupului de companii din sector, valoare 0,798, sursă ME / S&P Capital IQ.
4. Raportul datorie / capital propriu (levierul) L = D/E stabilit pentru a se obține gradul de îndatorare țintă stabilit de beneficiar (30%).
5. Gradul de îndatorare țintă stabilit de companie, calculat cu formula g = D/(D+E) = 1/(1+1/L)
6. Beta capital propriu (β_L) s-a calculat după formula internațională: $\beta_L = \beta_U$*(1+L*(1-T)).
7. Prima de risc a pieței de capital EMRP de 9,08% se bazează pe sursa următoare: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly22.xlsx
Din această valoare s-a dedus rata fără risc Rf, pentru a obține prima de risc aferentă capitalului propriu ERP.
8. Costul capitalului propriu (Ke) se calculează cu formula CAPM internațională: Ke = [(1 + Rf)*(1 + CRP) - 1] + βe*EMRP, sursă S&P Capital IQ.
9. Impozitul fiscal în România s-a considerat de 16% conform reglementărilor actuale.
10. Marja de credit credit spread (CS) este derivată ca diferență dintre ratele obligațiunilor EUR ale companiilor cu rating A din aceeași industrie și rata fără risc a obligațiunilor suverane cu scadență similară.
Valoarea considerată (2,64%) se bazează pe sursa următoare: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly22.xlsx
Rating Moody's pentru Romania: Baa3 (stabil).
11. Costul datoriei (Kd) se calculează cu formula CAPM internațională: Kd = [(1 + CRP) * (1 + Rf) - 1 + CS] * (1 - T)
12. Costul mediu ponderat al capitalului (CMPC) se calculează cu formula: WACC.nom = Ke*(1 - g) + Kd*g
13. Rata de inflație pe termen lung (IR) pentru EUR este stabilită pentru UE în baza European Economic Forecast Autumn 2022.
Valoarea considerată (3,0%) este publicată pentru anul 2024, detalii la sursa următoare: https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/1a6a5006-02ae-40d2-b003-a9630a2cbd62_en?filename=ip187_en_3.pdf
14. CMPC în termeni reali după impozitare se calculează cu formula: WACC.post.real = (1 + WACC.nom) / (1 + IR) - 1
15. CMPC în termeni reali înainte de impozitare se calculează cu formula WACC.pre.real = WACC.post.real / (1 - T)

Anexa C7.6. Prețuri estimate

4,9195	Curs de schimb eur/leu cf. GS PNRR C6 I3 CHP														
Preț	***Sursă***	***Simbol***	***UM | An***	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**
Energie electrică, vânzare	corelare preț EE cu variații anuale de prețuri pentru GN (PCI) și CO_2, utilizând coeficienții 1,8 MWh(f) / MWh(e) și 0,355 tCO_2 / MWh(e) + preț 2022 bazat pe media ultimelor 12 luni (an 2022) PZU OPCOM	PEE	€/MWh(e)	**265,0**	**213,9**	**189,2**	**175,3**	**160,0**	**144,8**	**129,6**	**115,2**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
		rve	%		-19,3%	-11,5%	-7,4%	-8,7%	-9,5%	-10,5%	-11,1%	-13,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Energie electrică, cumpărare	previziune	PEEC	€/MWh(e)	**265,0**	**213,9**	**189,2**	**175,3**	**160,0**	**144,8**	**129,6**	**115,2**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
Gaz natural, cumpărare	Banca Mondială 26 oct 2022 pentru 3 ani	PGN0 @ PCS	USD/mmbtu	**40,0**	**32,0**	**28,0**	*interpolare liniară pentru 2025-2029 față de 2030 și 2024*						*preț constant în perioada 203*		
	Banca Mondială 26 oct 2022 + previziune trend scădere liniară până în 2030 în acord cu S&P Platts, IEA, CE și ME	PGN0 @ PCS	USD/mmbtu	**40,0**	**32,0**	**28,0**	**25,7**	**23,3**	**21,0**	**18,6**	**16,3**	**13,90**	*PGN 2030 ≈ 50% PGN 2024*		
		PGN = (PGN0 * 0,293071) * EUR/USD / (PCI/PCS)	€/MWh(f)	**144,0**	**115,2**	**100,8**	**92,3**	**83,9**	**75,4**	**67,0**	**58,5**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**
		rvg	%		-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%	0,0%	0,0%	0,0%
Paritate EUR/USD	previziune raport constant 2022-2030	EUR/USD = 4,7/4,95	EUR/USD	**0,9495**	**0,9495**	**0,9495**	**0,9495**	**0,9495**	**0,9495**	**0,9495**	**0,9495**	**0,9495**			
Factor conversie preț	constantă	PCI / PCS	-	**0,900**	**0,900**	**0,900**	**0,900**	**0,900**	**0,900**	**0,900**	**0,900**	**0,900**			
Energie termică, vânzare	calculată conform scenariu contrafactual SR	PET	€/MWh(t)				**147,4**	**138,1**	**128,3**	**118,2**	**108,6**	**98,4**	**98,5**	**98,6**	**98,8**
		rvh	%					-6,3%	-7,1%	-7,9%	-8,1%	-9,4%	0,1%	0,1%	0,1%
Certificate emisie EUA CO_2 cumpărare	EUA Futures: ICE (2022-2025), Bloomberg (2029), 2025 = 2026 = 2027 = 2028	PCE	€/tCO_2	**90,9**	**92,9**	**96,6**	**100,1**	**100,1**	**100,1**	**100,1**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**
		rvc	%		*2,2%*	*3,9%*	*3,7%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*2,3%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*
Costuri ascunse ale CO_2	Vademecum 2021-2027	SPC	€/t				165	170	175	180	200	250	270	300	350

0,355	tCO_2/MWhe @ PCI
1,800	MWhf/MWhe @ PCI

Anexa C7.6. Prețuri estimate

4,9195	Curs de schimb eur/leu cf. GS PNRR C6 I3 CHP																
Preț	***Sursă***	***Simbol***	***UM | An***	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**
Energie electrică, vânzare	corelare preț EE cu variații anuale de prețuri pentru GN (PCI) și CO_2, utilizând coeficienții 1,8 MWh(f) / MWh(e) și 0,355 tCO_2 / MWh(e) + preț 2022 bazat pe media ultimelor 12 luni (an 2022) PZU OPCOM	PEE	€/MWh(e)	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
		rve	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Energie electrică, cumpărare	previziune	PEEC	€/MWh(e)	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
Gaz natural, cumpărare	Banca Mondială 26 oct 2022 pentru 3 ani	PGN0 @ PCS	USD/mmbtu	*30-2047*													
	Banca Mondială 26 oct 2022 + previziune trend scădere liniară până în 2030 în acord cu S&P Platts, IEA, CE și ME	PGN0 @ PCS	USD/mmbtu														
		PGN = (PGN0 * 0,293071) * EUR/USD / (PCI/PCS)	€/MWh(f)	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**	**50,0**
		rvg	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Paritate EUR/USD	previziune raport constant 2022-2030	EUR/USD = 4,7/4,95	EUR/USD														
Factor conversie preț	constantă	PCI / PCS	-														
Energie termică, vânzare	calculată conform scenariu contrafactual SR	PET	€/MWh(t)	**98,9**	**99,0**	**99,1**	**99,2**	**99,4**	**99,5**	**99,6**	**99,7**	**99,9**	**100,0**	**100,1**	**100,2**	**100,4**	**100,5**
		rvh	%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Certificate emisie EUA CO_2 cumpărare	EUA Futures: ICE (2022-2025), Bloomberg (2029), 2025 = 2026 = 2027 = 2028	PCE	€/tCO_2	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**	**102,4**
		rvc	%	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*
Costuri ascunse ale CO_2	Vademecum 2021-2027	SPC	€/t	370	390	450	470	490	500	525	550	570	570	570	570	570	570

Investiție:
Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență la CET Hidrocarburi SA

Anexa C7.7. Costuri de investiție (CAPEX)

Parametru	Valoare	Ani de implementare			
		2023	2024	2025	2026
Scenariul 2					
Procent anual (%)	**100,00%**	**15,00%**	**35,00%**	**49,60%**	**0,40%**
Valoare totală (lei)	**533.737.112,82**	**80.060.566,92**	**186.807.989,49**	**264.733.607,96**	**2.134.948,45**
Valoare fără TVA (lei)	**448.665.909,00**	**67.299.886,35**	**157.033.068,15**	**222.538.290,86**	**1.794.663,64**
TVA (lei)	**85.071.203,82**	12.760.680,57	29.774.921,34	42.195.317,09	340.284,82
Valoare totală fără TVA (eur)	**91.201.526,37**	**13.680.228,96**	**31.920.534,23**	**45.235.957,08**	**364.806,11**
Valoare totală (eur)	**108.494.178,84**	**16.274.126,83**	**37.972.962,60**	**53.813.112,71**	**433.976,72**
Scenariul 1					
Procent anual (%)	**100,00%**	**15,00%**	**35,00%**	**49,60%**	**0,40%**
Valoare totală (lei)	**446.305.395,03**	**66.945.809,25**	**156.206.888,26**	**221.367.475,93**	**1.785.221,58**
Valoare totală fără TVA (lei)	**375.186.944,00**	**56.278.041,60**	**131.315.430,40**	**186.092.724,22**	**1.500.747,78**
din care: TVA (lei)	**71.118.451,03**	10.667.767,65	24.891.457,86	35.274.751,71	284.473,80
Valoare totală fără TVA (eur)	**76.265.259,48**	**11.439.788,92**	**26.692.840,82**	**37.827.568,70**	**305.061,04**
Valoare totală (eur)	**90.721.698,35**	**13.608.254,75**	**31.752.594,42**	**44.997.962,38**	**362.886,79**
Scenariul de referință					
Procent anual (%)	**100,00%**	**15,00%**	**85,00%**	**0,00%**	**0,00%**
Valoare totală (lei)	**115.997.184,95**	**17.399.577,74**	**98.597.607,21**	-	-
Valoare totală fără TVA (lei)	**97.525.631,00**	**14.628.844,65**	**82.896.786,35**	-	-
din care: TVA (lei)	**18.471.553,95**	2.770.733,09	15.700.820,86	-	-
Valoare totală fără TVA (eur)	**19.824.297,39**	**2.973.644,61**	**16.850.652,78**	-	-
Valoare totală (eur)	**23.579.059,85**	**3.536.858,98**	**20.042.200,88**	-	-

Anexa C7.8

AE C7.8	ANALIZA ECONOMICĂ	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
SR	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea separată ET			69.544,16	61.713,95	57.675,97	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			-	180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
	Factor emisie specifică CO2 raportat la EE din cărbune (Raport ANRE 2021)			**0,82318**	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			-	148.759,65	149.968,50	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62
	Total Emisii CO2 echivalent			**69.544,16**	**210.473,59**	**207.644,48**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**
S1	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S1 (CHP TG)			67.348,12	86.736,25	82.959,90	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă			2.196,04										
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP TG)			-	94.219,38	94.045,24	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			-	86.494,00	88.136,67	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			-	71.200,13	72.552,34	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87
	Total Emisii CO2 echivalent			**69.544,16**	**157.936,39**	**155.512,24**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**
S2	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă			2.196,04										
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP MT)			-	180.713,39	182.181,91	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S2 (CHP MT)			67.348,12	107.129,44	103.454,53	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54
	Total Emisii CO2 echivalent			**69.544,16**	**107.129,44**	**103.454,53**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**
	Costul emisiilor CO2 echivalent													
SR	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul contrafactual			11.474.786,06	35.780.511,05	36.337.783,16	37.348.644,96	41.498.494,40	51.873.118,00	56.022.967,44	62.247.741,60	72.622.365,19	76.772.214,63	80.922.064,07
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S1			11.474.786,06	26.849.186,06	27.214.642,73	27.874.152,01	30.971.280,02	38.714.100,02	41.811.228,02	46.456.920,02	54.199.740,03	57.296.868,03	60.393.996,03
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S2		1,00	11.474.786,06	18.212.005,08	18.104.542,17	18.397.537,83	20.441.708,70	25.552.135,87	27.596.306,74	30.662.563,05	35.772.990,22	37.817.161,09	39.861.331,96
SR	**Beneficii economice**													
	Cost investițional incremental	- 2.973.644,61	- 16.850.652,78	-	-									
	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S1 - SR	**Beneficii economice**													
S1 - SR	Cost investițional incremental	- 8.466.144,31	- 9.842.188,04	- 37.827.568,70	- 305.061,04									
S1 - SR	Costuri de operare incrementale			786.422,52	- 15.264.227,07	- 14.303.297,03	- 13.489.074,18	- 12.654.418,74	- 11.697.132,45	- 11.786.257,35	- 11.806.851,59	- 11.898.347,86	- 11.919.905,55	- 12.015.048,82
S1 - SR	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	8.931.324,99	9.123.140,44	9.474.492,94	10.527.214,38	13.159.017,98	14.211.739,41	15.790.821,57	18.422.625,17	19.475.346,60	20.528.068,04
	Total costuri economice	**- 8.466.144,31**	**- 9.842.188,04**	**- 37.041.146,18**	**- 6.637.963,12**	**- 5.180.156,60**	**- 4.014.581,24**	**- 2.127.204,36**	**1.461.885,53**	**2.425.482,06**	**3.983.969,98**	**6.524.277,31**	**7.555.441,05**	**8.513.019,22**
	Rata de actualizare economică	**3,00%**												
	VNAE	**55.065.602,12 €**	**270.895.230 lei**											
	RIRE	**7,34%**												
S2 - SR	**Economic**													
S2 - SR	Cost investițional incremental	- 10.706.584,35	- 15.069.881,45	- 45.235.957,08	- 364.806,11									
S2 - SR	Costuri de operare incrementale			786.422,52	- 25.393.032,32	- 23.369.697,62	- 21.783.082,37	- 20.087.364,63	- 18.289.626,98	- 18.333.530,30	- 18.377.536,79	- 18.423.540,56	- 18.469.647,30	- 18.517.752,13
S2 - SR	Reducerea de emisii de CO2			-	17.568.505,97	18.233.240,99	18.951.107,13	21.056.785,70	26.320.982,12	28.426.660,69	31.585.178,55	36.849.374,97	38.955.053,54	41.060.732,11
S2 - SR	Total Beneficii - Costuri	- 10.706.584,35	- 15.069.881,45	- 44.449.534,56	- 8.189.332,46	- 5.136.456,63	- 2.831.975,24	969.421,07	8.031.355,14	10.093.130,39	13.207.641,75	18.425.834,41	20.485.406,24	22.542.979,97
	Rata de actualizare economică	**3,00%**												
	VNAE	**238.058.900,30 €**	**1.171.130.760 lei**											
	RIRE	**13,88%**												

Anexa C7.8

AE C7.8	ANALIZA ECONOMICĂ	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
SR	**Emisii CO2**												
	Emisie CO2 din producerea separată E1	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86	56.071,86
	Producție EE separată din cărbune (def	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
	Factor emisie specifică CO2 raportat la	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823	0,823
	Emisie CO2 din producerea EE separată	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62	151.420,62
	Total Emisii CO2 echivalent	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**	**207.492,47**
S1	**Emisii CO2**												
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în c	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53	81.581,53
	Emisie CO2 din producerea ET separată												
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CH	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54	94.931,54
	Producție EE separată din cărbune (def	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39	89.014,39
	Emisie CO2 din producerea EE separată	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87	73.274,87
	Total Emisii CO2 echivalent	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**	**154.856,40**
S2	**Emisii CO2**												
	Emisie CO2 din producerea ET separată												
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CH	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94	183.945,94
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în c	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54	102.208,54
	Total Emisii CO2 echivalent	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**	**102.208,54**
	Costul emisiilor CO2 echivalent												
SR	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul c	93.371.612,39	97.521.461,83	101.671.311,27	103.746.235,99	108.933.547,79	114.120.859,59	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03	118.270.709,03
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul fa	69.685.380,04	72.782.508,04	75.879.636,04	77.428.200,04	81.299.610,04	85.171.020,05	88.268.148,05	88.268.148,05	88.268.148,05	88.268.148,05	88.268.148,05	88.268.148,05
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul fa	45.993.844,57	48.038.015,44	50.082.186,31	51.104.271,75	53.659.485,34	56.214.698,92	58.258.869,79	58.258.869,79	58.258.869,79	58.258.869,79	58.258.869,79	58.258.869,79
SR	**Beneficii economice**												
	Cost investițional incremental												
	Reducere costuri cu emisiile de CO2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S1 - SR	**Beneficii economice**												
S1 - SR	Cost investițional incremental												
S1 - SR	Costuri de operare incrementale	- 12.038.819,34	- 12.136.362,58	- 12.161.069,04	- 12.262.289,47	- 12.289.179,65	- 12.394.093,30	- 12.423.152,23	- 21.530.510,96	- 12.560.462,87	- 12.671.545,80	- 12.703.636,58	- 12.818.655,81
S1 - SR	Reducere costuri cu emisiile de CO2	23.686.232,36	24.738.953,79	25.791.675,23	26.318.035,95	27.633.937,75	28.949.839,55	30.002.560,98	30.002.560,98	30.002.560,98	30.002.560,98	30.002.560,98	30.002.560,98
	Total costuri economice	**11.647.413,02**	**12.602.591,21**	**13.630.606,20**	**14.055.746,48**	**15.344.758,10**	**16.555.746,24**	**17.579.408,76**	**8.472.050,02**	**17.442.098,11**	**17.331.015,18**	**17.298.924,41**	**17.183.905,17**
	Rata de actualizare economică												
	VNAE												
	RIRE												
S2 - SR	**Economic**												
S2 - SR	Cost investițional incremental												
S2 - SR	Costuri de operare incrementale	- 18.565.961,76	- 18.614.276,59	- 18.664.590,75	- 19.715.010,96	- 18.767.431,35	- 18.819.959,65	- 18.874.487,99	- 18.931.018,82	- 18.987.658,86	- 19.046.301,27	- 19.105.053,80	- 19.165.859,39
S2 - SR	Reducerea de emisii de CO2	47.377.767,82	49.483.446,39	51.589.124,96	52.641.964,24	55.274.062,45	57.906.160,67	60.011.839,24	60.011.839,24	60.011.839,24	60.011.839,24	60.011.839,24	60.011.839,24
S2 - SR	Total Beneficii - Costuri	28.811.806,06	30.869.169,80	32.924.534,21	32.926.953,28	36.506.631,10	39.086.201,02	41.137.351,25	41.080.820,42	41.024.180,38	40.965.537,96	40.906.785,44	40.845.979,85
	Rata de actualizare economică												
	VNAE												
	RIRE												

Anexa C7.9 ANALIZA DE SENZITIVITATE

1,00	F1. Variație Cost investițional (CAPEX)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 60.660.889,91	-7,18%	- 57.411.944,35	-1,44%	- 55.787.471,57	1,44%	- 52.538.526,01	7,18%	**30,3%**
RIRF(C)	-6,27%	-6,67%	-6,41%	-6,35%	-1,32%	-6,19%	1,34%	-5,84%	6,90%	
VNAE	238.058.900,30	233.804.331,55	-1,79%	237.207.986,55	-0,36%	238.909.814,05	0,36%	242.313.469,05	1,79%	**379,8%**
RIRE	13,88%	13,40%	-3,50%	13,78%	-0,72%	13,99%	0,73%	14,41%	3,76%	

1,00	F2. Variație Preț vânzare ET (PET)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 43.622.928,67	22,93%	- 54.004.352,10	4,59%	- 59.195.063,82	-4,59%	- 69.576.487,26	-22,93%	**121,8%**
RIRF(C)	-6,27%	-1,30%	79,33%	-5,06%	19,26%	-7,68%	-22,46%	#NUM!	#NUM!	
VNAE	238.058.900,30	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	-
RIRE	13,88%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	0,14	0,00%	

1,00	F3. Variație Preț vânzare EE (PEE)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 48.413.618,76	14,46%	- 54.962.490,12	2,89%	- 58.236.925,80	-2,89%	- 64.785.797,17	-14,46%	**134,6%**
RIRF(C)	-6,27%	-2,61%	58,40%	-5,41%	13,76%	-7,24%	-15,43%	-13,72%	-118,72%	
VNAE	238.058.900	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	238.058.900,30	0,00%	-
RIRE	13,88%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	13,88%	0,00%	

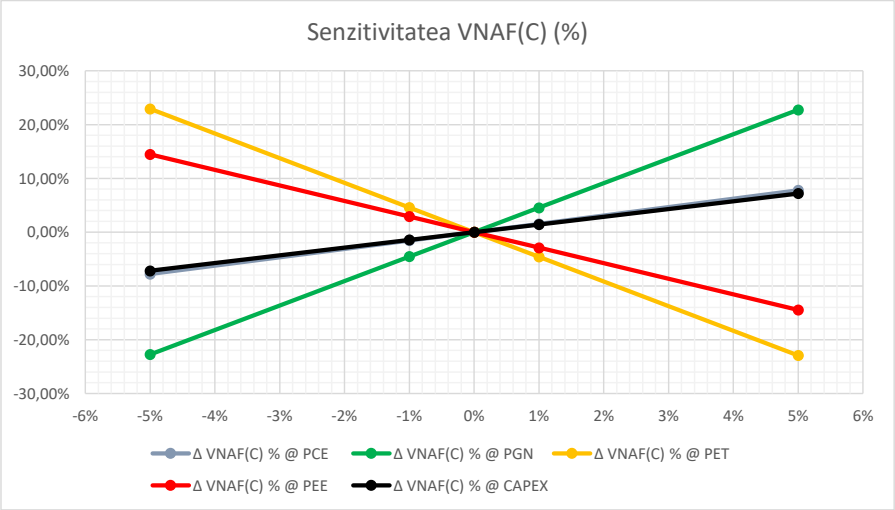
1,00	F4. Variație Preț achiziție GN (PGN)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 69.473.746,27	-22,75%	- 59.174.515,62	-4,55%	- 54.024.900,30	4,55%	- 43.725.669,65	22,75%	**78,0%**
RIRF(C)	-6,27%	#NUM!	#NUM!	-7,68%	-22,39%	-5,07%	19,22%	-1,30%	79,22%	
VNAE	238.058.900,30	216.225.666,45	-9,17%	233.692.253,53	-1,83%	242.425.547,07	1,83%	259.892.134,15	9,17%	**154,5%**
RIRE	13,88%	12,71%	-8,46%	13,65%	-1,72%	14,13%	1,74%	15,12%	8,86%	

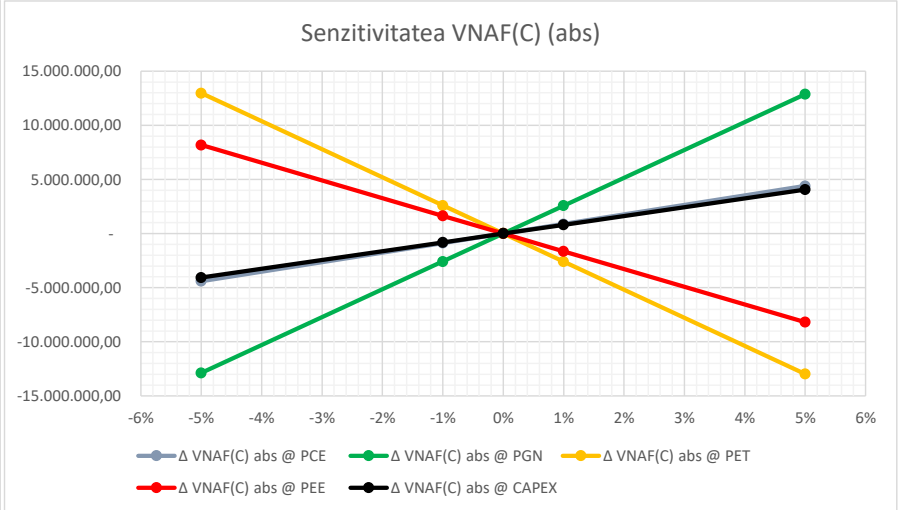
1,00	F5. Variație Preț achiziție certificate CO2 (PCE)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 56.599.707,96	- 61.002.214,80	-7,78%	- 57.480.209,33	-1,56%	- 55.719.206,59	1,56%	- 52.197.201,12	7,78%	**35,7%**
RIRF(C)	-6,27%	-9,40%	-49,86%	-6,80%	-8,38%	-5,78%	7,84%	-4,06%	35,23%	
VNAE	238.058.900,30	230.120.013,29	-3,33%	236.471.122,90	-0,67%	239.646.677,70	0,67%	245.997.787,31	3,33%	**249,9%**
RIRE	13,88%	13,49%	-2,82%	13,81%	-0,57%	13,96%	0,57%	14,28%	2,84%	

1,00	F6. Variație Preț umbră CO2 (PUC)									
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAE	238.058.900,30	208.813.627,75	-12,28%	232.209.845,79	-2,46%	243.907.954,81	2,46%	267.304.172,85	12,28%	**140,7%**
RIRE	13,88%	12,75%	-8,15%	13,66%	-1,61%	14,11%	1,60%	14,99%	7,95%	

Anexa C7.9.1. Diagrama de senzitivitate a indicatorului VNAF(C)

Variație @ Factor	34,6%	21,8%	5%	1%	0%	-1%	-5%	-22,0%	-64,3%	-69,7%
VNAF(C) @ PEE	0	- 48.413.618,76	- 54.962.490,12	- 56.599.707,96	- 58.236.925,80	- 64.785.797,17				
Δ VNAF(C) abs @ PEE	- 56.599.707,96	- 8.186.089,21	- 1.637.217,84	-	1.637.217,84	8.186.089,21				
Δ VNAF(C) % @ PEE	-100,00%	-14,46%	-2,89%	0,00%	2,89%	14,46%				
VNAF(C) @ PET		0	- 43.622.928,67	- 54.004.352,10	- 56.599.707,96	- 59.195.063,82	- 69.576.487,26			
Δ VNAF(C) abs @ PET		- 56.599.707,96	- 12.976.779,29	- 2.595.355,86	-	2.595.355,86	12.976.779,29			
Δ VNAF(C) % @ PET		-100,00%	-22,93%	-4,59%	0,00%	4,59%	22,93%			
VNAF(C) @ PGN			- 69.473.746,27	- 59.174.515,62	- 56.599.707,96	- 54.024.900,30	- 43.725.669,65	0		
Δ VNAF(C) abs @ PGN			12.874.038,31	2.574.807,66	-	- 2.574.807,66	- 12.874.038,31	- 56.599.707,96		
Δ VNAF(C) % @ PGN			22,75%	4,55%	0,00%	-4,55%	-22,75%	-100,00%		
VNAF(C) @ PCE			- 61.002.214,80	- 57.480.209,33	- 56.599.707,96	- 55.719.206,59	- 52.197.201,12		0	
Δ VNAF(C) abs @ PCE			4.402.506,84	880.501,37	-	- 880.501,37	- 4.402.506,84		- 56.599.707,96	
Δ VNAF(C) % @ PCE			7,78%	1,56%	0,00%	-1,56%	-7,78%		-100,00%	
VNAF(C) @ CAPEX			- 60.660.889,91	- 57.411.944,35	- 56.599.707,96	- 55.787.471,57	- 52.538.526,01			0
Δ VNAF(C) abs @ CAPEX			4.061.181,95	812.236,39	-	- 812.236,39	- 4.061.181,95			- 56.599.707,96
Δ VNAF(C) % @ CAPEX			7,18%	1,44%	0,00%	-1,44%	-7,18%			-100,00%





Anexa C7.9.2. Diagrama de senzitivitate a indicatorului VNAE

Variație @ Factor	279,8%	149,9%	54,5%	40,7%	5%	1%	0%	-1%	-5%
VNAE @ PUC				0	208.813.627,75	232.209.845,79	238.058.900,30	243.907.954,81	267.304.172,85
Δ VNAE abs @ PUC				238.058.900,30	29.245.272,55	5.849.054,51	-	- 5.849.054,51	- 29.245.272,55
Δ VNAE % @ PUC				-100,00%	-12,28%	-2,46%	0,00%	2,46%	12,28%
VNAE @ PGN			0		216.225.666,45	233.692.253,53	238.058.900,30	242.425.547,07	259.892.134,15
Δ VNAE abs @ PGN			238.058.900,30		21.833.233,85	4.366.646,77	-	- 4.366.646,77	- 21.833.233,85
Δ VNAE % @ PGN			-100,00%		-9,17%	-1,83%	0,00%	1,83%	9,17%
VNAE @ PCE		0			230.120.013,29	236.471.122,90	238.058.900,30	239.646.677,70	245.997.787,31
Δ VNAE abs @ PCE		238.058.900,30			7.938.887,01	1.587.777,40	-	- 1.587.777,40	- 7.938.887,01
Δ VNAE % @ PCE		-100,00%			-3,33%	-0,67%	0,00%	0,67%	3,33%
VNAE @ CAPEX	0				233.804.331,55	237.207.986,55	238.058.900,30	238.909.814,05	242.313.469,05
Δ VNAE abs @ CAPEX	238.058.900,30				4.254.568,75	850.913,75	-	- 850.913,75	- 4.254.568,75
Δ VNAE % @ CAPEX	-100,00%				-1,79%	-0,36%	0,00%	0,36%	1,79%