ROMÂNIA
JUDEŢUL CONSTANŢA
MUNICIPIUL CONSTANȚA
CONSILIUL LOCAL

HOTĂRÂRE

privind aprobarea Studiului de Fezabilitate
și a indicatorilor tehnico-economici aferenți investiției
" Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență, în municipiul Constanța – Revizia 3"

Consiliul local al municipiului Constanța, întrunit în ședința extraordinară din data de 16.12.2022.

Luând în dezbatere referatul de aprobare al domnului primar Vergil Chițac, înregistrat sub nr. 263073/15.12.2022, precum și raportul de specialitate al Direcției generale urbanism și patrimoniu înregistrat sub nr. 263078/2022.

Luând în considerare:
- avizul Comisiei de specialitate nr. 1 de studii, prognoze economico-sociale, buget, finanțe și administrarea domeniului public și privat al municipiului Constanța;
- avizul Comisiei de specialitate nr. 3 pentru servicii publice, comerț, turism și agrement;
- avizul Comisiei de specialitate nr. 5 pentru administrație publică, juridică, apărarea ordinii publice, respectarea drepturilor și libertăților cetățeanului;

Având în vedere:
- prevederile art. 8 alin. (3) lit. a), b) și art. 9 alin. (1) lit. c) din Legea nr. 51/2006 a serviciilor comunitare de utilități publice, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- prevederile art. 5, alin. (1) lit. a), ii) și art. 7 din H.G. nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;
- prevederile Art. 44, alin. (1) din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale cu modificările și completările ulterioare;
- solicitarea de clarificări nr.3 din data de 10.12.2022 privind revizuirea Hotărârii Consiliului local de aprobare a proiectului ca urmare a revizuirii analizei cost beneficiu;
- prevederile art.6, alin.40 din Contractul de finanțare nr.1/14.12.2022 și anume de prezentare a HCL revizuită în termen de 7 zile lucrătoare de la semnarea acestuia;

În temeiul prevederilor art. 129 alin (2), lit. b), alin. (4), lit. d), și ale art. 196 alin. (1) lit. a) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 57 din 2019 privind Codul administrativ cu modificările și completările ulterioare,

HOTĂRĂȘTE:

Art. 1. Se aprobă Studiul de fezabilitate și indicatorii tehnico-economici aferenți investiției " *Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență, în municipiul Constanța – Revizia 3"*, conform anexei care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art. 2. Valoarea totală estimată a investiției este de **624.555.114,00** lei fără TVA, respectiv **742.921.672,15** lei cu TVA, din care valoarea construcții-montaj (C+M) este de **191.615.490,00** lei fără TVA, respectiv **228.022.433,10** lei cu TVA.

Art. 3 Se aprobă încetarea valabilității H.C.L. nr. 546/22.11.2022 privind aprobarea Studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici aferenți investiției *"Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență, în municipiul Constanța – Revizia 2"*, începând cu data aprobării prezentei.

Art. 4. Serviciul secretariat, relații consiliul local și administrația publică va comunica prezenta hotărâre Direcției generale urbanism și patrimoniu - Serviciul planificare urbană și mediu, Direcției dezvoltare și fonduri europene și, spre știință, Instituției prefectului - județul Constanța.

Prezenta hotărâre a fost votată de consilierii locali astfel:
26 pentru, — împotrivă, — abțineri.
La data adoptării sunt în funcție 26 consilieri din 27 membri.

PREȘEDINTE ȘEDINȚĂ,
CRISTIAN OMOCEA

CONTRASEMNEAZĂ,
SECRETAR GENERAL,
FULVIA – ANTONELA DINESCU

Constanța
Nr. 612 / 16.12.2022

ANEXĂ LA
HCL NR. 612 / 2022

STUDIU DE FEZABILITATE

Proiect:

„Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța"

Beneficiar:

Municipiul Constanța

Elaborator:

PROARCOR SRL

Contract:

68468 / 29.03.2022

PREȘEDINTE ȘEDINȚĂ
CRISTIAN OMOCEA

CONTRASEMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL,
FIILVIA ANTONELA DINESCU

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 : C1-P1-SACET-S1-2022

Revizia 3

CUPRINS

CUPRINS 2

Cuprins Tabele **7**

Cuprins Desene **8**

Informațiile privind confidențialitatea **9**

Termenii și Abrevierile **10**

Unitățile de măsură **11**

A. PIESELE SCRISE **12**

1 INFORMAȚIILE GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚIE **12**

1.1 Denumirea obiectivului de investiție 12

1.2 Ordonatorul principal de credite/investitor 12

1.3 Ordonatorul de credite (secundar/terțiar) 12

1.4 Beneficiarul investiției 12

1.4.1 Beneficiarul final 12

1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate 12

1.6 Numărul și data contractului 12

2 SITUAȚIA EXISTENTĂ. NECESITATEA REALIZĂRII INVESTIȚIEI **13**

2.1 Informații generale 13

2.1.1 Concluziile studiului de prefezabilitate 13

2.1.2 Situația existentă. Necesitatea și oportunitatea investiției propuse 14

2.1.3 Abordarea studiului de fezabilitate și conturarea soluțiilor posibile 17

2.2 Prezentarea contextului 19

2.2.1 Politicile, strategiile, legislația, acordurile relevante, structuri instituționale și financiare 19

2.2.2 Alte programe de investiții în curs de implementare în cadrul SACET Constanța 22

2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor 23

2.4 Analiza cererii 31

2.4.1 Analiza cererii (general) 31

2.4.2 Necesarul de energie termică 32

2.4.3. Prognoza pe termen scurt, mediu și lung 36

2.5 Obiectivele preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice 37

2.5.1 Obiectivele generale 37

2.5.2 Obiectivele specifice 37

3 PREZENTAREA SCENARIILOR TEHNICO-ECONOMICE PROPUSE 39
3.0 Scenariile și configurațiile tehnice fezabile prezentate 39
3.0.1 Soluția A : CHP TG + CA 43
3.0.2 Soluția B : CHP MT + CA 44
3.0.3 Soluția C : CA GN 46
3.0.4 Stabilirea scenariilor factuale. Justificare 47
3.1 Particularitățile amplasamentului 48
3.1.1 (a) Descrierea amplasamentului 49
3.1.2 (b) Relațiile cu zone învecinate, accesuri existente, căi de acces posibile 51
3.1.3 (c) Orientările propuse față de punctele cardinale și alte puncte de interes 51
3.1.4 (d) Sursele de poluare existente în zonă 51
3.1.5 (e) Datele climatice și particularitățile de relief 51
3.1.6 (f) Existența unor condiționalități în zona alocată proiectului 52
3.1.7 (g) Caracteristicile geofizice ale terenului din amplasament 53
3.2 Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic 56
3.2.0 Scenariile și configurațiile tehnice fezabile identificate și prezentate 56
3.2.1 Descrierea soluțiilor tehnice pentru scenariile fezabile identificate 57
3.2.2 Caracteristicile și specificațiile tehnice principale 78
3.2.3 Caracteristicile și specificațiile tehnice pentru operare 85
3.3 Costurile obiectivului de investiție 87
3.3.1 Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții 87
3.3.2 Costurile estimative de operare pe durata normată de viață 91
3.4 Studiile de specialitate 96
3.4.1 Studiul topografic 96
3.4.2 Studiul geotehnic 96
3.4.3 Studiul hidrologic 96
3.4.4 Studiul privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice 96
3.4.5 Studiul de trafic și studiu de circulație 96
3.4.6 Raportul de diagnostic arheologic preliminar 96
3.4.7 Studiul peisagistic 96
3.4.8 Studiul privind valoarea resursei culturale 96
3.4.9 Studiile de specialitate necesare 96
3.5 Graficul de realizare a investiției 96

4 ANALIZA SCENARIILOR TEHNICO-ECONOMICE PROPUSE 98
4.1 Prezentarea cadrului de analiză 98
4.1.1 Cadrul de analiză 98
4.1.2 Scenariile analizate 98
4.2 Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc ce pot afecta investiția 100
4.2.0 Preambul 100
4.2.1 Vulnerabilitățile cauzate de factori de risc antropici 100
4.2.2 Vulnerabilitățile cauzate de factori de risc naturali 103
4.2.3 Vulnerabilitățile cauzate de schimbări climatice 105
4.2.4 Vulnerabilitățile cauzate de riscuri politice, economice și financiare 105
4.2.5 Necesarul de utilități și de relocare/protejare a utilităților 106
4.2.6 Soluțiile pentru asigurarea utilităților necesare 106
4.3 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții 106
4.3.1 Impactul social și cultural, inclusiv egalitatea de șanse 106
4.3.2 Forța de muncă ocupată prin realizarea investiției 107
4.3.3 Impactul asupra factorilor de mediu, biodiversității și siturilor protejate 107
4.3.4 Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic 110
4.4 Analiza cererii de bunuri și servicii 110
4.4.0 Preambul 110
4.4.1 Analiza cererii de energie termică 111
4.4.2 Analiza cererii de energie electrică 111
4.5 Analiza financiară 111
4.5.1 Condițiile de referință și premizele de realizare a analizei financiare 112
4.5.2 Sustenabilitatea financiară a proiectului 114
4.5.3 Costurile investiției. Deficitul de finanțare 114
4.6 Analiza economică 114
4.7 Analiza de senzitivitate 115
4.8 Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 115
5 SCENARIUL TEHNICO-ECONOMIC RECOMANDAT 120
5.1 Comparația scenariilor propuse d.p.d.v. tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor 120
5.2 Selectarea și justificarea scenariului optim recomandat 120
5.3 Descrierea scenariului optim recomandat 127
5.3.0 Preambul. Informații generale 127

5.3.1 Obiectul 1 – MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz 130
5.3.2 Obiectul 2 – CA : Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz 140
5.3.3 Obiectul 3 – DT : Degazor termic pentru apa de termoficare 150
5.3.4 Obiectul 3a – Auxiliare aferente stației de tratare a apei (incluse în Ob. 3 DT) 154
5.3.5 Obiectul 4 – AC : Acumulator de căldură 156
5.3.6 Obiectul 5 – SP : Stație de pompare agent termic 160
5.3.7 Obiectul 6 – FA : Foraje de apă 163
5.3.8 Obiectul 7 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit 166
5.3.9 Obiectul 8 – SG : Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri 172
5.3.10 Grupurile de măsurare 180
5.4 Principalii indicatori tehnico-economici 184
5.4.1 (a) Indicatorii maximali 184
5.4.2 (b) Indicatorii minimali 184
5.4.3 (c) Alți indicatori 186
5.4.4 (d) Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții 187
5.5 Conformarea obiectivului de investiție cu reglementările specifice 187
5.5.0 Preambul 187
5.5.1 Reglementările aplicabile proiectului de investiție 187
5.6 Surse de finanțare 187
5.6.1 Sursele de finanțare a investiției 187
5.6.2 Centralizatorul surselor de finanțare 194
6 URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME 195
6.1 Certificatul de urbanism 195
6.2 Extrasul de carte funciară aferent amplasamentului de proiect 195
6.3 Studiile de specialitate 195
6.4 Documentele pentru avizarea privind protecția mediului și apelor 195
6.4.1 Avizul de gospodărire a apelor (AGA) 195
6.4.2 Avizul de protecție a mediului (APM) privind emisiile industriale 195
6.4.3 Avizul NATURA 2000 privind ariile protejate 196
6.5 Avizele conforme privind asigurarea utilităților 196
6.6 Alte avize, acorduri și studii specifice 197
6.7 Autorizațiile pentru execuția lucrărilor 197
7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI 199
7.1 Informațiile despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției 199

7.2 Strategia de implementare 199
7.2.1 Condițiile impuse de programul de finanțare 199
7.2.2 Durata de execuție a obiectivului de investiție 203
7.2.3 Graficul de pregătire și implementare a obiectivului de investiție 204
7.2.4 Eșalonarea valorii de investiție pe ani 206
7.2.5 Cheltuielile eligibile. Valoarea finanțării 206
7.2.6 Resursele necesare realizării investiției 207
7.2.7 Planul de acțiune 207
7.2.8 Garanția tehnică 209
7.3 Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare 210
7.3.1 Pregătirea operatorului în vederea operării și mentenanței noii centrale 210
8 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI 212
8.1 Scenariul optim recomandat 212
8.2 *Finanțarea optimă recomandată* 212
8.3 Justificarea soluției de cogenerare în contextul cerințelor de eficiență energetică 212
8.4 Măsuri investiționale necesare, complementare obiectului de investiție 213
8.5 Recomandări 214
8.5.1 Recomandări privind pregătirea și implementarea proiectului 214
8.5.2 Recomandări privind exploatarea 214
8.5.3 Altele 217
B. PIESE DESENATE 219
C. ANEXE 219
C7. ANALIZA COST-BENEFICIU (ACB) 220

Cuprins Tabele

Tabel 1. Situația indicatorilor de operare SACET Constanța 29
Tabel 2. Evoluția pierderilor lunare de ET în anul de referință de bază (2022) 30
Tabel 3. Numărul de consumatori și Prețul de furnizare ET în SACET 31
Tabel 4. Necesarul ET pentru anul de referință (2020 / 2022) 33
Tabel 5. Estimarea necesarului ET medie lunară pentru anul de referință 33
Tabel 6. Necesarul ET lunar „la gard" în 2026 (anul de referință țintă pt. producție) 35
Tabel 7. Evoluția necesarului de ET în anii de referință, bază și țintă 35
Tabel 8. Prognoza evoluției consumului de energie termică 36
Tabel 9. Indicatorii de proiect aferenți instalației de cogenerare de înaltă eficiență 38
Tabel 10. Soluțiile potențiale identificate 42
Tabel 11. Performanțele instalației CHP cu TG 14,1 MWe 44
Tabel 12. Performanțele garantate pentru motoarele termice propuse 45
Tabel 13. Scenariile identificate 56
Tabel 14. Principalele specificații tehnice ale instalațiilor CHP din configurațiile S1, S2 57
Tabel 15. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S1 92
Tabel 16. Centralizator cheltuieli variabile S1 93
Tabel 17. Centralizator cheltuieli fixe S1 93
Tabel 18. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile S2 94
Tabel 19. Centralizator cheltuieli variabile S2 94
Tabel 20. Centralizator cheltuieli fixe S2 95
Tabel 21. Graficul de pregătire și realizare a investiției 96
Tabel 22. Necesarul de energie termică prognozat 98
Tabel 23. Acoperirea necesarului ET pentru scenariul S1 99
Tabel 24. Acoperirea necesarului ET pentru scenariul S2 99
Tabel 25. Matricea de management al riscurilor 116
Tabel 26. Tabel comparativ Motor cu gaz vs. Turbină cu gaz 120
Tabel 27. Centralizatorul comparativ cu punctajele scenariilor fezabile 126
Tabel 28. Centralizatorul indicatorilor financiari și economici pentru scenariile factuale 126
Tabel 29. Obiectele configurației propuse pentru scenariul S2 128
Tabel 30. Indicatorii maximali conform devizului general 184
Tabel 31. Indicatorii minimali 184
Tabel 32. Analiza producțiilor și emisiilor pentru scenariul S2 185
Tabel 33. Indicatorii de proiect 186
Tabel 34. Optimizarea eficienței echipamentelor termoenergetice prin mentenanță 211
Tabel 35. Diagrama actuală de reglaj temperaturi la sursă 215
Tabel 36. Diagrama propusă de reglaj temperaturi la sursă 215

Cuprins Desene

Figura 1. Evoluția lunară a pierderilor de ET în procente 30
Figura 2. Diagrama de evoluție a ET orare (căldurii) produse de sursa SACET Constanța 34
Figura 3. Curba clasată pentru anul de referință 34
Figura 4. Schema de proces a instalației CHP cu TG (generic) 44
Figura 5. Județul Constanța, România 49
Figura 6. Planul de situație CET Palas existent 50
Figura 7. Zonarea teritoriului cf. CR 1-1-4/2012 privind încărcările date de vânt 54
Figura 8. Zonarea teritoriului cf. CR1-1-3-2005 privind încărcările date de zăpadă 54
Figura 9. Harta zonării hazardului la inundații 104
Figura 10. Planul de amplasament (plan apropiat) 129
Figura 11. Planul de amplasament (plan îndepărtat, încadrarea în incinta CET Palas) 130
Figura 12. Schema funcțională MT 131
Figura 13. Schema simplificată de proces CA (cazane de apă caldă) 140
Figura 14. Schema simplificată de proces CA (cazane de abur și auxiliarele principale) 141
Figura 15. Schema funcțională DT 151
Figura 16. Schema funcțională ST 155
Figura 17. Schema funcțională AC 157
Figura 18. Schema funcțională SP 160
Figura 19. Amplasarea forajelor de apă 164
Figura 20. Schema funcțională FA 164
Figura 21. Schema electrică de principiu 169
Figura 22. Schema de proces pentru instalația existentă de utilizare a gazelor naturale 177

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 electrică normală CET Palas
B1.3	Schemă electrică monofilară 6 kV CET Palas
B1.4	Schemă termică de principiu CET Palas
B2	***Piese desenate – situație propusă***
B2.1	Plan de încadrare în zonă
B2.2	Plan topografic cu terenul alocat
B2.3	Plan de situație cu terenul alocat
B2.4	Plan de amplasament pentru configurația noii surse
B2.5	Schemă termomecanică de principiu (schema de proces simplificată), propusă
B2.6	Schemă electrică de principiu, propusă

C. ANEXE SF

C1	Listă de semnături
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
	C2.6 Deviz general și devize obiect – Scenariul contrafactual SR
	C2.3 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul factual S1
	C2.4 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul factual S2
	C2.5 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul contrafactual SR
C3	Specificații tehnice principale
	C3.1 Necesar ET lunar pentru anii 2022 ... 2029 – Scenariile S1, S2, SR
	C3.1a Diagrame evoluție căldură medie lunară și ET lunară – 2022 ... 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
	C3.9 Lista standardelor, normelor și reglementărilor recomandate pentru CHP
C4	Grafic de pregătire și realizare a proiectului
C5	Certificat de urbanism
C6	Extras de carte funciară
C7	Analiza cost-beneficiu (ACB) – vezi cuprins separat
C8	Ghid Specific PNRR C6 I3 CHP inclusiv anexele aferente

C7. ANALIZA COST-BENEFICIU (ACB)

C7.0	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, incl. diagrame – Scenariul S2
C7.10	Fișier Excel cu calculele tehnice și economice (SF+ACB)

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 ŞI 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 ŞI 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 a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență pentru Municipiul Constanța

1.2 Ordonatorul principal de credite/investitor

UAT Municipiul Constanța

Constanța RO 900725, Bulevardul Tomis nr. 51, CUI: 4785631

1.3 Ordonatorul de credite (secundar/terțiar)

UAT Municipiul Constanța

Constanța RO 900725, Bulevardul Tomis nr. 51, CUI: 4785631

1.4 Beneficiarul investiției

UAT Municipiul Constanța

Constanța RO 900725, Bulevardul Tomis nr. 51, CUI: 4785631

1.4.1 Beneficiarul final

Termocentrale Constanța SRL

Constanța, Str. Badea Cârțan nr.14, județul Constanța, CUI: RO 43709449

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

68468 / 29.03.2022, încheiat între Proarcor SRL și UAT Municipiul Constanța

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.

Cerințele temei de proiectare

Conform temei de proiectare stabilite pentru proiectul "*Sursă de producție energie utilă, termică și electrică, prin cogenerare de înaltă eficiență*" pentru SACET Constanța, în conformitate cu conținutul cadru din Anexa nr. 2 la HG nr. 907/ 2016:

- Se intenționează ca UAT Constanța, constituită legal în baza legislației în vigoare, să aplice pentru un program de finanțare care să-i permită dezvoltarea unei surse complete de energie termică la cele mai noi standarde și în conformitate cu toate cerințele de eficiență energetică, mediu și schimbări climatice.
- Se apreciază că, pentru dezvoltarea unei surse noi de energie, flexibilă și adaptată la cerințele SACET pe termen scurt și mediu, cu utilizarea atât a tehnologiei de cogenerare de înaltă eficiență de ultima generație pe gaz natural cât și a unor tehnologii bazate pe resurse energetice regenerabile, inclusiv pentru adoptarea amestecului de gaz natural cu hidrogen verde, este necesar un teren adecvat cu o suprafață totală de cca. 35.000 mp.
- Terenul pentru dezvoltarea noii centrale este intravilan, aflat în incinta actuală a centralei electrice de termoficare CET Palas, construită în 1970, deținută de Electrocentrale Constanța SA, fostă sucursală a Electrocentrale București SA (ELCEN) din care s-a desprins la data de 01.10.2014. Obiectul de activitate al Electrocentrale Constanța să este producerea de energie electrică în cogenerare, respectiv producerea și transportul energiei termice sub formă de apă fierbinte.
- Societatea Electrocentrale Constanța să a intrat în procedură generală a insolvenței în data de 24.05.2019 în temeiul încheierii nr. 283/2019 a Tribunalului Constanța în dosarul nr. 2760/118/2019. Planul de reorganizare a societății, întocmit de administratorul special în insolvență, a fost aprobat în Adunarea Creditorilor din data de 27.04.2022.
- Orientările construcțiilor și ale echipamentelor propuse se vor face pe baza recomandărilor certificatului de urbanism pentru faza de construcție, respectând P.O.T., C.U.T. și ținându-se cont de alți indicatori urbanistici relevanți din document.
- În incinta amplasamentului actual al CET Palas a fost identificată posibilitatea de dezvoltare a noii surse în condiții favorabile, prin preluarea activelor funcționale ale CET Palas și folosirea infrastructurii existente în incintă pentru alimentarea cu gaze, apă, canalizare, a infrastructurii de racordare la SEN pentru evacuarea energiei electrice (se asigură accesul fizic la stația electrică de 110 kV), respectiv a infrastructurii de racordare la rețeaua de termoficare a Municipiului Constanța.
- Stația de tratare chimică a apei va fi utilizată în cadrul configurației noii surse SACET.
- 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.

- Sursa actuală pentru asigurarea energiei termice în cadrul SACET Constanța este CET Palas, centrală care funcționează în prezent cu două cazane de apă fierbinte (CAF) de 100 Gcal/h, cu funcționare pe combustibil principal gaz natural (GN). Sursa actuală de producție a energiei termice pentru SACET Constanța dispune de toate avizele de funcționare necesare și rămâne în funcție până la intrarea în operare a noii centrale.
- SC Termoficare Constanța SRL este operatorul SACET care a preluat activitatea de transport și distribuție începând cu data de 01.09.2021 în baza contractului de delegare a gestiunii nr. 116750 din data de 10.06.2021 încheiat cu autoritatea publică locală. Principalul obiect de activitate al Termoficare Constanța SRL îl reprezintă transportul, distribuția și furnizarea în Municipiul Constanța, prin intermediul celor 136 puncte termice, energia termică fiind achiziționată în prezent printr-un contract de furnizare de la Electrocentrale Constanța să (CET Palas) reprezentând cca. 97,83% din ET necesară.
- Energia termică furnizată de CET Palas este produsă cu tehnologie convențională de producere separată, fără cogenerare. Astfel, în ansamblul său, SACET Constanța nu îndeplinește cerința actuală de eficiență energetică a surselor de energie termică stabilită prin Directiva 27/2012/EU.

Noua sursă va fi în proprietatea UAT Municipiul Constanța, beneficiarul investiției. Ca măsuri prevăzute de beneficiarul investiției, este înființată societatea Termocentrale Constanța SRL cu scopul de a opera ca producător de energie termică și electrică, inclusiv prin preluarea activelor funcționale ale Electrocentrale Constanța să în vederea realizării continuității activității de producere a energiei termice SACET Constanța, în baza Hotărârii Consiliului Local nr. 255/30.05.2022.

2.1.2 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 și a necesității investiției propuse.

În cadrul SACET Constanța activează la nivelul anului 2022 două entități:

- Electrocentrale Constanța SA, deținută de Ministerul Energiei, producător de energie termică fără cogenerare, în cadrul CET Palas Constanța;
- Termoficare Constanța SRL, societate înființată în 2021 de Consiliul Local al Municipiului Constanța, care asigură preluarea energiei termice de la CET Palas, respectiv transportul, distribuția și furnizarea energiei termice necesară încălzirii și apei calde pentru populația și consumatorii racordați la SACET.

La acest moment, Electrocentrale Constanța să se află în procedură de insolvență cu exprimarea intenției ferme de reorganizare prin depunerea Planului de reorganizare care se bazează pe mecanismul de dare în plată prevăzut de OUG nr. 60/2019 pentru activele funcționale industriale.

În urma înțelegerilor realizate între Municipiul Constanța și Ministerul Energiei, s-a stabilit ca activele CET Palas necesare operării sistemului SACET Constanța să fie transferate către UAT Constanța / operatorul desemnat de UAT Constanța pentru exploatarea noii centrale, în scopul dezvoltării unui SACET modern și integrat.

UAT Municipiul Constanța a aprobat intenția de preluare a activelor funcționale de la CET Palas și superficie pentru teren. Superficia deja materializându-se, ea fiind aprobată conform Hotărârii nr. 1 din 09.08.2022 a Adunării creditorilor Electrocentrale Constanța SA, urmează ca în perioada următoare să se materializeze și preluarea activelor funcționale de la Electrocentrale Constanța să de către Termocentrale Constanța SRL.

În baza Hotărârii Consiliului Local nr. 255/30.05.2022, activele funcționale CET Palas ale Electrocentrale Constanța să vor fi preluate de noua societate Termocentrale Constanța SRL, societate care va asigură continuitatea activității de producere a energiei termice necesare în cadrul SACET Constanța. Energia termică produsă de Termocentrale Constanța SRL va fi preluată de Termoficare Constanța SRL.

2.1.2.1 Sursa de producere a energiei termice pentru SACET

Principala sursă de producere a energiei termice pentru SACET Constanța o reprezintă în prezent centrala termo-electrică CET Palas deținută de Electrocentrale Constanța SA, cu funcționare pe gaz natural și, în cazuri excepționale, pe păcură ușoară.

Capacitățile de producție existente la nivelul CET Palas sunt următoarele:

- 2 cazane de abur energetic de tip C4-P/G de câte 420 t/h cu presiunea de 140 bar și temperatura de 550°C (CAE1, CAE2);
- 2 turbine cu abur și generator, cu condensație și prize reglabile la 10-16 bar respectiv 0,7-2,5 bar, fiecare având puterea electrică instalată de 50 MWe (TA1, TA2);
- 2 cazane de abur industrial cu debitul de 105 t/h și presiunea de 15 bar;
- 3 cazane de apă fierbinte de câte 100 Gcal/h (CAF2, CAF3 și CAF5).

După anul 2016, din cauza retragerii din exploatare a grupurilor energetice bazate pe CAE1+TA1 și CAE2+TA2, CET Palas a funcționat **doar în regim de centrală termică**, fără a mai beneficia de bonus de cogenerare (sursa CET Palas este înscrisă pe lista capacităților de producere în cogenerare publicată de ANRE în anul 2016).

Capacitățile existente 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.

2.1.2.2 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.

Termoficare Constanța SRL a preluat activitatea serviciului public de alimentare centralizată cu energie termică (SPAET) începând cu data de 01.09.2021, conform contractului de delegare a gestiunii nr. 116750 din data de 10.06.2021, încheiat cu autoritatea publică locală.

Principalul obiect de activitate al Termoficare Constanța SRL îl reprezintă transportul energiei termice produsă de către Electrocentrale Constanța SA. (aflat în procedură de insolvență)în centrala termo-electrică CET Palas, respectiv distribuția și furnizarea energiei termice, prin intermediul a 136 puncte termice și rețele de distribuție aferente, sub formă de agent termic pentru încălzire și apă caldă de consum, către consumatorii racordați la SACET Constanța.

În prezent, în cadrul Termoficare Constanța SRL își desfășoară activitatea în medie un număr de 353 salariați (peste 75% activează în zona de exploatare, reparații, întreținere și producție, dispecerat, intervenții).

Societatea funcționează în baza Licenței nr. 2295/17.12.2021 acordată de către ANRE pentru prestarea serviciului public de alimentare centralizată cu energie termică. RTP, PT, RTS și CTB se află sub operarea Termoficare Constanța SRL.

Caracteristicile capacităților energetice de transport și distribuție a energiei termice exploatate în baza licenței (rețeaua termică de transport și de distribuție), sunt următoarele:

2.1.2.2.1 Rețeaua termică primară de transport (RTP sau RT)

Lungimea traseului rețelei termice primare pentru transportul ET către substațiile SACET este de 73,098 km, din care 11,138 km amplasament suprateran și 61,960 km amplasament subteran. La acest moment, cca. 13,07% din trasee sunt reabilitate, altele fiind în curs de reabilitare.

Lungimea totală a conductelor este de 146,196 km, din care 123,920 km în subteran și 22,276 km în aerian.

Utilizatorii / consumatori finali racordați la RTP sunt:

- 24 utilizatori casnici,
- 11 instituții publice,
- 18 agenți economici.

Sistemul de rețele termice de transport este preponderent bi-tubular închis (tur/retur), cu aceleași diametre pe tur și respectiv pe retur. RTP este format din 2 magistrale de tip radial (arborescente), racorduri la PT și racorduri directe la consumatori. Sistemul prezintă 2 brețele de interconectare între cele două magistrale.

Odată cu preluarea RTP de către CLM Constanța, începând cu data de 01.01.2020 Termoficare Constanța SRL cumpără energia termică sub formă de apă fierbinte de la Electrocentrale Constanța să la gardul centralei CET Palas. De asemenea, au fost preluați de Termoficare Constanța SRL și un număr de 63 de consumatori (casnici, industriali) care au puncte termice / module termice proprii, racordate la RTP.

2.1.2.2.2 Punctele termice (PT)

În cadrul SACET Constanța sunt 136 de puncte termice racordate la RTP, cu o capacitate totală instalată de 813 MW, din care 254 MW pentru apă caldă de consum (ACC) și 554 MW pentru încălzire.

În toate aceste puncte termice au fost înlocuite pompele de termoficare cu pompe moderne, cu turație variabilă prin convertizor de frecvență, respectiv au fost montate module de expansiune și stații de dedurizare a apei de adaos în circuitul de încălzire. Un număr de 117 PT sunt complet automatizate și integrate într-un sistem dispecer de monitorizare și comandă la distanță a proceselor, prin sistem SCADA.

În prezent sunt în funcțiune 134 PT, din care 2 PT sunt în conservare.

În cadrul SACET Constanța sunt incluse și 63 module termice (MT), de capacitate mai mică.

2.1.2.2.3 Rețeaua termică secundară de distribuție (RTS sau RD)

Lungimea traseului de rețele termice secundare (RTS), pentru distribuția ET de la substațiile SACET către consumatori, este de 227,400 km, cu amplasament subteran. La acest moment, cca. 18,34% din trasee sunt reabilitate, altele fiind în curs de reabilitare.

Utilizatorii / consumatorii finali racordați la RTS sunt:

- 44.198 utilizatori casnici,
- 78 instituții publice,

- 946 agenți economici.

Sistemul de rețele termice de distribuție este bi-tubular închis (tur/retur) cu aceleași diametre pe tur și pe retur, în cazul încălzirii, și bi-tubular deschis (tur ACC / retur pentru recircularea ACC), în cazul ACC.

RTS sunt de tip radial, atât în cazul încălzirii, cât și al apei calde de consum. RTS este compusă din 4 sau 3 conducte (2 de încălzire și 1 de ACC – în general lipsește conducta de recirculare).

2.1.2.2.4 Centrale termice de cvartal și bloc (CTC, CTB)

În cadrul SACET Constanța sub operarea Termoficare Constanța SRL sunt:

- 3 centrale termice de cvartal, pe gaz natural, fără cogenerare, fiecare alimentând centralizat zona arondată de consumatori, pentru încălzire și ACC, cu o capacitate termică totală instalată de 16,59 MWt, respectiv CT Energia, CT Palas și CT 47. Notă: CT 37 a fost transformată în PT. CT 47 poate funcționa și ca PT. Aceste centrale au o rețea termică de distribuție cu lungime de traseu de 2,5 km.
- 45 centrale termice de bloc, pe gaz natural, fără cogenerare, cu o capacitate termică totală instalată de 15,09 MWt, din care 18 CT în ansamblul de locuințe pentru tineri în zona Baba Novac, 20 CT amplasate în blocurile ANL, respectiv 7 CT pentru deservirea locuințelor sociale de pe Aleea Zmeurei.

2.1.2.2.5 Punctele de racord la consumatori

Punctele de racord la consumatori sunt dotate cu contoare de energie termică.

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 ponderea energiei termice livrată dintr-o sursă de cogenerare de înaltă eficiență. Acest program de modernizare este în curs de realizare, așa cum se indică în cap. 2.2.2.

2.1.3 Abordarea studiului de fezabilitate și conturarea soluțiilor posibile

În acest studiu vom identifica și analiza scenarii 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) tehnico-economice

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.

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.

Scenariul/configurația SR

Este un scenariu de referință credibil, real, pentru situația ipotetică în care nu s-ar implementa 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.

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 fie instalație 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.

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

- Acumulator de căldură (AC) pentru optimizarea funcționării instalației de cogenerare și a sistemului SACET
- Stație de pompare (SP) pentru realizarea circulației în circuitul termic primar SACET
- Sistem de alimentare cu apă tratată din stația de tratare chimică a apei (ST)
- Sistem de degazare termică pentru apa de adaos în rețeaua de termoficare (DT)
- Foraje de apă (FA)
- Stație electrică aferentă noii surse împreună cu sistemul de conducere aferent (SE)

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 (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 Constanța. Una din măsurile prevăzute pentru asigurarea țintei 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 CHP*.

Având în vedere 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; următoarele sunt avute în vedere, conform draft-urilor studiate:

- până la **31.12.2025**: **50%** ET livrată dintr-o combinație de surse CHP GN + RES, fără existența unui prag minim pentru ET din RES;
- de la **01.01.2026**: **50%** ET livrată dintr-o combinație de surse CHP GN + RES, din care minim **5%** ET RES;
- de la **01.01.2035**: **80%** ET livrată dintr-o combinație de surse CHP GN + RES, din care minim **20...35%** ET RES;
- de la **01.01.2045**: **95%** ET livrată dintr-o combinație de surse CHP GN + RES, din care minim **50%** ET RES;
- de la **01.01.2050**: **100%** ET 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 doar soluția de producere a energiei termice cu o instalație de cogenerare de înaltă eficiență, completată cu o instalație „de vârf" fără cogenerare dar absolut necesară pentru asigurarea necesarului de energie termică.

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.

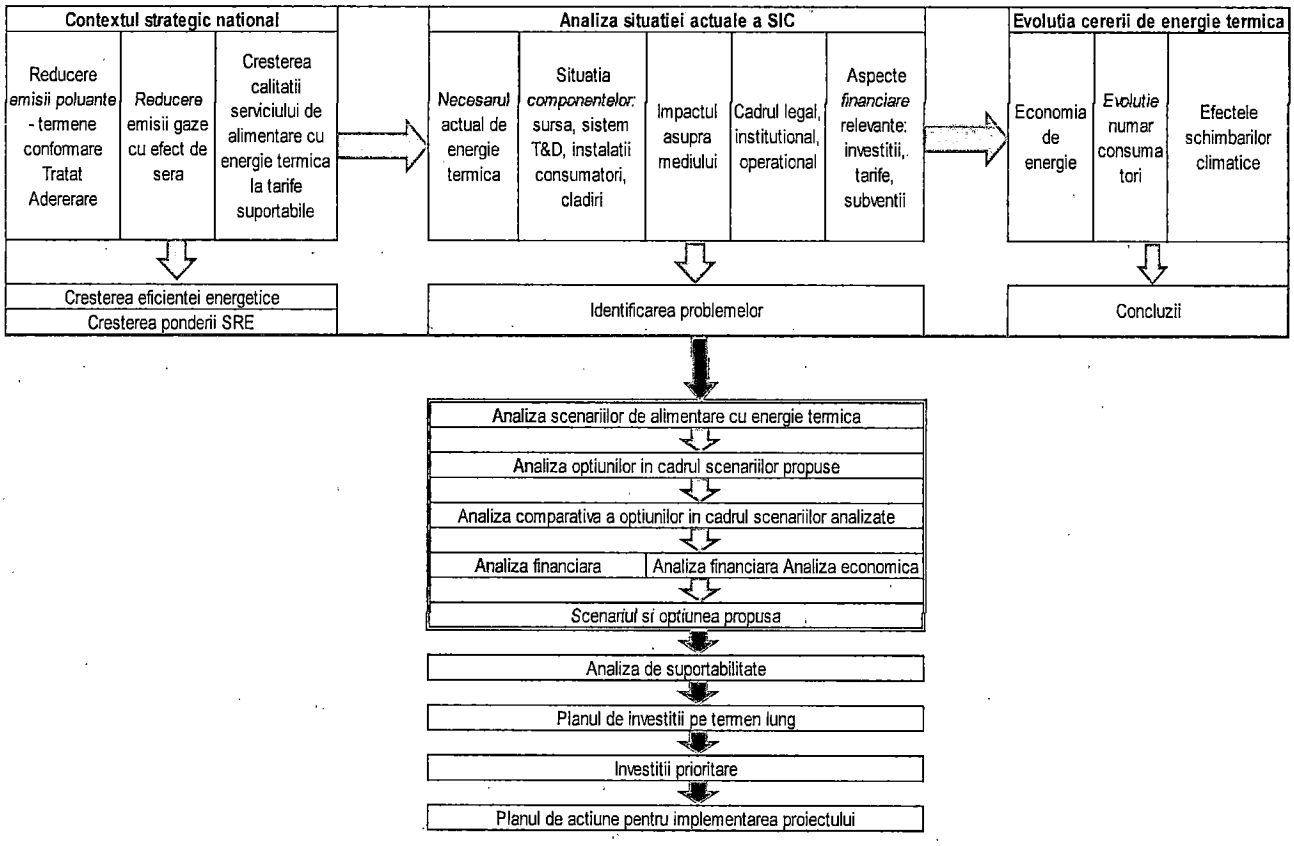
Prezentul studiu de fezabilitate a fost elaborat ținând cont în principal de următoarele date, documente ale beneficiarului și reglementări de bază, lista nefiind exhaustivă:

- **Datele de intrare cu privire la SACET Constanța** primite din partea beneficiarului Municipiul Constanța și din partea Termoficare Constanța SRL respectiv CET Palas;
- **Strategia de alimentare în sistem centralizat cu energie termică** a Municipiului Constanța, adoptată prin HCLM nr. 240820 / 12.12.2019, în curs de actualizare;
- **Strategia integrată de dezvoltare urbană (SIDU)** a Municipiului Constanța, adoptată prin Hotărârea Asociației de Dezvoltare Intercomunitară Zona Metropolitană Constanța nr. 2 / 09.10.2017;
- **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 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*") 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 existente pe plan local.



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 CHP, 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 și al elaborării unui studiu de fezabilitate dedicat pentru soluția RES potrivită, în acord cu Directiva EED adoptată oficial (EED II Recast).

Astfel, studiul prezent se va concentra doar pe componenta investițională absolut necesară pentru realizarea noii surse SACET Constanța prin utilizarea unei instalații 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 (CO_2eq) raportată la energia utilă (electrică și termică) sub pragul de 250 gCO_2/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 – 2030, 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 Constanța, 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 Constanța.

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

În prezent, pe lângă alte proiecte de dezvoltare urbană derulate de Municipiul Constanța 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 Constanța se află în derulare următoarele proiecte de retehnologizare rețele și puncte termice, finanțate prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020, Axa prioritară 7, Obiectivul specific 7.1 "*Creșterea eficienței energetice în sistemele centralizate de transport și distribuție a energiei termice în orașele selectate*":

- Reabilitarea rețelelor termice primare / transport ET din Municipiul Constanța - etapa 1

- Reabilitarea rețelelor termice primare / transport ET din Municipiul Constanța - etapa 2

Aceste proiecte au ca termen de finalizare sfârșitul anului 2023.

Totodată sunt prevăzute măsuri pentru continuarea acțiunii de reabilitare a rețelelor termice primare și secundare, astfel încât, până la nivelul anului 2027-2028 pierderile existente în cadrul rețelei SACET Constanța să se reducă semnificativ.

2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Sursa actuală pentru asigurarea energiei termice în cadrul SACET Constanța este Centrala Electrică de Termoficare CET Palas, pusă în funcțiune în anul 1970.

Caracteristicile tehnice nominale ale principalelor echipamente din sursa CET Palas

Capacitățile de producție existente în CET Palas sunt următoarele:

- 2 cazane de abur energetic de tip C4-P/G fiecare cu debitul de 420 t/h, presiunea de 140 bar și temperatura de 550 °C (CAE 1 și 2);
- 2 turbogeneratoare cu condensație și prize reglabile la 10-16 bar și 0,7-2,5 bar, fiecare având puterea electrică instalată de 50 MWe (TA 1 și 2) ;
- 2 cazane de abur industrial fiecare cu debitul de 105t/h, presiunea de 16 bar și temperatura de 250 °C (CAI 3 și 4);
- 3 cazane de apă fierbinte de câte 100 Gcal/h (CAF 2, 3 și 5).

Cazanele au fost construite pentru arderea păcurii și/sau gazelor naturale. Până în anul 2000 au funcționat exclusiv pe păcură, neexistând infrastructura de alimentare cu gaze naturale a Municipiului Constanța. În anul 2001 s-a realizat investiția necesară pentru trecerea la funcționarea pe gaze naturale a CET Palas.

În prezent blocurile energetice CAE1+TA1 respectiv CAE2+TA2 sunt retrase din exploatare din cauza următoarelor considerente principale:

- cazanele nu mai respectau cerințele privind valorile limită a emisiilor;
- conductele de abur și de alimentare cu apă aferente și-au epuizat durata de viață
- eventuala investiție de înlocuire a conductelor, în valoarea de circa 9,2 milioane euro, nu se justifică, datorită perioadei de funcționare reduse în timpul anului;
- vechimea și starea fizică a cazanelor energetice și turbinelor de abur nu justifică o eventuală investiție de modernizare sau de înlocuire.
- grupurile energetice sunt supradimensionate pentru situația de consum de după anii 2000, concomitent cu faptul că eficiență energetică netă globală era de numai circa 68 % în baza ultimelor înregistrări;
- lipsa personalului calificat, în condițiile în care majoritatea personalului de exploatare și mentenanță s-a pensionat, iar pe piața muncii nu se găsește personal adecvat.

În prezent, pentru asigurarea necesarului de energie termică în sezonul cald (de vară), funcționează cazanul de abur industrial CAI 4.

Cu toate că CET Palas se regăsește pe lista publicată la sfârșitul anului 2016 de către ANRE cu capacitățile de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de bonus de cogenerare, din cauza retragerii din exploatare a grupurilor energetice, începând din anul 2016 CET Palas a funcționat doar în regim de centrală termică (CT Palas).

Deși funcționarea în regim de centrală termică respectă valoarea de referință pentru randamentul de producere separată de energie termică stabilită de Regulamentele de aplicare a Directivei de eficiență

energetică 2012/27/UE, operarea este costisitoare, neeconomică și contrară actualei politici energetice la nivel național și comunitar.

În ceea ce privește poluarea aerului, poluanții vizați sunt dioxizii de sulf, oxizii de azot și pulberile. 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.

Sursele de producere a energiei termice care mai pot funcționa în prezent sunt CAF 2, 3 și 5, iar începând cu anul 2023 este incertă asigurarea necesarului de energie termică al Municipiului Constanța în condițiile în care nu se vor respecta normele de mediu și nu va fi posibilă o derogare din partea APM până la realizarea noii surse.

De aceea, este necesar să fie executate cât mai urgent lucrări de montare surse de energie termică care se conformează la normele de mediu și, parțial, funcție de evoluția consumului de energie termică, surse care să respecte cerințele de eficiență energetică ale Directivei 2012/27/CE referitoare la producerea energiei în cogenerare de înaltă eficiență și la creșterea aportului de energie din resurse energetice regenerabile.

Situația conformării la cerințele legislației de mediu a instalațiilor mari de ardere (IMA) din CET Palas este următoarea:

1. IMA 1/4 de 287 MWt, are în componență cazanul energetic CAE 1 de 287MWt, dotat din anul 2006 cu instalație de ardere cu NOx redus, care poate funcționa cu combustibil gaz natural și/sau păcură. Gazele rezultate din arderea combustibililor sunt evacuate pe coșul de fum individual de 250 m înălțime. Pentru perioada 01.01.2016 ÷ 30.06.2020, IMA 1/4 a fost inclusă în Planul Național de Tranziție (PNT) cu derogare privind valorile limită ale emisiilor (VLE) pentru SO2, NOx, CO și pulberi (PM), conform art. 32 din Legea nr. 278/2013 privind emisiile industriale (pentru CAE 1 cu funcționare exclusiv pe gaz natural) .

2. IMA 2 de 116 MWt, are în componență cazanul de apă fierbinte CAF 2 de 116 MWt. Acest cazan este dotat cu arzătoare care pot funcționa cu combustibil gaz natural și/sau păcură. Gazele rezultate din ardere sunt evacuate pe coșul de fum individual de 50 m înălțime. Pentru perioada 01.01.2016 ÷ 31.12.2022. IMA 2 beneficiază de derogare în conformitate cu art. 35 din Legea 278/2013 privind emisiile industriale și poate funcționa exclusiv pe gaz natural. IMA 2 respectă VLE aplicabile până la data de 31.12.2015, respectiv: SO2 = 35 mg/Nm3; NOx = 300 mg/Nm3; CO = 100 mg/Nm3; PM = 5 mg/Nm3.

3. IMA 3 de 116 MWt, are în componență cazanul de apă fierbinte CAF 3 de 116 MWt. Acest cazan este dotat cu arzătoare care pot funcționa cu combustibil gaz natural și/sau păcură. Gazele rezultate din arderea combustibililor sunt evacuate pe coșul de fum individual de 50 m înălțime. În perioada 01.01.2016 ÷ 31.12.2022, IMA3 poate funcționa în regim de derogare conform art. 35 din legea 278/2013. IMA 3 respectă VLE aplicabile până la data de 31.12.2015, respectiv: SO2 = 35mg/Nm3; NOx = 300 mg/Nm3; CO = 100 mg/Nm3; PM = 5 mg/Nm3.

4. IMA 5 de 409,2 MWt, are în componență următoarele:

• 1 cazan de abur CAE 2 de 287 MWt, care este dotat din anul 2008 cu instalație de ardere cu NOx redus; cazanul poate funcționa cu combustibil gaz natural și/sau păcură;

• 1 cazan de abur industrial CAI 3 de 49,2 MWt, dotat cu arzătoare care pot funcționa cu combustibil gaz natural și/sau păcură;

• 1 cazan pentru abur industrial CAI 4 de 73 MWt, dotat cu arzătoare care pot funcționa doar cu păcură.

Gazele de ardere de la IMA 5 sunt evacuate pe coșul de fum de 100 m înălțime. Pentru perioada 01.01.2016 ÷ 30.06.2020, IMA 5 este inclusă în PNT cu derogare privind VLE pentru SO2, NOx, CO și pulberi conform art. 32 din Legea 278/2013 privind emisiile industriale. IMA 5 respectă VLE aplicabile până la data de 31.12.2015, respectiv: SO2 = 35mg/Nm3; NOx = 300 mg/Nm3; CO = 100 mg/Nm3; PM = 5 mg/Nm3.

5. IMA 7 de 116 MWt, este formată dintr-un cazan de apă fierbinte CAF 5 de 116 MWt, dotat cu arzătoare cu NOx redus din anul 2008, care pot funcționa cu combustibil gaz natural și/sau păcură. Gazele rezultate în urma procesului de ardere a combustibililor sunt evacuate pe coșul de fum individual de 50 m înălțime. În perioada 01.01.2016 ÷ 31.12.2022. IMA 7 beneficiază de derogare în conformitate cu art. 35 din Legea 278/2013 privind emisiile industriale și poate funcționa exclusiv pe gaz natural. IMA 7 respecta VLE aplicabile până la data de 31.12.2015, respectiv: SO2 = 35mg/Nm3; NOx = 300 mg/Nm3; CO = 100 mg/Nm3; PM = 5 mg/Nm3.

Actualmente, pentru conformarea la cerințele Legii nr. 278/2013 (Directivei LCPD), trebuie să se respecte următoarele valori pentru IMA: NOx = 100 mg/Nm3 (actualmente 300); CO = 100 mg/Nm3; SO2 = 35mg/Nm3; PM = 5 mg/Nm3.

Autorizația integrată de mediu existentă asigură în prezent funcționarea sursei pentru producția de energie termică necesară în cadrul SACET Constanța.

Masurile de retehnologizare sunt costisitoare și nerentabile pentru instalațiile existente care prezintă un grad de uzură tehnică și morală înaintată, situație care impune realizarea de noi surse/instalații de producere a energiei cu tehnologie modernă de ultimă generație, cu cogenerare de înaltă eficiență dimensionate atât pentru nivelul actual de consum din cadrul SACET Constanța cât și ținând cont de perspectiva de dezvoltare a municipiului pe termen mediu și lung.

Argumentele realizării unei noi surse în incinta amplasamentului actual al CET Palas prezentate anterior sunt după cum urmează:

- Sarcinile ce rezultă din prevederile Directivei 2012/27/CE privind eficiență energetică, coroborate cu expirarea la finele anului 2022 a perioadei de tranziție acordata unor cazane din punct de vedere al respectării valorilor emisiilor conduc la concluzia ca este necesar ca în cadrul CET Palas să se instaleze surse de producere a energie termice în cogenerare pentru acoperirea curbei de sarcină împreună cu o sursă de vârf necesară pentru completarea necesarului de consum de ET. Sursa de vârf va juca totodată rolul unei surse de rezervă pentru sursa de cogenerare.
- Producerea energiei termice în cogenerare de înaltă eficiență, care să producă simultan și energie electrică, în instalații cu eficiență globală de 85 ... 90 %, presupune reducerea energiei primare a combustibilului gazos (gaz natural) utilizată în cogenerare, comparativ cu producerea separată a energiei termice respectiv energiei electrice, cu circa 22 ... 30 %, automat însemnând și reducerea cheltuielilor cu combustibilul în aceeași proporție.
- Reducerea consumului de combustibil contribuie la reducerea cantității de emisii de gaze cu efect de seră (în esență CO2, având în vedere specificul aplicației), fapt care conduce automat la reducerea cheltuielilor legate de cumpărarea certificatelor de emisie EUA ETS pentru GES (CO2), cheltuieli care sunt în continuă creștere (în anul 2018 tariful de achiziție a unui certificat pentru 1 tCO2 era de 6,8 ... 8,0 euro, în anul 2019 a crescut constant până la 28,6 euro, actualmente în anul 2022 valorile au fluctuat între 60 și 90 euro, iar perspectiva anului 2025 este un preț mediu de 100 eur/tCO2 în timp ce pentru anul 2030 se preconizează un preț mediu de 120 euro/tCO2).

Utilități funcționale existente

- CET Palas are în componență o stație electrică de 110kV (SE 110kV CET Palas) care face conexiunea cu Sistemul Energetic Național, din care pleacă mai multe linii electrice cu care se alimentează toate obiectivele din Municipiul Constanța, inclusiv Portul și șantierul Naval. Din perspectiva noii surse, chiar dacă acest activ va fi preluat de Termocentrale Constanța SRL, acest obiect nu este parte a noii surse. Se va realiza unul sau două racorduri la SE 110kV CET Palas din noua sursă, pentru evacuarea puterii electrice generate de aceasta, precum și pentru alimentare în situația în care nu se generează putere în anumite situații.
- CET Palas include în incinta să o stație de racord gaze naturale (SRM CET Palas) deținută de furnizorul local de gaz natural. Acest activ rămâne în proprietatea deținătorului actual. SRM este amplasată la o distanță de 4-5 km de rețeaua de transport gaze naturale. Astfel, gazele naturale pot să fie cumpărate la un preț de proximitate mai scăzut decât prețul practicat în rețeaua de distribuție. Din perspectiva noii surse, acest obiect nu este parte a acesteia; pentru noua sursă, se va realiza un racord la instalația de utilizare existentă de gaz natural, realizat în proximitatea amplasamentului ales pentru noua sursă.
- CET Palas include în configurația să o stație de tratare chimică a apei (STCA CET Palas), operațională, activ care va fi preluat de Termocentrale Constanța SRL. 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 Palas deține toate utilitățile necesare pentru operarea noii surse: apa potabilă este prezentă în incintă, preluată din rețeaua municipală a companiei locale de apă, rețeaua de evacuare apă uzată este prezentă în incintă fiind racordată la rețeaua municipală de canalizare, etc. Noua sursă va utiliza disponibilitatea acestor utilități în apropierea amplasamentului ales pentru noua sursă.

Instalații operaționale existente de producere ET

Există 3 cazane CAF de capacitate 100 Gcal/h fiecare, cu funcționare pe gaze naturale, de tip acvatubular, așa cum s-a descris și mai sus.

Parametrii nominali de funcționare a cazanelor CAF după anul 2001 când s-a realizat trecerea la funcționarea pe gaze naturale a CET Palas, sunt următorii (per cazan):

- Capacitatea termică nominală: 116,3 MWt
- Temperatura maximă a apei la ieșire / intrare: 130 / 70 °C
- Presiunea apei la ieșire: 10 bar
- Debitul de apă nominal / minim: 1.655 / 800 m3/h
- Pierderea de presiune pe partea de apă: 2 bar
- Volumul de apă: cca. 25 m3
- Randamentul termic: 92 %

Instalația de preparare și alimentare cu apă de adaos pentru rețeaua de termoficare

Datorită pierderilor masice foarte mari în rețelele SACET Constanța, pentru asigurarea necesarului de apă de adaos sunt necesare cheltuieli importante care au un impact major asupra eficienței economice SACET în ansamblu și ale sursei în particular. Pe lângă energia termică necesară preparării agentului termic de încălzire și degazării apei de adaos în concordanță cu pierderile energetice înregistrate, care face să fie necesară o capacitate mai mare de producție a sursei, există și costuri mari generate de apă brută necesară pentru compensarea pierderilor masice.

În prezent sursa de alimentare cu apă tehnologică necesară centralei este asigurată din rețeaua de apă potabilă aparținând companiei locale RAJA Constanța. Consumul tehnologic de apă depășea în regim

normal de funcționare în sezonul rece, chiar și 250 mc/h. Se preconizează că valoarea medie a debitului apei de adaos este de cca. 200 m3/h în anul 2022, urmând ca aceasta să scadă anual pe măsură ce se realizează reabilitarea conductelor de termoficare, program inițiat în perioada 2020-2021.

Instalația tehnologică de preparare a apei de adaos este alimentată din rețeaua orașului prin intermediul unei conducte metalice tur + retur pozată subteran, DN 300 mm, ce alimentează un rezervor metalic suprateran având volumul de 5.000 mc. Pentru evitarea costurilor cu apa de adaos s-a analizat în trecut o soluție de realizare a unei surse alternative de alimentare cu apă tehnologică a instalațiilor din incinta CET Palas. S-au efectuat studii hidrogeologice în zonă, rezultând fezabilitatea tehnică și economică necesară pentru implementarea soluției. Această măsură a fost inclusă în cadrul investiției propuse, ca instalație auxiliară pentru instalația de cogenerare de înaltă eficiență prevăzută ca soluție propusă în această documentație. Soluția prevede realizarea a cel puțin două puțuri cu adâncime de cca. 300 m din care să fie preluată apa de la nivelul hidrodinamic de 55,00 m cu un debit aproximativ de 50 mc/h pe puț, debit care după retehnologizarea rețelei primare de transport va asigură necesarul de apă pe termen mediu și lung, fără aport din rețeaua de apă municipală.

În scopul degazării, sursa actuală nu mai poate asigură pe viitor degazarea corespunzătoare a apei de termoficare, având în vedere limitările de mediu pe care le au cazanele de abur existente în cadrul CET Palas. Din acest motiv, este necesară realizarea unui sistem de degazare complet nou, care presupune degazor termic, cazan de preparare abur saturat și grup de pompare pentru injecția apei de adaos.

Rețeaua termică primară de transport (RTP)

Rețeaua termică de transport asigură transportul apei fierbinți de la sursa CET Palas la punctele termice / modulele termice din cadrul SACET.

Rețeaua termică de transport este un sistem de conducte bitubular, tur - retur, având o lungime de traseu de cca. 146,196 km, din care 123,920 km în subteran și 22,276 km în suprateran. Rețeaua de transport pornește din CET Palas cu 2 conducte magistrale arborescente. Între cele două magistrale există în prezent două brețele de interconectare. Prima este pozată suprateran în lungul B-dului I. C. Brătianu, iar cea de-a doua este pe str. Alexandru Lăpușneanu. De asemenea, pe magistrala I există o interconectare între două ramuri principale în zona Centru.

Pe cele două magistrale există cămine de armături (secționare, racord, golire, aerisire), dintre care cele mai importante sunt:

- Magistrala I:
  - Cămin CB, la plecarea din incinta CET;
  - C2, la intersecția bd. Republicii cu bd. 1 Mai;
  - C8, la intersecția str. Alex. Lăpușneanu cu str. Nicolae Iorga
- Magistrala II:
  - Cămin CA, la plecarea din incinta CET;
  - CVS1, la intersecția str. Cutezătorii cu str. Eliberării;
  - CVS2, între str. Biruinței și B-dul Dezrobirii (Soveja);
  - C15, la intersecția bd. Tomis cu bd. Soveja.

Noua sursă va fi interconectată la căminul CB aferent magistralei I. Căminul CB este interconectat cu căminul CA pentru livrarea agentului termic spre magistrala II.

Puncte și module termice (PT, MT)

Sistemul de distribuție se compune dintr-un sistem de 136 puncte termice care se află în exploatarea Termoficare Constanța SRL, având capacitatea totală instalată de cca. 813 MWt, din care 254 MWt pentru a.c.c. și 554 MWt pentru încălzire. În toate aceste puncte termice au fost înlocuite pompele de termoficare cu pompe moderne, cu turație variabilă, convertizor de frecvență, au fost montate module de expansiune și stații de dedurizare a apei de adaos în circuitul de încălzire. În prezent sunt în funcțiune 134 puncte termice, 2 puncte termice fiind în conservare. Un număr de 117 de puncte termice sunt complet automatizate și integrate în sistemul dispecer de monitorizare și comandă la distanță a proceselor prin sistem SCADA.

Rețelele termice secundare, de distribuție (RTS)

Rețelele termice de la punctele termice la consumatori (clădiri) pentru alimentarea cu căldură și apă caldă de consum, au o lungime totală de traseu de 227,400 km, fiind compuse din 4 sau 3 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.

Consumatorii deserviți de SACET

Structura consumatorilor deserviți de SACET este compusă din 46.031 apartamente din blocuri și case individuale, 949 operatori economici și 46 instituții publice.

REZUMAT privind structura SACET

CET Palas livrează preponderent energia termică necesară sub formă de apă fierbinte în RTP SACET.

RTP asigură transportul agentului termic primar spre PT și MT.

Consumatorii racordați la RTP sunt populația, agenții economici, instituțiile publice.

PT asigură prepararea agentului termic secundar pentru încălzire respectiv prepararea apei calde de consum (acc).

Consumatorii racordați la RTS sunt populația, agenții economici, instituțiile publice.

Prezentăm în cele ce urmează situația indicatorilor de operare SACET Constanța, precum și evoluția pierderilor în rețelele de termoficare.

Tabel 1. Situația indicatorilor de operare SACET Constanța

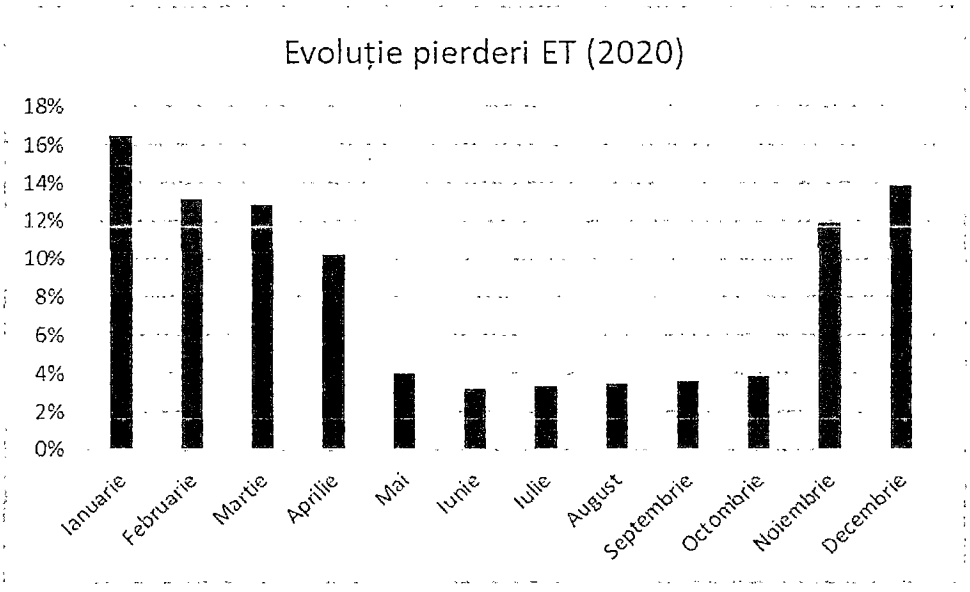
Denumirea parametrului	**U.M.**	**Valoare**
Energie termică produsă și/sau cumpărată	(MWh)	692.161
Energie termică vândută la consumatori	(MWh)	331.373
- populație	(MWh)	275.239
- instituții publice	(MWh)	26.056
- operatori economici	(MWh)	30.078
Număr total de contracte de furnizare a energiei termice în derulare, la sfârșitul perioadei de raportare	-	3.900
- populație:	-	3.072
- individuale;	-	1.905
- asociații, din care:	-	1.167
- cu convenții individuale	-	11
- instituții publice	-	89
- operatori economici	-	739
Număr total de convenții individuale, valabile la sfârșitul perioadei de raportare	-	679
- fără repartitoare de costuri	-	297
- cu repartitoare de costuri	-	205
- cu contoare de apartament (distribuție pe orizontală)	-	177
Număr avarii, din care:	-	1.744
- în centralele termice/punctele termice	-	585
- în rețelele de transport	-	482
- în rețelele de distribuție	-	677
Număr total de zile de întrerupere a furnizării agentului termic datorită avariilor *)	-	1.797

Sursă: Termoficare Constanța SRL, tabel completat pe baza Ordinului ANRE nr. 11/2021 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat și a sistemelor de încălzire și/sau răcire urbană

Tabel 2. Evoluția pierderilor lunare de ET în anul de referință de bază (2022)

	Volum apă adaos	Pierdere ET masică	Pierdere ET prin radiație	Pierdere ET totală
Luna	**mc**	**MWh**	**MWh**	**MWh**
Ianuarie	148.800	16.204	43.196	59.400
Februarie	134.400	14.636	32.681	47.317
Martie	148.800	16.204	30.204	46.408
Aprilie	144.000	15.682	21.271	36.952
Mai	44.640	4.339	10.222	14.561
Iunie	43.200	4.199	7.490	11.689
Iulie	44.640	4.339	7.754	12.093
August	44.640	4.339	8.171	12.510
Septembrie	36.000	3.499	9.423	12.922
Octombrie	44.640	4.339	9.601	13.940
Noiembrie	144.000	15.682	27.397	43.079
Decembrie	148.800	16.204	33.712	49.916
Total	**1.126.560**	**119.667**	**241.121**	**360.788**

Figura 1. Evoluția lunară a pierderilor de ET în procente



Tabel 3. Numărul de consumatori și Prețul de furnizare ET în SACET

An	Număr operatori economici alimentați din SACET	Număr instituții publice alimentate din SACET	Număr de locuințe (apartamente și/sau case) alimentate din SACET	Număr de locuințe debranșate /rebranșate	Preț local de furnizare prin rețeaua de distribuție (lei/MWh)	Preț local de furnizare prin rețeaua de transport (lei/MWh)
2021	949	46	46.031	0/0	966,63	966,63

Sursă: Termoficare Constanța SRL, tabel completat pe baza Ordinului ANRE nr. 11/2021 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat și a sistemelor de încălzire și/sau răcire urbană

SACET Constanța a funcționat cu pierderi în ultimi ani, principalele motive fiind costurile mari de achiziție a energiei termice, pierderile de căldură în rețeaua de termoficare și costurile mari de operare.

Rezumând, **deficiențele** cu care se confruntă SACET Constanța 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 (disponibilă în trecut) și fără a avea niciun aport din surse de energie regenerabilă.
- Termoficare Constanța SRL cumpără cea mai mare parte a energiei termice necesare în SACET de la sursa actuală CET Palas la un preț mult mai ridicat decât cel obtenabil dintr-o sursă proprie.
- Pierderile în rețeaua de termoficare depășesc actual cantitativ vânzările de energie termică la consumatorii din SACET (peste 50%).
- 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 Constanța, 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 50 % din totalul populației din Municipiului Constanța 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 Constanța 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. 52 % 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 are loc o stabilizare sau chiar creștere efectivă a necesarului de căldură pentru populație cauzată de oprirea procesului de debranșări din SACET începând cu anul 2023 precum și de stimularea rebranșărilor prin strategia de marketing a operatorului de termoficare, și nu în ultimul rând prin racordarea de noi consumatori conform strategiei de termoficare actualizată în 2022 a Municipiului Constanța, având în vedere situația actuală a pieței de energie pe plan local.

Totodată, creșterea se poate produce 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.

Toate aceste acțiuni estimăm că vor determina o creștere a necesarului de energie termică cu cca. **3%** pe an începând din 2024 și până la nivelul anului 2028, după cum se va vedea în tabelul nr. 1 de mai jos.

Anul de referință luat în considerare ca bază pentru dimensionarea instalațiilor nou propuse este selectat anul curent, 2022, considerat că va fi un an echivalent d.p.d.v. al consumului cu anul 2020, pentru care există o bază de date orară la nivelul sursei CET Palas și care constituie, în opinia beneficiarului, un an reprezentativ de consum.

Tabel 4. Necesarul ET pentru anul de referință (2020 / 2022)

Indicator	U.M.	Total	Sezon rece	Sezon cald
Total energie termică produsă	MWh(t)	692.161	552.309	139.852
Total energie termică vândută	MWh(t)	331.373	264.418	66.955

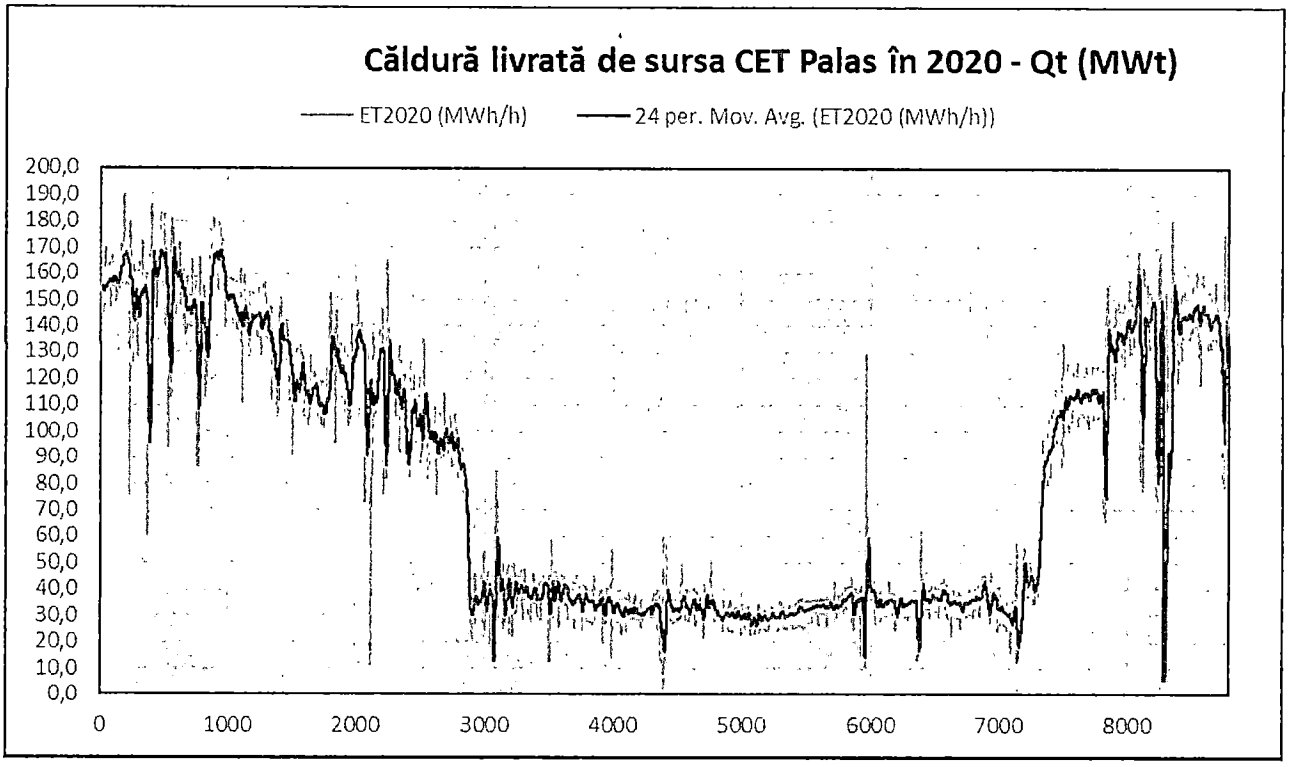
Tabel 5. Estimarea necesarului ET medie lunară pentru anul de referință

Luna	Ore	ET (MWh)	Qt (MWt)
Ianuarie	744	113.958	153
Februarie	672	100.019	149
Martie	744	89.033	120
Aprilie	720	70.892	98
Mai	720	27.934	39
Iunie	672	22.425	33
Iulie	744	23.201	31
August	744	24.000	32
Septembrie	447	15.549	35
Octombrie	744	26.743	36
Noiembrie	720	82.644	115
Decembrie	720	95.763	133
Total	**8.391**	**692.161**	**82**

Se poate observa din Anexa C3.1, o medie maximă lunară de 153 MWt în anul 2020, valoare care la acest moment este acoperită de echipamentele existente în CET Palas. Cantitatea de energie termică necesară anual la gardul centralei se situează la peste 600.000 MWh(t) datorită pierderilor.

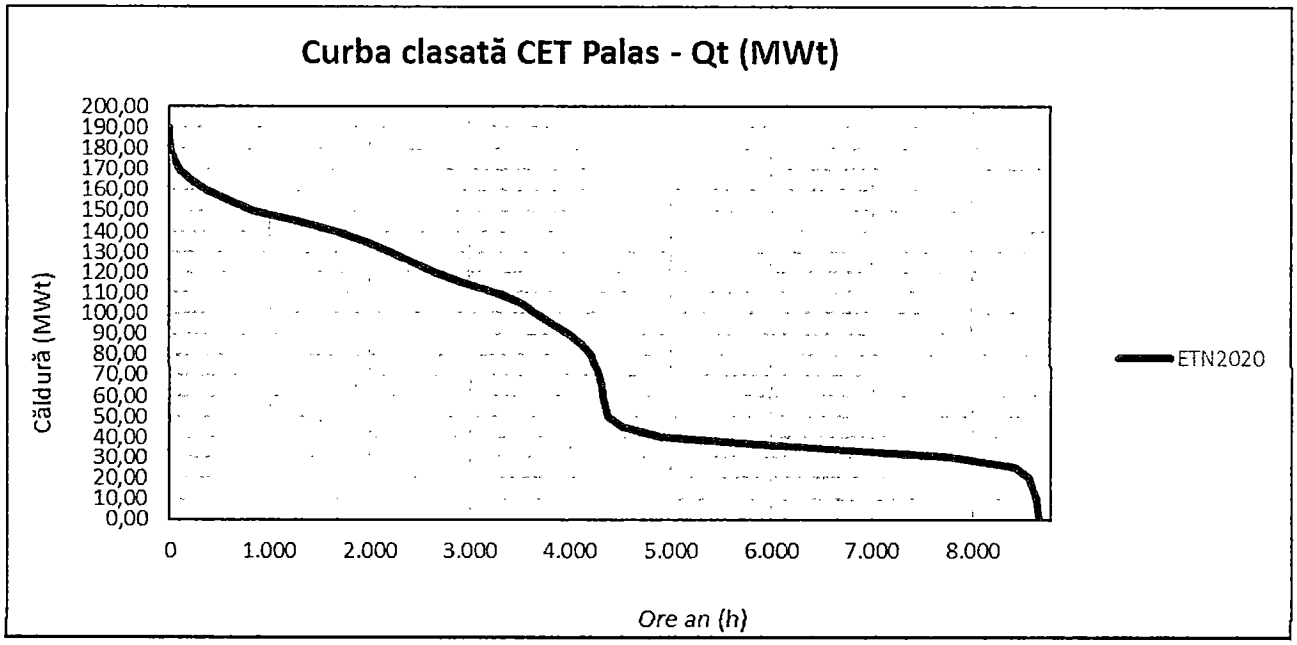
Pentru anul de referință 2020, sarcina maximă atinsă este de cca. 189 MWt. Având în vedere situația prognozată și faptul că pierderile din rețele se vor reduce începând cu 2022, sarcina maximă de căldură (vârf) se va situa la cca. 160 MWt, considerată pentru anul de referință 2025. Sarcina minimă înregistrată în sezonul cald se situează în plaja 5-10 MWt.

Figura 2. Diagrama de evoluție a ET orare (căldurii) produse de sursa SACET Constanța



Curba de producție (consum) pentru anul de referință păstrează un profil tipic termoficării urbane dar cu un set de variații, atât în sezonul rece cât și în sezonul cald, datorate avariilor.

Figura 3. Curba clasată pentru anul de referință



Plecând de la curba de consum pentru anul de referință putem identifica necesarul de energie termică pentru acoperirea consumului, corelat cu pachetele investiționale viitoare. Astfel se identifică o bandă de 25-45 MWt acoperită de unitățile de cogenerare pentru o perioada cuprinsă între cca. 8.400 h și

cca. 4.300 h, restul fiind acoperit de către cazanele de vârf, precum și de acumulatorul de căldură în situațiile în care va fi necesar.

Tabel 6. Necesarul ET lunar „la gard" în 2026 (anul de referință țintă pt. producție)

Luna	ET (MWh)	Qt medie lunară (MWt)
Ianuarie	89.138	120
Februarie	74.142	119
Martie	68.974	93
Aprilie	52.539	73
Mai	21.520	29
Iunie	19.631	27
Iulie	20.085	27
August	19.792	27
Septembrie	18.855	57
Octombrie	29.672	40
Noiembrie	43.690	61
Decembrie	71.385	96
Total	**529.424**	

Tabel 7. Evoluția necesarului de ET în anii de referință, bază și țintă

An	Necesar energie termică MWh	Observații
2022	**692.161**	**An de referință bază**
2023	655.398	
2024	618.637	
2025	573.824	
2026	**529.424**	**An de referință țintă**

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.

2.4.3. Prognoza pe termen scurt, mediu și lung

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

Tabel 8. Prognoza evoluției consumului de energie termică

An	Necesar energie termică livrată la gard	Energie termică vândută la consumator	Cotă ET
	MWh	MWh	%
2022	692.161	331.373	48%
2023	655.398	331.373	51%
2024	618.637	341.314	55%
2025	573.824	351.554	61%
2026	529.424	362.100	68%
2027	485.271	372.963	77%
2028	436.537	384.152	88%
2029	436.537	384.152	88%
2030	436.537	384.152	88%
2031	436.537	384.152	88%
2032	436.537	384.152	88%
2033	436.537	384.152	88%
2034	436.537	384.152	88%
2035	436.537	384.152	88%
2036	436.537	384.152	88%
2037	436.537	384.152	88%
2038	436.537	384.152	88%
2039	436.537	384.152	88%
2040	436.537	384.152	88%
2041	436.537	384.152	88%
2042	436.537	384.152	88%
2043	436.537	384.152	88%
2044	436.537	384.152	88%
2045	436.537	384.152	88%
2046	436.537	384.152	88%
2047	436.537	384.152	88%

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 extindere / rebranșare a bazei de consumatori.

Detalii privind această prognoză 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 Constanța, 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 9. 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	$tCO_{2\ echivalent}$
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, sau tep/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 Constanța, în cadrul acestui studiu de fezabilitate s-au identificat scenariile fezabile înlocuitoare, care să asigure producerea energiei termice și electrice în cogenerare, alternative sursei convenționale din cadrul CET Palas, care să îndeplinească următoarele cerințe minime energetice și de mediu:

- Capacitatea utilă a noii surse HE CHP: determinată de necesarul ET stabilit la gardul centralei (ETG) și de planul beneficiarului de adoptare a surselor de energie regenerabilă (RES)
- Sarcina termică maximă proiectată (Qt.max) ≈160 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 semnarea contractului de finanțare, *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 CHP
- Condiția de eficiență energetică vizată de sursa SACET: ≥ 50 % ET livrată combinat, din sursă de cogenerare CHP GN (obiectul acestui proiect) și sursă ET RES.

Note:

* Trecerea la utilizarea hidrogenului verde cu un conținut de 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 considerăm că nu este economică, având în vedere țintele de creștere accelerată a ponderii ET produse din resurse regenerabile, preconizate spre adoptare prin noua directivă EED în cursul anului 2022 sau 2023 (EED II Recast).

Notă: Beneficiarul va asuma și va lua măsuri investiționale pentru atingerea unui procent de minim 5% ET livrată în SACET produsă din resurse regenerabile (biomasă, biogaz, solar, eolian, etc.) în concordanță cu țintele reglementate de EED II Recast.

În conformitate cu:

- condițiile de bază de mai sus,
- tema de proiectare,
- existența unei situații critice în cadrul SACET Constanța,
- 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 fezabile 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 fezabile S1 și S2, fiecare din ele având posibilitatea să fie realizate în mai multe feluri. Configurațiile propuse pentru cele două scenarii 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 set de două cazane de abur care generează cca. 12 t/h abur saturat la 103...105 °C.

Instalațiile propuse de producere a energiei, atât motoarele cât și cazanele, îndeplinesc 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. Atât motoarele cât și cazanele propuse 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 fezabile 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 instalației existente de producere a energiei termice cu cazane de apă fierbinte ca 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 (fiind posibilă menținerea în operare doar pentru o perioadă limitată de timp de 1-2 sezoane cu condiția obținerii unor derogări suplimentare privind conformarea instalațiilor de ardere la reglementările de mediu). 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 asigure necesarul de căldură la vârf (160 MWt) și care să producă necesarul ET la gardul centralei. 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 sursei existente de producere a energiei electrice și termice în cadrul CET Palas** 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. Totodată, această măsură nu ar fi posibilă și din motive juridice, întrucât nu toate activele CET Palas care alcătuiesc sursa existentă vor fi transferate către societatea Termocentrale Constanța SRL înființată pentru continuarea producției agentului termic al municipiului. Din acest motiv, 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 10. 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 **45 MWt** (2x22,5 MWt) și **28,2 MWe** (2x14,1 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 două cazane de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **14,8 MWt** (2 x 7,4 MWt). Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. **115 MWt**. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. **160 MWt**.
Soluția B	CHP MT	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **45 MWt** (5x9 MWt) și **52 MWe** (5x10,4 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 două cazane de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **14,8 MWt** (2 x 7,4 MWt). Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. **115 MWt**. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. **160 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. **160 MWt**.

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

Notă 2: În cadrul SF 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 bazate pe biomasă energetică sustenabilă (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 (care includ toate auxiliarele necesare operării 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 ediția SF revizuită la cererea Beneficiarului și depusă pentru obținerea finanțării prin programul *PNRR C6 I3 CHP*.

Planul Beneficiarului este acela de a asuma îndeplinirea condiției de eficiență energetică prin 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 intermediul unei Strategii de termoficare și al unui Studiu de fezabilitate distinct, aliniate cu cerințele EED Recast oficial adoptate.

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. 14 MWe și un recuperator de căldură gaze/apă cu o capacitate termică de cca. 22,5 MWt, în condiții de referință (aer cu 15 °C și 60 %RH, la altitudinea de 50 m, generatoare de 10,5kV cu $\cos(\phi) = 0,9$).
- o instalație de completare a producției de energie termică cu 4 cazane de apă caldă / fierbinte cu o capacitate totală de 100 MWt și 2 cazane de abur saturat cu o capacitate totală de cca. 15 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:

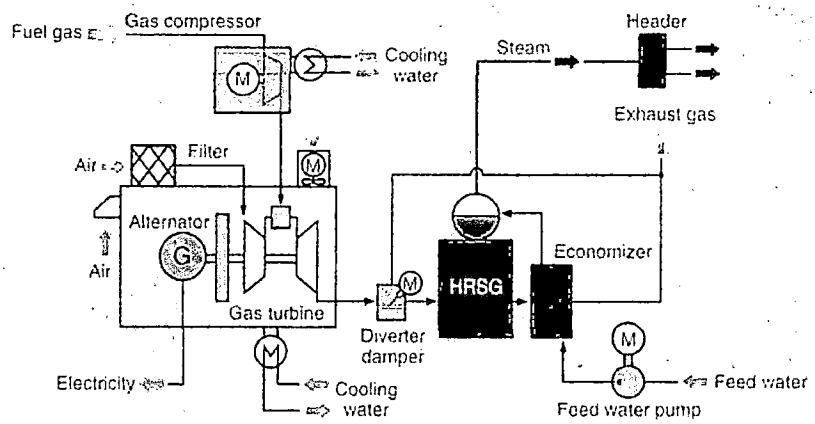
- Turbina de gaz, care va utiliza drept combustibil principal gaz natural comprimat
- Recuperatorul de căldură generator de apă caldă pentru termoficare
- Instalațiile auxiliare pentru alimentare cu energie electrică, aer instrumental, apă, etc.

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



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

Tabel 11. Performanțele instalației CHP cu TG 14,1 MWe

Parametru	**U.M**	**Valoare**	**Valoare**
Număr de unități CHP	buc	1	2
Căldură	MWt	22,5	45,0
Putere electrică	MWe	14,1	28,2
Putere combustibil	MWf	41.53	83.1
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 5 motoare termice cu gaze având o capacitate termică de cca. 45 MWt și o capacitate electrică de cca. 52 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 2 cazane de abur saturat cu o capacitate totală de cca. 15 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 7 motoare de cca. 7,8 MWe, instalația ar oferi un randament electric de peste 42% în timp ce, prin utilizarea unui număr de 5 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 5 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 5 (cinci) 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 52 MWe + 45 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 50 m, generator de 10,5kV cu cos(ϕ) = 0,9).

Tabel 12. 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)	Pfl [kW_f]	ηg [%]	Pel [kW_e]	ηe [%]	Qtl [kW_t]	ηt [%]
1	**22.000**	**88,2**	**10.400**	**47,3**	**9.000**	**40,9**
5	**110.000**	**88,2**	**52.000**	**47,3**	**45.000**	**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 intrarea în operare de la începutul anului 2025, pentru asigurarea unei producții de maxim 160 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 6 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, foraje de apă, 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 complet nouă, în condiții echivalente. Față de configurația din scenariul cu proiect:

- clădirea cu cazane de apă și abur a fost extinsă pentru a include suplimentar 2 cazane de apă, în vederea asigurării capacității de minim 160 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;
- forajele de apă s-au păstrat în aceeași configurație;
- serviciile generale referitoare la racorduri, rețele și dezafectări au fost stabilite ținând cont de particularitățile amplasării în același amplasament, excluzând lucrările de racord electric pentru evacuarea puterii electrice spre stația electrică existentă 110kV Palas, dar adăugând lucrările de racord electric pentru alimentarea cu electricitate din stația electrică 6kV existentă la nivelul sălii mașinilor;
- 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 asigură **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 fezabile**, după cum urmează:

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

Instalație CHP cu turbine pe gaz: **2 x TG** (2 x 14,1 MWe = **28,2 MWe**, 2 x 22,5 MWt = **45 MWt**)

Instalație CA de vârf cu cazane pe gaz: **4 x CA** (4 x 25 MWt = **100 MWt**) + **2 x CAS (14,8 MWt)**

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

Instalație CHP cu motoare pe gaz: **5 x MT** (5 x 10,4 MWe = **52 MWe**, 5 x 9 MWt = **45 MWt**)

Instalație CA vârf cu cazane pe gaz: **4 x CA** (4 x 25 MWt = **100 MWt**) + **2 x CAS (14,8 MWt)**

3.1 Particularitățile amplasamentului

Pentru toate scenariile fezabile 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 investiția proiectată trebuie să aparțină domeniului public al Municipiului Constanța;
- amplasamentul trebuie să permită implementarea fiecărei opțiuni fezabile identificate;
- amplasamentul nu condiționează în vreun fel realizarea investiției în timpul prevăzut în graficul de realizare;
- amplasamentul asigură costuri de investiție minime;
- amplasamentul asigură conexiunea la utilități și facilitează integrarea 'in configurația existentă a SACET Constanța;
- 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 la nivelul CET Palas, iar obiectele existente pe acest amplasament nu fac parte din configurația operațională a acestei surse.

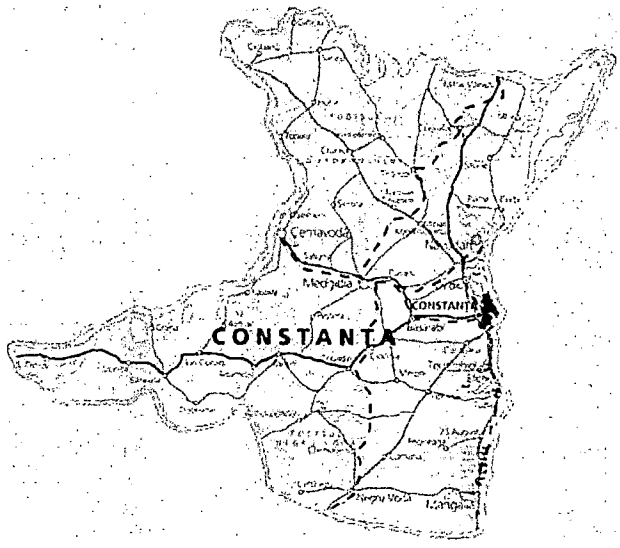
La dimensionarea amplasamentului s-a ținut cont de dimensiunile tipice pentru componentele principale ale instalației de cogenerare CHP cu unitatea de recuperare căldura, stația electrică, stație de comprimare gaz, etc. De asemenea s-a ținut cont în special de rețelele existente pentru apa, canalizare, 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 Constanța, Municipiul Constanța, în incinta CET Palas aparținând Electrocentrale Constanța SA, obiectiv situat la adresa Bd. Aurel Vlaicu nr. 123.

Figura 5. Județul Constanța, România



Harta amplasamentului CET Palas este evidențiată în figura 6 de mai jos, precum și în planurile anexate în cadrul secțiunii B. Piese desenate.

Amplasamentul pe care se va construi obiectivul propus este identificat cu nr. de cadastru 237748 prezentat în planul de amplasament anexat.

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.

3.1.1.2 Suprafața și dimensiunile terenului

Suprafața totală alocată dezvoltărilor de proiect pentru noua sursă SACET Constanța este de cca. 35.000 m2. Planurile de situație a terenului existent și a terenului alocat se regăsesc în cadrul secțiunii B. Piese desenate.

3.1.1.3 Regimul juridic teren

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

Terenul alocat proiectului este intravilan, aflându-se într-o zonă de utilitate publică.

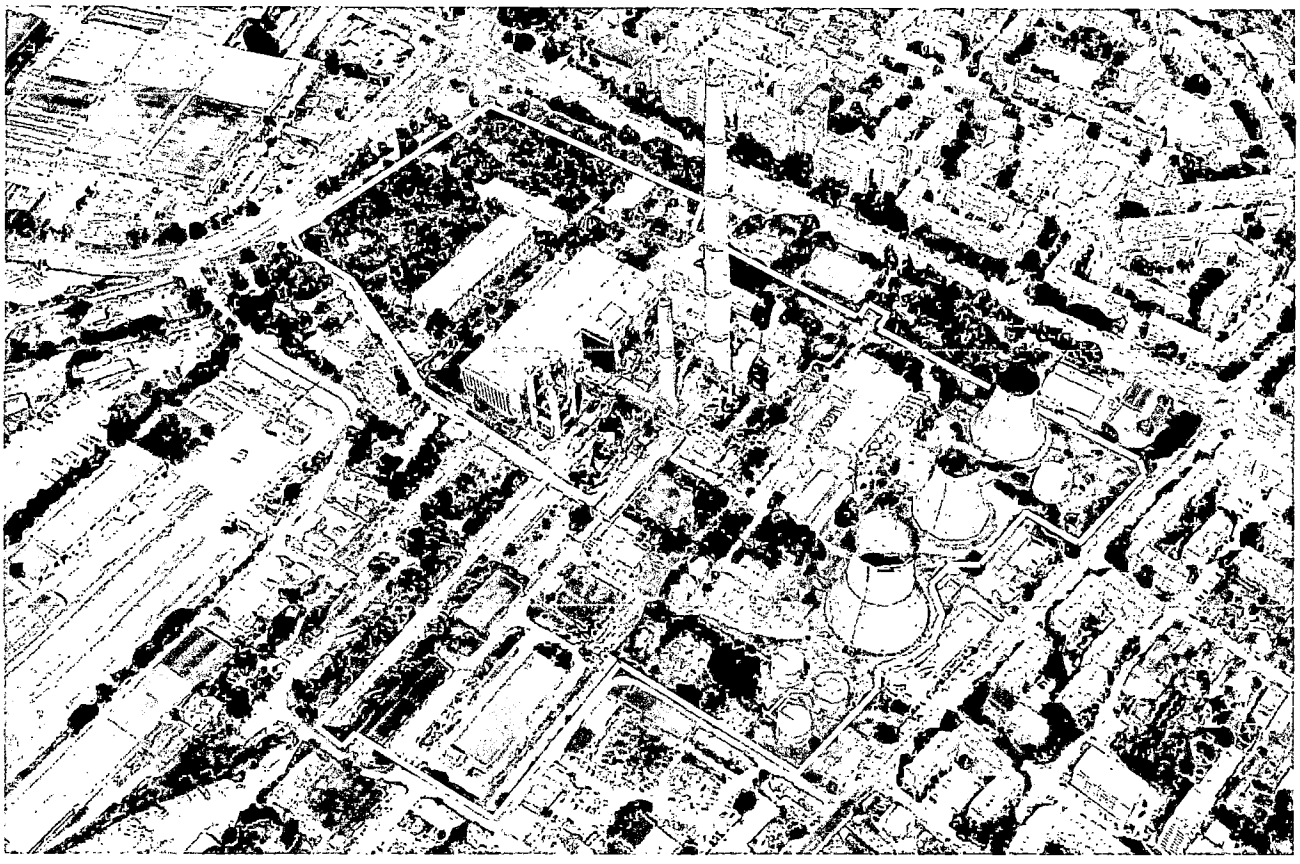
Terenul pe care se va construi investiția proiectată face parte din domeniul public al Municipiului Constanța conform contractului de superficie încheiat între UAT Municipiul Constanța și Electrocentrale Constanța SA, aprobat prin HCL nr. 343 din 28.07.2022. Prin această Hotărâre, UAT Municipiul Constanța a aprobat solicitarea de constituire a unui drept de superficie pentru un lot de 3,5 ha din suprafața totală de 16,5 ha deținută în proprietate de Electrocentrale Constanța SA. Terenul pe care se va edifica investiția a fost acordat UAT Municipiul Constanța prin constituirea unui drept de superficie, ca urmare a aprobării Adunării Creditorilor societății Electrocentrale Constanța SA ce a avut loc în data de 09.08.2022.

Electrocentrale Constanța SA deține în partea de sud-vest a Municipiului Constanța o suprafață de 165.136 m^2 înregistrată în evidențele de carte funciară sub numerele IE 237748, 235952, 235958, pe

care este amplasată Centrala Electrică de Termoficare Palas (CET Palas). Adresa locației este: Bulevardul Aurel Vlaicu nr. 123, Constanța.

Aceasta este amplasată într-o zonă mixtă industrial - comercială și rezidențială, lângă o arteră principală de circulație, în zona de intersecție a drumului european E87 și strada Cumpenei.

Figura 6. Planul de situație CET Palas existent



Sursă: *Hartă Google Earth*

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 (CU).

Terenul poate fi utilizat pentru construcții industriale și edilitare, conform CU, destinația acestuia fiind clasificată în subzona ZRA 2b pentru unități industriale și de servicii.

Activitățile actuale ale instalațiilor termoenergetice existente nu mai pot continua fără reducerea poluării actuale în următorii 5 ani. Extinderea sau conversia activităților actuale va face obiectul autorizării construirii inclusiv sub aspectul reducerii poluării mediului, retehnologizării și ecologizării zonei.

Coeficientul maxim de utilizare a terenului alocat va fi conform PUZ: CUT maxim = 10,0 mc/mp.

Înălțimea maximă a clădirilor, cu excepția coșurilor de fum, nu va depăși în general 20,0 m.

Alte cerințe privind modul de construire și realizare a accesului din drumurile publice se regăsesc în cadrul CU.

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

Vecinătăți:

- la Nord – strada Industrială,
- la Est – bulevardul Aurel Vlaicu,
- la Sud – strada Vârful cu Dor,
- la Vest – alți operatori economici.

Căi de acces:

- intrarea principală se realizează din Bulevardul Aurel Vlaicu / E87, poarta nr. 1 (nord)
- intrare secundară 1 prin drum de acces din Șoseaua Industrială, poarta nr. 2 (sud)
- intrare secundară 2 prin drum de acces din Strada Vârful cu Dor (est)
- intrare pe cale feroviară industrială (sud)

Terenul incintei CET Palas este împrejmuit.

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

Orientările construcțiilor și a echipamentelor propuse s-au făcut luând în considerare condițiile certificatului de urbanism. 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 Constanța principalele surse de poluare sunt industria, transporturile, agricultura, activitățile casnice și cele legate de turism. Valorile medii ale poluanților atmosferici nu depășesc limitele admisibile la nici una dintre substanțele poluante. Radioactivitatea atmosferei se încadrează în limite normale, fiind printre cele mai reduse din țară. 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 Palas se va reduce corespunzător.

În zona proiectului există surse potențiale de poluare:

- traficul auto de pe Bulevardul Aurel Vlaicu și străzile adiacente;
- centrala termică de la societatea "Dobrogea S.A."
- centrala termică de la societatea "Argus S.A."
- centrala termică de la societatea "Celco S.A."
- stația de preparare asfalt a societății "Confort Urban".

3.1.5 (e) Datele climatice și particularitățile de relief

Municipiul Constanța se situează în Sud-Estul României, la intersecția spațiului continental cu spațiul litoral-pontic. La Est se află Marea Neagră, la Vest se află podișul Dobrogei de Sud. Clima orașului este temperat continentală, cu influențe maritime specifice Mării Negre.

Terenul alocat proiectului este plan, fără denivelări, încadrat în zona climatică II.

3.1.5.1 Relief

- Tip: teren plan, utilizare industrială
- Altitudine: 50 m deasupra mării

3.1.5.2 Temperatură aer

- Minimă: -15 °C
- Medie anuală, referință: +12 °C

- Maximă: +40 °C
- Zona climatică: II, cf. C 107/3
- Temperatură de calcul: -15 °C

3.1.5.3 Umiditate relativă aer

- Minimă: 20 %
- Medie anuală, referință: 60 %
- Maximă: 99 %

3.1.5.4 Precipitații

- Precipitații lichide (ploaie): 0-20 mm tipic, 20-50 mm @ 8h maxim, 6-12 zile/lună cu precipitații
- Precipitații solide (zăpadă): 3-4 zile/lună maxim, sezon rece (dec, ian, feb)
- Precipitații anuale totale: 470 mm maxim
- Încărcare dată de zăpadă la sol, cf. CR-1-1-3/2012: sk = 1,5 kN/m2

3.1.5.5 Vânt

- Viteză maximă: uzuală < 65 km/h, excepțională < 120 kg/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 terenului: ag = 0,20 g, pentru un interval mediu de recurență de 225 ani reprezentând 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 identificate în amplasament, care necesită dezafectare / demolare prealabilă sunt evidențiate conform planului de situație din secțiunea B. Piese desenate și prezentate în cadrul descrierii din cap. 5.3.8.

3.1.6.2 Rețele edilitare în amplasament

Zona de dezvoltare a proiectului este preponderent o zonă tehnic-utilitară din incinta CET Palas, excepție fiind rezervoarele subterane de păcură, stația de pompare păcură și conductele aferente.

La momentul redactării SF, nu sunt cunoscute toate detaliile privind amplasamentul și existența unor rețele edilitare care ar necesita relocare. Eventualele măsuri de relocare și/sau protejare vor fi identificate, evaluate, soluționate și dezvoltate în etapele viitoare de definire a proiectului (faza PT).

3.1.6.3 Posibile interferențe cu alte construcții învecinate

Nu este cazul. Pe amplasamentul propus sau în imediata apropiere nu se situează monumente istorice sau de arhitectură, situri arheologice, sau zone protejate.

3.1.6.4 Existența condiționalităților în zone protejate sau zone de protecție

Nu este cazul.

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 reprezentând 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 Palas. La faza de proiectare PT+DE se va realiza un studiu geotehnic pentru terenul alocat proiectului.

3.1.7.3 (iii) Datele geologice generale

Din punct de vedere geologic cercetările de teren și laborator existente la CET Palas au pus în evidență următoarea stratificație:

- **0,00 – 0,3 m** de la suprafața terenului natural se găsește un strat de pământ vegetal;
- **0,31 – 9,8 m** loess galben plastic vârtos sensibil la înmuiere (categoria B).
- **9,81 – 15 m** argilă galbenă roșiatică, plastic vârtoasă cu concrețiuni calcaroase.

Argila galbenă roșiatică constituie terenul bun pentru fundare.

Din punct de vedere geologic, zona de amplasare a centralei este caracterizată de existența unui strat loessoid în grosime de 30 – 35 m, sub care se află calcare sarmațiene de grosime mare.

Terenul bun pentru fundare este alcătuit din argilă galbenă roșiatică, plastic vârtoasă cu concrețiuni calcaroase, care se găsește la 9,80 m de la nivelul terenului.

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

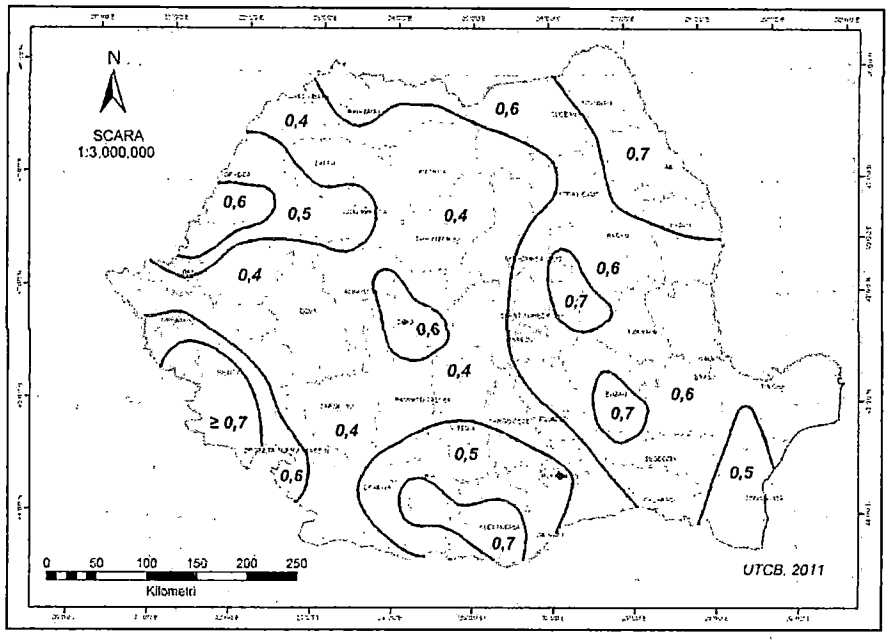
Presiunile admisibile la care s-a dimensionat fundația sunt următoarele:

- P_I = 4,0 kg/cm^2(400 kPa) pentru sarcini fundamentale.
- P_{II} = 4.5 kg/cm^2(450 kPa) pentru sarcini fundamentale + accidentale.
- P_{III} = 5,5 kg/cm^2(550 kPa) pentru sarcini fundamentale + accidentale + extraordinare.

Din punct de vedere al încărcărilor din vânt, amplasamentul se încadrează în zona C, vântul având viteza caracteristică pe un minut V/1min = 31 m/s cu T = 50 ani, conform NP-082-2004.

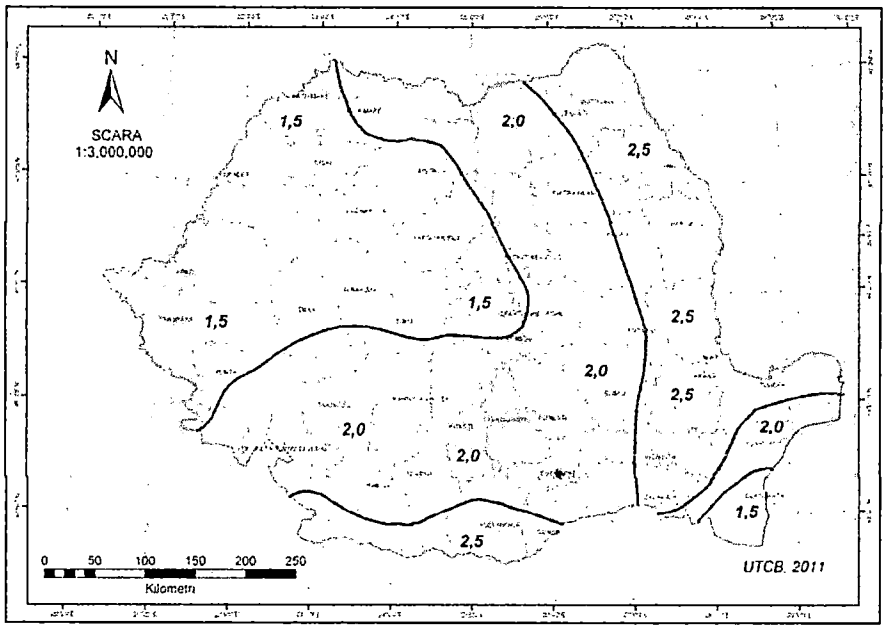
Conform CR 1-1-4/2012, amplasamentul studiat se încadrează într-o zonă unde presiunea dinamică de bază stabilizată, la înălțimea de 10,00 m deasupra terenului qb = 0,5 kPa, la o viteză mediată pe 10 minute V2m = 30 m/s, pentru IMR = 50 ani.

Figura 7. 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 8. 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 Constanța este de 0,80 m, iar frecvența medie a zilelor de îngheț cu T $\leq$ 0 °C este de 73,2 zile.

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 recurenţă de 50 ani.

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

Amplasamentul nu se încadrează în zone de risc la inundaţie.

3.1.7.6 (vi) Caracteristicile din punct de vedere hidrologic

Conform forajelor executate, nivelul hidrostatic a fost la adâncimea de 11,00 m faţă de cota terenului. În prezent, în zona unde se vor amplasa noile capacităţi, pânza de apă freatică s-a ridicat la 6,05 m – 7,15 m faţă de cota terenului.

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

3.2.0 Scenariile și configurațiile tehnice fezabile identificate și prezentate

Pentru a găsi o soluție de dezvoltare eficientă a noii surse de producere a energiei termice pentru SACET Constanța elaboratorul SF a analizat și identificat mai multe posibilități de definire a scenariilor fezabile. 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 producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență pentru Municipiul Constanța*", au fost identificate în conformitate cu conținutul cadru din Anexa nr. 2 la HG nr. 907/ 2016 scenariile minime 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 fezabile și 1 scenariu contrafactual, astfel:

Tabel 13. 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 **45 MWt** (2x22,5 MWt) și **28,2 MWe** (2x14,1 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 două cazane de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **14,8 MWt** (2 x 7,4 MWt). Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. **115 MWt**. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. **160 MWt**.
Scenariul factual S2	Soluția B	CHP MT	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **45 MWt** (5x9 MWt) și **52 MWe** (5x10,4 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 două cazane de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **14,8 MWt** (2 x 7,4 MWt). Capacitatea termică nominală totală a cazanelor va fi de cca. **115 MWt**. Capacitatea termică totală a configurației va fi de cca. **160 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. **160 MWt**.

3.2.1 Descrierea soluțiilor tehnice pentru scenariile fezabile 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 2 turbine cu gaz (CHP TG) și 1 instalație auxiliară pentru completarea energiei termice cu 4 cazane cu gaz (CA)
  a) 2 unități TG 14,1 MWe + 22,5 MWt (CHP TG)
  b) 4 unități CA 25 MWt (CA - poate fi considerat auxiliar CHP TG)
  c) 1 grup de instalații auxiliare aferente CHP TG
     - 1 acumulator de căldură cu sistemele de pompare aferente
     - 2 unități CAS 7,4 MWt, 12 tph, 6 bar (CAS)
     - 1 sistem de degazare termică (DT)
     - 1 sistem de pompe de circulație apă de adaos (EPA)
     - 1 sistem de pompe de circulație apă de termoficare (EPT)
     - 1 sistem de alimentare cu apă din foraje subterane (FA)
     - 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 5 motoare cu gaz (CHP MT) și 1 instalație auxiliară pentru completarea energiei termice cu 4 cazane cu gaz (CA)
  a) 5 unități MT 10,4 MWe + 9 MWt (CHP MT)
  b) 4 unități CA 25 MWt (CA - poate fi considerat auxiliar CHP MT)
  c) 1 grup de instalații auxiliare aferente CHP TG
     - 1 acumulator de căldură cu sistemele de pompare aferente
     - 2 unități CAS 7,4 MWt, 12 tph, 6 bar (CAS)
     - 1 sistem de degazare termică (DT)
     - 1 sistem de pompe de circulație apă de adaos (EPA)
     - 1 sistem de pompe de circulație apă de termoficare (EPT)
     - 1 sistem de alimentare cu apă din foraje subterane (FA)
     - 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 14. Principalele specificații tehnice ale instalațiilor CHP din configurațiile S1, S2

Parametru	**Simbol**	**UM**	**Valoare**	**Valoare**
Scenariu / soluție tehnică	-	-	S1	S2
Tip de instalație de cogenerare	-	-	TG 14,1 MWe	MG 10,4 MWe
Condiții de referință				
- gaz combustibil actual **	-	-	GN 100%	GN 100%

Parametru	**Simbol**	**UM**	**Valoare**	**Valoare**
- 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.	50	50
- 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	5
Număr de ore medii de operare la sarcina nominală, pentru obținerea energiei termice anuale de referință	Ho; Ho = ET,ref/Qt	h/an	6.731	6.731
Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	22,5	9,0
Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	45,0	45,0
Energie termică totală produsă *(ET anuală de referință din scenariul S2)*	**ET = Qt*Ho = ET,ref**	**MWh(t)/an**	**302.907**	**302.907**
Energie termică totală consumată (ipoteză)	ETC	MWh(t)/an	0	0
Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	302.907	302.907
Putere electrică unitară	Pe1	MWe	14,1	10,4
Putere electrică totală	Pe = N*Pe1	MWe	28,2	52
Energie electrică totală produsă	EE = Pe*Ho	MWh(e)/an	190.079	350.026
Putere termică de combustie unitară	Pf1	MWf	41,53	22,0
Putere termică de combustie totală	Pf = N*Pf1	MWf	83,1	110,0
Energie combustibil total consumat	*EF = Pf*Ho*	*MWh(f)/an*	*559.056*	*740.439*
Randament electric specific instalației de cogenerare	**ηe,chp = ηe = EE/EF**	**%**	**34,0%**	**47,3%**

Parametru	Simbol	UM	Valoare	Valoare
Randament termic specific instalației de cogenerare	**ηt,chp = ηt = ET/EF**	**%**	**54,2%**	**40,9%**
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	15.500	23.000
Pondere energie electrică consumată	wi = EEC / EE	%	8,15%	6,57%
Putere electrică medie consumată de serviciile proprii	Pec = EEC/Ho	MWe	2,30	3,42
Energie electrică livrată în SEN	EEN = EE - EEC	MWh(e)/an	174.579	327.026
Capacitate utilă unitară de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență	Pu1 = Qt1 + Pe1	MW	36,6	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**	**73,2**	**97,0**
Energie utilă produsă	EU = EE + ET	MWh/an	492.984	652.933
Energie utilă livrată	EUN = EEN + ETN	MWh/an	477.484	629.933
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	ηe,ref = [53% + 0,1% * (ta,ref - tma)] * fcp; fcp = Σ w(ij) * fcp(ij) = 0,891*wi + 0,918*(1-wi)	%	48,81%	48,83%

Parametru	**Simbol**	**UM**	**Valoare**	**Valoare**
internă și externă pentru Ug = 10,5 kV				
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)**	**%**	**22,21%**	**29,21%**
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	718.657	1.046.001
[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	**159.601** 13.723	**305.562** 26.274
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	8,387	4,443
Debit de emisie CO2 total generat prin arderea GN	qc = qc1*N	tCO2/h	16,774	22,216
Cantitate de emisie CO2 generată în total prin arderea GN de instalația de cogenerare	MC = qc*Ho	tCO2/an	112.907	149.539

Parametru	Simbol	UM	Valoare	Valoare
Cantitate de emisie CO2 generată în total 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	145.140	211.250
[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**	**32.233**	**61.711**
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	236,5	237,4
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	43.533	80.165
Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia electrică totală netă (livrată în SEN)	FESNE = MC*1000/EEN	gCO2/kWh(e	249,36	245,13

Parametru	**Simbol**	**UM**	**Valoare**	**Valoare**
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 (LCPD, sau IED) și L 188/2018 (MCPD)	*VLE(NOx)*	*mg/Nm3*	*50*	*75*
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 existente în cadrul sursei CET Palas (construite înainte de 2016) nu sunt operaționale, sau vor fi operaționale (cazanele CAF) doar până la intrarea în funcțiune a noii instalații CHP. Daca raportarea s-ar face la valorile de referință aferente unui an înainte 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.

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 22,5 MWt și capacitatea electrică de 14,1 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, 14,1 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 22,5 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. 44,5 kg/s
- 2 sisteme de separație față de rețeaua de termoficare compuse fiecare din schimbător de căldură de separație, formă constructivă cu placi, de 22,5 MWt și pompă de circulație între schimbătorul de separație și cazanul recuperator
- 2 compresoare de gaz cu operare 4,5 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.

Compresoarele de gaz vor fi instalate în container fiecare, 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 5 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:

- 5 motoare cu gaz, fiecare cu generator electric 10,5 kV, 50 Hz, 10,4 MWe, cu randament electric de cca. 47,3% (condiții garantate)
- 5 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.
- 5 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;
- 2 compresoare de gaz cu operare 4,5 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.

Compresoarele de gaz vor fi instalate în container fiecare, 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 B2.5 - Schema termomecanică de principiu (schema de proces 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 auxiliarelor instalației CHP, s-au prevăzut 2 (două) cazane cu abur saturat 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 fabricât 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 B2.5 - Schema termomecanică de principiu (schema de proces 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 – FA : Foraje de apă

Obiect 07 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit
Obiect 08 – SG : Servicii generale, demolări, 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 – FA : Foraje de apă
Obiect 07 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit
Obiect 08 – SG : Servicii generale, demolări, 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:

- Compresoare 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.

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

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

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 compresoarele 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:

-Compresoare 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 posibila, în afara trimiterii căldurii spre apa de termoficare și printr-un al doilea radiator dry-cooler, pentru nivel de temperatură mare. Acesta este inserate în circuit printr-o vana 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 prin coșuri autoportante unul pentru un grup de două motoare și altul pentru un grup de trei motoare. 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 posibil. 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 compresoarele 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 două cazane de abur de 12 t/h cât și degazorul termic aferent cazanelor de abur.

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

Cazanele de abur sunt destinate producerii aburului pentru degazarea apei de adaos în termoficare.

Întrucât în sistemul de termoficare din Constanța adaosul este foarte mare este necesară capacitatea de producere a aburului 2 x 12 t/h, 6 bar, saturat.

Fiecare cazan de abur este dotat cu grup de pompe de alimentare.

Degazorul comun al acestor cazane de abur este compus din rezervor de apă și coloana de degazare.

Aceste corpuri sunt atmosferice, cu presiunea maximă 1,05 bara, corespunzând cu temperatura apei 105 °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 °C.

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

Aburul de la cazane 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 cazanelor.

Parte electrică și automatizări

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

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

Instalația de degazare termică este amplasată într-o anexă a stației de pompe de termoficare.

Clădirea este din panouri sandwich cu vată minerală pe structură metalică, cu fundații izolate sub stâlpi și pardoseală de beton. Sunt două degazoare, fiecare dintre ele este amplasat pe o structură metalică la înălțimea de cca 5 metri. Fundațiile acestei structuri cât și fundațiile pompelor auxiliare sunt individuale.

Parte termomecanică

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

Întrucât la Constanța debitul de adaos este mare o bună perioada de timp, până la reabilitarea suficienta a rețelelor, degazarea se va face în două unități de 100 m3/h, urmând ca în perioadele de vară cât și în momentul când necesarul de adaos va scădea, o unitate să fie oprită.

Fiecare degazor este compus din rezervor de apă și coloana de degazare.

Aceste corpuri sunt atmosferice, cu presiunea maximă 1,05 bara, corespunzând cu temperatura apei 105 °C.

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 °C).

Degazorul este 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.

Preîncălzirea este reglată cu ventile de reglare separate pe fiecare preîncălzitor.

Apa degazată este apa dedurizata, furnizata de la secția chimică a termocentralei. Prin urmare, din instalație face parte și un grup de pompare apa dedurizata, amplasat la secția chimică.

Apa degazată este 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.

Parte electrică și automatizări

Fiecare degazor 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.

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 și 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 – Foraje de apă (S1, S2)

Parte de construcții

Cabinele de foraj se vor realiza în soluția construcție metalică și panouri sandwich.

Baza cabinei, care va susține și instalația de foraj, va fi realizată în soluția radier.

Parte termomecanică

Se vor face două foraje, având împreună debitul estimat de 100 mc/h.

Pompele de foraj vor fi de tip vertical, multietajat.

Ansamblul pompă va fi achiziționat de la furnizor ca echipament complet, cu accesorii și tablou propriu de forță și automatizare.

Parte electrică

Alimentarea electrică a ansamblelor de foraj se va face la tensiune 0,4 kV.

Obiectul 7 - Stație electrică și sistem de control distribuit (S1)

Parte de construcții

Stația electrică va fi o clădire în soluția construcție metalica 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. Fiecare secțiune va fi cuplată la SE 110 kV Palas prin intermediul a câte unui transformator ridicător 10,5/110 kV. Transformatoarele ridicătoare vor fi dotate 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 Palas.

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:

- un număr de 6 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, AC, SP, ST, DT, FA, 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 - 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 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 10,5 kV este alocată celui de-al 2-lea grup de 3 generatoare – 3 GenSet-uri de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT. Fiecare secțiune va fi cuplată la SE 110 kV Palas prin intermediul a câte unui transformator ridicător 10,5/110 kV. Transformatoarele ridicătoare vor fi dotate 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 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 Palas.

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:

- un număr de 6 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, ST, DT, FA, 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 08 - Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri (S1, S2)

Demolări și dezafectări

În amplasamentul alocat pentru noua centrală s-au constatat o serie de clădiri, instalații și facilități tehnologice neutilizabile. Vor fi efectuate următoarele demolări de clădiri:

- Demolare atelier reparații turbine și cazane
- Demolare magazie
- Demolare clădire birouri
- Demolare post de transformare

- Demolare atelier auto
- Demolare magazie de materiale
- Demolare și dezafectare stație ulei + lubrifianți
- Demolare depozite materiale
- Demolare cabină poartă și ghenă de gunoi
- Demolare clădire stație păcură și anexe

În afară de acestea se vor demola platforme, drumuri și se vor opera defrișări

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
- de la stația pompe la racord tur termocentrală
- de la stația pompe la sala cazane - tur și retur
- de la stația pompe la centrala de cogenerare - tur și retur
- de la stația pompe la acumulator - tur și retur

Se vor realiza următoarele racorduri de gaze naturale in soluție combinată supraterană și subterană:

- de la SRM existent al termocentralei la compresoare gaz
- de la compresoare gaz la instalații de cogenerare
- din racordul actual al CF existente la sala cazane

Se vor realiza următoarele alimentari cu apă, pe țevi de PPR:

- legătură de la foraj 1 la secția chimică
- legătură de la foraj 2 la secția chimică
- legătură de apă demineralizată de la secția chimică la degazor cazane abur
- legătură de apă dedurizată de la secția chimică la degazoare adaos termoficare
- ramificația de apă dedurizată de la degazoare la sala cogenerare (adaos circuite separație)
- legături apă potabilă din rețeaua existentă la sala cogenerare, sala cazane, sala pompe

Se vor racorda la rețeaua existentă de canalizare următoarele:

- canalizare sală pompe
- canalizare sală cogenerare - direct și prin separator coalescent
- canalizare sală cazane
- golire acumulator
- cuve transformatoare ridicătoare - prin separator coalescent
- grupuri sanitare (sală cazane și stație electrică)

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 transformatoarele ridicătoare la stația electrică 110 kV Palas existentă - 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 transformatoarele ridicătoare - soluție canivou
- 6 kV din stația electrică nouă în stația 6 kV CET Palas - soluție în turburi și canivou
- 0,4 kV de la stația electrică la sala pompe - soluție canivou
- 0,4 kV de la stația electrică la sala cogenerare - soluție canivou
- 0,4 kV de la stația electrică la sala cazane- soluție canivou

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 sursele existente de producere a energiei din cadrul CET Palas.

Stația electrică de racord la SEN care primește puterea electrică și sistemul SACET care primește căldura de la noua sursă nu este forțat să își modifice parametrii de funcționare ca urmare a integrării acesteia cu sistemele existente. Noua sursă se va racorda electric la SE 110kV CET Palas (existentă), se va racorda pentru alimentarea cu apă demineralizată și apă dedurizată la STCA CET Palas, se va racorda la utilitățile existente în amplasamentul CET Palas. Activele SE 110kV și STCA sunt obiecte preluate de Termocentrale Constanța SA.

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: 50 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: 50 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)

- Altitudine: 50 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, respectiv realizarea unor calcule preliminare.

Condiții de referință pentru calculul de eficiență energetică:

- 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:

  <u>S1</u>:
  w11 = EEC/EE = 8,2 % EE livrată (consumată) în rețeaua internă de 10,5 kV
  w12 = 100% - 8,2% = 91,8% EE livrată în rețeaua externă de 10,50 kV (spre trafo ridicător).
  fcp = fcp11*w11 + fcp12*w12 = 0,891*8,2% + 0,918*91,8% = 0,9158

  <u>S2</u>:
  w11 = EEC/EE = 6,6 % EE livrată (consumată) în rețeaua internă de 10,5 kV
  w12 = 100% - 6,6% = 93,4% EE livrată în rețeaua externă de 10,50 kV (spre trafo ridicător).
  fcp = fcp11*w11 + fcp12*w12 = 0,891*6,6% + 0,918*93,4% = 0,9162

- **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 = 51,26% 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 = 0,9158
ηe,ref = (53% + 0,3%) * 0,9158 = 48,81%

S2:
Δηet = 0,1% * (15 – 12) = 0,3%
fcp = 0,9162
ηe,ref = (53% + 0,3%) * 0,9158 = 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 = 559.056 MWh(f) / an
EEP = 1 – 1 / [(34,0/48,81) + (54,2/92,0)] = 22,2%
ΔEF = 559.056 / (1 – 22,2%) = 159.601 MWh(f)/an = 13.723 tep/an

S2:
ηe,chp = 47,3 %
ηt,chp = 40,9 %
EF = 740.439 MWh(f) / an

EEP = 1 – 1 / [(47,3/48,83) + (40,9/92,0)] = 29,2%
ΔEF = 740.439 / (1 – 29,2%) = 305.562 MWh(f)/an = 26.274 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 = 559.056 * 0,20196 = 112.907 tCO2/an
  S2: MC = 740.439 * 0,20196 = 149.539 tCO2/an

- **Reducerea anuală a emisiei de CO2** se determină astfel:
  ΔMC [tCO2/an] = FE [tCO2/MWh(f)] * ΔEF [MWh(f)/an]
  S1: ΔMC = 159.601 * 0,20196 = 32.233 tCO2/an
  S2: ΔMC = 305.562 * 0,20196 = 61.711 tCO2/an

3.2.2.3 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	6.731,27
- Căldură utilă (Qt):	MWt	22,5	45,0
- **Energie termică utilă (ET = Qt*Ho):**	**MWh**	**22,5**	**302.907**
- Putere electrică, la bornele generatorului (Pe):	MWe	14,12	28,24
- **Energie electrică (EE = Pe*Ho):**	**MWh**	**14,12**	**190.077**
- Putere electrică consumată de config., medie (Pec):	MWe	1,12	2,3
- **Energie electrică consumată (EEC):**	**MWh**	**1,12**	**15.500**
- Putere electrică netă / livrată, medie (Pen):	MWe	13,0	25,9
- **Energie electrică netă / livrată (EEN):**	**MWh**	**13,0**	**174.577**
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	41,53	83,05
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**	**41,53**	**559.056**
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	8,387	16,774
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**	**8,387**	**112.907**
- 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):	-	0,628	0,628
- Economie de energie primară (EEP=1-1/((ηt/ηtr)+(ηe/ηer)):	%	22,2	22,2
- **Economie de energie primară (ΔEF):**	**MWh**	**11,86**	**159.601**
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**	**2,39**	**32.233**
- Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/(EE+ET)):	gCO2/kWh	229,0	229,0
- Emisie specifică CO2 (FESE = MC*1000/EEN):	gCO2/kWh(e)	249,36	249,36
- 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	1.720,9
- Căldură utilă (Qt):	MWt	25	100
- **Energie termică utilă (ET):**	**MWh**	**25**	**172.090**
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	26,316	105,263
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**	**26,316**	**181.148**
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	5,315	21,26
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**	**5,315**	**36.585**
- 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**	**0,858**	**5.907**
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**	**2,39**	**1.193**
- 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**	**2 U**
- Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	1	3.686,69
- Debit de abur (qs)	t/h	12	24
- Căldură utilă (Qt):	MWt	7,382	14,763
- **Energie termică utilă (ET):**	**MWh**	**7,382**	**54.427**
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	7,77	15,54
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**	**7,77**	**57.291**
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	1,569	3,138
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**	**1,569**	**11.571**
- 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**	**0,858**	**1.868,2**
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**	**2,39**	**377,3**
- 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	

Configurație sursă nouă S1 (CHP TG + CA + CAS)

- **Energie termică utilă (ET = Σ ET(i)):**	**MWh**	**529.424**
- **Energie electrică (EE = EE1):**	**MWh**	**190.077**
- **Energie electrică consumată (EEC):**	**MWh**	**15.500**
- **Energie electrică netă / livrată (EEN = EE - EEC):**	**MWh**	**174.577**
- **Energie combustibil consumat (EF = Σ EF(i)):**	**MWh**	**797.495**
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**	**161.062**
- Randament termic configurație (ηt = ET/EF):	%	66,39

- Randament electric configurație (ηe = EE/EF):	%		23,83
- Randament global configurație (ηg = ηt + ηe):	%		90,22
- Raport C (C = EE/ET):	-		0,359
- Economie de energie primară (EEP = ΔEF/(EF+ΔEF):	%		17,35
- **Economie de energie primară (ΔEF = Σ ΔEF(i)):**	**MWh**		**167.376**
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**		**33.803**
- Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/(ET+EE):	gCO2/kWh		223,9
- Cotă ET în cogenerare de înaltă eficiență (c1):	%		57,2

3.2.2.4 Specificații tehnice configurație S2

Motoare termice pe gaz + recuperatoare de căldură (CHP MT)

- Număr de unități (N):	buc.	**1 U**	**5 U**
- Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	1	6.731,27
- Căldură utilă (Qt):	MWt	9,0	45,0
- **Energie termică utilă (ET = Qt*Ho):**	**MWh**	**9,0**	**302.907**
- Putere electrică, la bornele generatorului (Pe):	MWe	10,4	52,0
- **Energie electrică (EE = Pe*Ho):**	**MWh**	**10,4**	**350.026**
- Putere electrică consumată de config., medie (Pec):	MWe	0,4	3,4
- **Energie electrică consumată (EEC):**	**MWh**	**0,4**	**23.000**
- Putere electrică netă / livrată, medie (Pen):	MWe	10,0	48,6
- **Energie electrică netă / livrată (EEN):**	**MWh**	**10,0**	**327.026**
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	22,0	83,05
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**	**22,0**	**740.439**
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	4,443	22,216
- **Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**	**4,443**	**149.539**
- 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**	**9,08**	**305.562**
- **Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**	**1,834**	**61.711**
- Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/(EE+ET)):	gCO2/kWh	229,0	229,0
- Emisie specifică CO2 (FESNE = MC*1000/EEN):	gCO2/kWh(e)	233,9	245,13
- 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	1.720,9
- Căldură utilă (Qt):	MWt	25	100
- **Energie termică utilă (ET):**	**MWh**	**25**	**172.090**
- Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	26,316	105,263
- **Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**	**26,316**	**181.148**
- Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	5,315	21,26

-	**Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**	**5,315**	**36.585**
-	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**	**0,858**	**5.907**
-	**Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**	**2,39**	**1.193**
-	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**	**2 U**
-	Număr ore medii de operare nominală (Ho):	h/an	1	3.686,69
-	Debit de abur (qs)	t/h	12	24
-	Căldură utilă (Qt):	MWt	7,382	14,763
-	**Energie termică utilă (ET):**	**MWh**	**7,382**	**54.427**
-	Putere combustibil consumat (Pf):	MWf	7,77	15,54
-	**Energie combustibil consumat (EF):**	**MWh**	**7,77**	**57.291**
-	Debit emisie CO2 (qc = FE*Pf):	tCO2/h	1,569	3,138
-	**Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**	**1,569**	**11.571**
-	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**	**0,858**	**1.868,2**
-	**Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**	**2,39**	**377,3**
-	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	
Configurație sursă nouă S2 (CHP MT + CA + CAS)				
-	**Energie termică utilă (ET = Σ ET(i)):**	**MWh**		**529.424**
-	**Energie electrică (EE = EE1):**	**MWh**		**350.026**
-	**Energie electrică consumată (EEC):**	**MWh**		**23.000**
-	**Energie electrică netă / livrată (EEN = EE – EEC):**	**MWh**		**327.026**
-	**Energie combustibil consumat (EF = Σ EF(i)):**	**MWh**		**978.878**
-	**Emisie CO2 (MC = FE*EF):**	**tCO2**		**197.694**
-	Randament termic configurație (ηt = ET/EF):	%		54,1
-	Randament electric configurație (ηe = EE/EF):	%		35,8
-	Randament global configurație (ηg = ηt + ηe):	%		89,8
-	Raport C = EE/ET:	-		0,661
-	Economie de energie primară (EEP = ΔEF/(EF+ΔEF):	%		24,25
-	**Economie de energie primară (ΔEF = Σ ΔEF(i)):**	**MWh**		**313.337**
-	**Reducere de emisie CO2 (ΔMC = FE*ΔEF):**	**tCO2**		**63.282**
-	Emisie specifică CO2 (FES = MC*1000/(ET+EE):	gCO2/kWh		224,8
-	Cotă ET în cogenerare de înaltă eficiență (c1):	%		57,2

3.2.2.5 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

3.2.2.6 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+CA S1	Valoare CHP S2	Valoare CHP+CA S2
1	Reducerea anuală a gazelor cu efect de seră CO2 (ΔMC)	tCO2eq	32.233	33.803	61.711	62.904
		%	22,2	17,3	29,2%	24,2
2	Capacitatea instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă (Pu = Qt + Pe)	MW	73,24	73,24	97,0	97,0
3	Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat (ΔEF și EEP)	MWh(f)/an	159.601	167.376	305.562	313.337
		%	22,2	17,3	29,2%	24,2
4	Randamentul global (ηg)	%	88,2	90,2	88,2	89,8
5	Randamentul electric (ηe)	%	34,0	23,8	47,3	35,8
6	Emisie specifică CO2 (FES)	gCO2/kWh	229	224	229	225
7	Emisie specifică CO2 (FESNE)	gCO2/kWhe		249,5		245,1

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 C2.6

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 8 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 6 - FA : Foraje de apă
Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere + control
Obiect 8 - SG : Servicii generale, demolări, rețele și racorduri în incintă

Obiectele 1-8 de mai sus includ următoarele capitole de cheltuieli, în conformitate cu forma devizului general stabilită în cadrul HG nr. 907/2006:

- 1.2 Amenajarea terenului, inclusiv lucrări de dezafectare *
- 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 Studii (studii de teren, raport privind impactul asupra mediului, altele)
- 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
- 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
- 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
- 3.5.1 Elaborarea temei de proiectare
- 3.5.2 Elaborarea studiului de prefezabilitate, dacă este cazul
- 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 aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor C+I
- 5.2.3 Cota aferentă ISC pentru controlul statului și pentru autorizarea lucrărilor C+I
- 5.2.4 Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor C+I și 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
- 5.4 Cheltuieli pentru informare și publicitate

Pentru scenariul de referință contrafactual SR, devizul include următoarele obiecte:

Obiect 1 [2] - CA : Cazane de apă și abur pe gaz (160 MWt)
Obiect 2 [3] - DT : Degazor termic
Obiect 3 [5] - SP : Stație de pompare
Obiect 4 [6] - FA : Foraje de apă
Obiect 5 [8] - SG : Servicii generale, demolări, rețele și racorduri în incintă

Notă: În paranteze pătrate s-a păstrat corespondența cu identificatorii obiectelor din scenariul factual.

3.3.1.2 Deviz general – Scenariu S2

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli		Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2		3	4	5
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului**				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		9.236.700,00	1.754.973,00	10.991.673,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		103.950,00	19.750,50	123.700,50
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		613.800,00	116.622,00	730.422,00
	Total capitol 1		**9.954.450,00**	**1.891.345,50**	**11.845.795,50**
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**				
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		1.467.180,00	278.764,20	1.745.944,20
	Total capitol 2		**1.467.180,00**	**278.764,20**	**1.745.944,20**
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență 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	**Documentații-suport și cheltuieli pentru Obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor**		**99.000,00**	**18.810,00**	**117.810,00**
3.3	**Expertizare tehnică**		**89.100,00**	**16.929,00**	**106.029,00**
3.4	**Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor**		**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.5	**Proiectare**		**9.505.200,00**	**1.805.988,00**	**11.311.188,00**
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)		129.900,00	24.681,00	154.581,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (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 și a Detaliilor de execuție (VP PTE)		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)		8.662.500,00	1.645.875,00	10.308.375,00
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziție**		**9.900,00**	**1.881,00**	**11.781,00**
3.7	**Consultanță**		**1.087.700,00**	**149.663,00**	**1.237.363,00**
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finantare și a tuturor studiilor necesare		65.000,00	12.350,00	77.350,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor		968.700,00	127.053,00	1.095.753,00
3.7.2.1	Asigurare consultanță necesară pentru managementul de proiect		668.700,00	127.053,00	795.753,00
3.7.2.2	Servicii de management de proiect pentru obiectivul de investiții		300.000,00		300.000,00
3.7.3	Auditul financiar		54.000,00	10.260,00	64.260,00
3.8	**Asistență tehnică**		**2.337.300,00**	**444.087,00**	**2.781.387,00**
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului		267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor		207.900,00	39.501,00	247.401,00
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		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier asigurată de investitor/achizitor		2.070.000,00	393.300,00	2.463.300,00
	Total capitol 3		**13.316.300,00**	**2.473.097,00**	**15.789.397,00**
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiția de bază**				
4.1	**Construcții și instalații**		**48.001.635,00**	**9.120.310,65**	**57.121.945,65**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**		**132.053.625,00**	**25.090.188,75**	**157.143.813,75**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**		**385.328.295,00**	**73.212.376,05**	**458.540.671,05**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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		**565.383.555,00**	**107.422.875,45**	**672.806.430,45**
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**				
5.1	**Organizare de șantier**		**2.366.100,00**	**449.559,00**	**2.815.659,00**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier		138.600,00	26.334,00	164.934,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului		2.227.500,00	423.225,00	2.650.725,00
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**		**1.273.229,00**	**0,00**	**1.273.229,00**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare		0,00		0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	0,5%	240.701,18		240.701,18
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	0,1%	48.001,64		48.001,64
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	0,5%	900.276,30		900.276,30
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare		84.249,89		84.249,89
5.3	**Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)**	**5,0%**	**29.516.900,00**	**5.608.211,00**	**35.125.111,00**
5.4	**Cheltuieli pentru informare și publicitate**		**30.000,00**	**5.700,00**	**35.700,00**
	Total capitol 5		**33.186.229,00**	**6.063.470,00**	**39.249.699,00**
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste**				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**		**158.400,00**	**30.096,00**	**188.496,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**		**1.089.000,00**	**206.910,00**	**1.295.910,00**
	Total capitol 6		**1.247.400,00**	**237.006,00**	**1.484.406,00**
1 + ... + 6	**TOTAL DEVIZ GENERAL**		**624.555.114,00**	**118.366.558,15**	**742.921.672,15**
C+M	**din care: TOTAL LUCRĂRI EXECUȚIE "C+M" (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4.1, 4.2, 5.1.1)**		**191.615.490,00**	**36.406.943,10**	**228.022.433,10**
P+E	**din care: TOTAL LUCRĂRI "PROIECTARE + EXECUȚIE" (3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1) + (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4, 5.1, 6)**		**590.338.485,00**	**112.164.312,15**	**702.502.797,15**

3.3.1.1 Deviz general – Scenariu S1

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli		Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2		3	4	5
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului**				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		9.236.700,00	1.754.973,00	10.991.673,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		103.950,00	19.750,50	123.700,50
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		613.800,00	116.622,00	730.422,00
	Total capitol 1		**9.954.450,00**	**1.891.345,50**	**11.845.795,50**
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**				
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		1.467.180,00	278.764,20	1.745.944,20
	Total capitol 2		**1.467.180,00**	**278.764,20**	**1.745.944,20**
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență 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	**Documentații-suport și cheltuieli pentru Obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor**		**99.000,00**	**18.810,00**	**117.810,00**
3.3	**Expertizare tehnică**		**89.100,00**	**16.929,00**	**106.029,00**
3.4	**Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor**		**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.5	**Proiectare**		**9.505.200,00**	**1.805.988,00**	**11.311.188,00**
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)		129.900,00	24.681,00	154.581,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (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 și a Detaliilor de execuție (VP PTE)		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)		8.662.500,00	1.645.875,00	10.308.375,00
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziție**		**9.900,00**	**1.881,00**	**11.781,00**
3.7	**Consultanță**		**1.087.700,00**	**149.663,00**	**1.237.363,00**
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finantare și a tuturor studiilor necesare		65.000,00	12.350,00	77.350,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor/achizitor		968.700,00	127.053,00	1.095.753,00
3.7.2.1	Asigurare consultanță necesară pentru managementul de proiect		668.700,00	127.053,00	795.753,00
3.7.2.2	Servicii de management de proiect pentru obiectivul de investiții		300.000,00		300.000,00
3.7.3	Auditul financiar		54.000,00	10.260,00	64.260,00
3.8	**Asistență tehnică**		**2.337.300,00**	**444.087,00**	**2.781.387,00**
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului		267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor		207.900,00	39.501,00	247.401,00
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		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier asigurată de investitor/achizitor		2.070.000,00	393.300,00	2.463.300,00
	Total capitol 3		**13.316.300,00**	**2.473.097,00**	**15.789.397,00**
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiția de bază**				
4.1	**Construcții și instalații**		**48.135.186,00**	**9.145.685,34**	**57.280.871,34**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**		**132.339.141,00**	**25.144.436,79**	**157.483.577,79**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**		**364.128.721,00**	**69.184.456,99**	**433.313.177,99**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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		**544.603.048,00**	**103.474.579,12**	**648.077.627,12**
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**				
5.1	**Organizare de șantier**		**2.366.100,00**	**449.559,00**	**2.815.659,00**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier		138.600,00	26.334,00	164.934,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului		2.227.500,00	423.225,00	2.650.725,00
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**		**1.276.125,00**	**0,00**	**1.276.125,00**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare		0,00		0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	0,5%	241.368,93		241.368,93
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	0,1%	48.135,19		48.135,19
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	0,5%	902.371,64		902.371,64
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare		84.249,25		84.249,25
5.3	**Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)**	5,0%	**28.477.900,00**	**5.410.801,00**	**33.888.701,00**
5.4	**Cheltuieli pentru informare și publicitate**		**30.000,00**	**5.700,00**	**35.700,00**
	Total capitol 5		**32.150.125,00**	**5.866.060,00**	**38.016.185,00**
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste**				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**		**158.400,00**	**30.096,00**	**188.496,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**		**1.089.000,00**	**206.910,00**	**1.295.910,00**
	Total capitol 6		**1.247.400,00**	**237.006,00**	**1.484.406,00**
1 + ... + 6	**TOTAL DEVIZ GENERAL**		**602.738.503,00**	**114.220.851,82**	**716.959.354,82**
C+M	**din care: TOTAL LUCRĂRI EXECUȚIE "C+M" (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4.1, 4.2, 5.1.1)**		**192.034.557,00**	**36.486.565,83**	**228.521.122,83**
P+E	**din care: TOTAL LUCRĂRI "PROIECTARE + EXECUȚIE" (3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1) + (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4, 5.1, 6)**		**569.557.978,00**	**108.216.015,82**	**677.773.993,82**

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
  a) la fiecare 40.000 ore pentru motoare (3)
  b) la fiecare 35.000 ore pentru turbine (3)
- Reparația capitală
  a) la 80.000+ ore pentru motoare (1)
  b) 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
- perioada de operare între anii 2026 și 2047
- 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 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 a fost posibilă reducerea schemei de personal raportat la nivelul actual. Nivelul salariului mediu brut este de 9.100 lei/lună.

Zonă operațională	**Structură personal**
Producție	70
Dispecer	25
Conducere	10
Administrativ	20
Total	125

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 15. 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	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	6.024	132.523				6.732	6.471	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural																	
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	500.292,3	11.006.431				559.051,39	537.387,07	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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	175.026,5	4.025.610			510.387,62	181.147,34	165.506,68	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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	23.570,0	542.110			76.388,25	57.291,19	38.810,16	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	677.137,0	15.574.151			586.775,87	797.489,91	741.706,11	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94
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	96.646,0	2.222.859			0,00	112.906,02	108.531,10	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.348,4	813.012			103.077,88	36.584,52	33.425,77	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,1	109.485			15.427,37	11.570,53	7.838,10	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	136.754,6	3.145.355			118.505,25	161.061,06	149.794,97	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
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	210.580,2	4.843.344			682.471,20	511.853,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	Va = Vac + Vad	m3/an	210.949,7	4.851.844			682.471,20	520.353,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
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	lt/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	1.259	27.697				1.247	1.352	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit							5.500		5.500		5.500		5.500		5.500
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	5.500,00	121.000				0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000
Cantitate totală ulei ungere	Vlo = Vloc+Vlos	lit/an	6.759	148.697				1.247	12.352	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247
6. Energie electrică																	
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an					14.000,00										

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An		2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG	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
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.024	132.523	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural															
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	500.292,3	11.006.431	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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	175.026,5	4.025.610	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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	23.570,0	542.110	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	677.137,0	15.574.151	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94
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	96.646,0	2.222.859	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.348,4	813.012	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.485	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	136.754,6	3.145.355	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
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	210.580,2	4.843.344	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	Va = Vac + Vad	m3/an	210.949,7	4.851.844	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
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
	qloc,max	lt/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
Debit mediu ulei ungere / unitate	qloc,med	lt/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
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	1.259	27.697	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit			5.500		5.500		5.500		5.500		5.500		5.500
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	5.500,00	121.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000	0
Cantitate totală ulei ungere	Vlo = Vloc+Vlos	lit/an	6.759	148.697	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247
6. Energie electrică															
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an													

Tabel 16. 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	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%	-13,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,0%	-14,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	53,75	Preturi	343,99	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	566,61	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	185.439.079	4.265.098.827				266.537.231,50	329.063.253,24	275.178.281,48	221.485.189,02	193.501.845,24	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47
	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	170.663.953	4.265.098.827	0,00	0,00	0,00	266.537.231,50	329.063.253,24	275.178.281,48	221.485.189,02	193.501.845,24	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47
2. Emisii CO2 (andare gaz natural 100%)	re	%			2,2%	3,3%	3,7%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Pret certificat emise EUA CO2	PCE	eur/tCO2	101,44	Preturi	99,82	92,93	96,37	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		447,78	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	68.625.416	1.578.394.569				98.356.958,53	79.313.223,68	73.765.325,47	66.873.479,50	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96
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%
Pret 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	2.875.534	47.737.293				6.714.834,14	5.119.757,10	3.411.568,96	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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%
Pret 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	154.549	3.400.074				28.810,90	255.470,37	26.045,86	258.378,59	26.569,38	263.572,00	27.103,43	268.869,80	27.648,21	274.274,08	
6. Energie electrică						-10,7%	-12,2%	-7,9%										
Pret achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Preturi	253,60	202,47	177,85	163,83										
		lei/MWh	892,40		1.247,59	996,07	874,93	806,16										
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652				11.286.652,06										
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	237.694.929	5.942.373.008	0,00	0,00	0,00	344.395.676,33	415.032.944,97	354.425.684,77	291.531.878,03	265.340.037,44	237.132.511,56	237.327.327,08	237.148.486,50	237.398.018,88	237.164.601,28	237.415.072,16

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG	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)	53,75	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	185.439.079	4.265.098.827	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47
	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	170.663.953	4.265.098.827	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47
2. Emisii CO2 (andare 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%
Pret certificat emise 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	68.625.416	1.578.394.569	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96
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%
Pret 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	2.875.534	47.737.293	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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%
Pret 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	154.549	3.400.074	28.203,94	279.786,99	28.770,84	285.410,71	29.349,13	291.147,47	29.939,05	296.999,53	30.540,82	302.969,22	31.154,69	309.058,90
6. Energie electrică																
Pret achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Preturi												
		lei/MWh	892,40													
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652												
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	237.694.929	5.942.373.008	237.180.886,01	237.440.392,07	237.197.338,91	237.461.580,78	237.213.961,20	237.483.842,54	237.230.757,12	237.505.581,61	237.247.726,50	237.528.400,30	237.264.872,77	237.551.104,53

Tabel 17. Centralizator cheltuieli fixe 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	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									6.737	6.471	5.566	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
Mentenanță și reparații, motoare termice	Ho	h/an							6.737	13.203	18.769	25.135	31.101	37.067	43.033	48.999	54.965	60.931
1) Cheltuieli de mentenanță corectivă (materiale în stoc)		eur/an	325.000	325.000					325.000,00									
	CF1	lei/an	72.674	1.598.838					1.598.837,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2) Cheltuieli de mentenanță completă (materiale și manoperă)	re	%			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%
	PMC	eur/h			92,00	94,30	96,70	99,10	101,60	104,10	106,70	109,40	112,10	114,90	117,80	120,70	123,70	126,80
		eur/an	1.602.119	35.246.609					1.367.542,40	1.347.262,20	1.273.164,40	1.305.360,60	1.337.577,20	1.370.986,80	1.405.580,60	1.440.192,40	1.475.588,40	1.512.377,60
	CF2	lei/an	7.881.622	173.395.695					6.729.591,64	6.627.856,39	6.421.723,46	6.580.211,04	6.744.569,56	6.914.788,04	7.085.026,51	7.261.124,93	7.448.093,10	
3) Cheltuieli de reparație capitală / înlocuire (materiale și manoperă)	PRK	eur/an	15.000.000	15.000.000														
	CF3	lei/an	3.354.205	73.792.500					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4) Cheltuieli de mentenanță de rutină	PMR	eur/an	10.000	220.000					10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
	CF4	lei/an	49.195	1.082.290					49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00
Mentenanță și reparații, alte echipamente	re	%							1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
5) Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	93.438	2.055.627					84.000,00	84.840,00	85.668,00	86.545,00	87.410,00	88.284,00	89.167,00	90.059,00	90.960,00	91.870,00
	CF5	lei/an	459.666	10.112.657					413.238,00	417.370,38	421.542,12	425.758,15	430.013,50	434.313,14	438.657,06	443.045,25	447.477,72	451.954,49
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	10.999.279	259.581.979	8.000	0,00	0,00	0,00	8.790.883,14	7.094.421,77	6.733.970,99	6.896.875,58	7.059.419,51	7.238.077,70	7.407.650,09	7.577.266,76	7.757.797,65	7.944.292,77
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					125	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an					14.064.000	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	8,00	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	29.372.453	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	32.158.504	803.963.601	32.008.676,11	32.440.087,67	32.873.775,50	33.315.494,48	33.765.359,68	34.223.336,02	34.689.418,59	35.165.920,15	36.136.838,14	36.634.868,28	37.143.671,56			
		eur/an			6.506.490	6.594.184	6.682.333	6.772.130	6.863.576	6.956.670	7.051.411	7.147.802	7.245.842	7.345.531	7.446.868	7.550.294		
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	269.853.424	6.746.335.010	269.189.562,12	269.880.479,73	270.071.074,41	270.777.475,27	270.979.320,88	271.707.178,57	271.920.175,71	272.672.664,07	273.664.738,44	273.899.741,05	274.694.776,54			
		eur/an			54.718.886	54.859.331	54.898.074	55.041.666	55.082.696	55.230.649	55.273.946	70.426.282	55.471.826	55.628.568	55.676.337	55.837.546		

Tabel 18. 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	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)							5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.024	132.523					6.732	6.471	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural																		
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	660.868,5	14.539.106					740.439,19	710.166,61	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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	175.746,0	4.042.159				510.387,62	181.147,34	166.188,04	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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	23.570,0	542.110				76.358,25	57.291,19	38.810,16	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	831.451,1	19.123.376				586.775,87	978.877,72	915.164,80	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86
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	127.666,0	2.936.318				0,00	149.539,10	143.425,25	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.493,7	816.354				103.077,68	36.584,52	33.563,34	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.465				15.427,37	11.570,53	7.838,10	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	167.919,9	3.862.157				118.505,25	197.694,14	184.826,68	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
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	210.580,2	4.843.344				682.471,20	511.853,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	Va = Vac + Vad	m3/an	210.949,7	4.851.844				682.471,20	520.353,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
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	87.269	1.919.927					97.530	93.749	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432
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	34.000,00	748.000					34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000
Cantitate total ulei ungere	Vlo = Vloc+Vlos	lit/an	121.269	2.667.927					131.530	127.749	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432
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	903,57	19.878					1.009,[illegible]	978,65	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90
6. Energie electrică																		
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						14.000,00										

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	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)			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.024	132.523	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural																
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	660.868,5	14.539.106	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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	175.746,0	4.042.159	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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	23.570,0	542.110	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	831.451,1	19.123.376	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86
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	127.666,0	2.936.318	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.493,7	816.354	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.465	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	167.919,9	3.862.157	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
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	210.580,2	4.843.344	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	Va = Vac + Vad	m3/an	210.949,7	4.851.844	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
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	87.269	1.919.927	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432
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	34.000,00	748.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000
Cantitate total ulei ungere	Vlo = Vloc+Vlos	lit/an	121.269	2.667.927	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432
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	903,57	19.878	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90
6. Energie electrică																
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an														

Tabel 19. 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	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
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	83,65	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	226.546.053	5.210.559.212				266.537.231,50	403.908.163,47	339.532.698,10	274.095.101,92	239.464.806,79	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65
	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	208.422.368	5.210.559.212	0,00	0,00	0,00	266.537.231,50	403.908.163,47	339.532.698,10	274.095.101,92	239.464.806,79	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65
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 emisie EUA CO2	CV2	lei/an	84.276.958	1.938.370.041				58.356.958,53	97.352.889,45	81.016.412,51	82.758.091,49	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14
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	2.075.534	47.737.293				6.714.834,14	5.119.757,10	3.411.568,96	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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	2.760.355	60.727.821					2.683.337,49	2.642.068,16	2.515.663,97	2.540.820,61	2.566.228,82	2.591.891,11	2.617.810,02	2.643.988,12	2.670.428,00	2.697.132,28
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	4.778.586	105.128.890					5.067.812,97	4.895.690,25	4.536.196,34	4.558.877,32	4.581.671,70	4.604.580,06	4.627.602,96	4.650.740,98	4.673.994,68	4.697.364,66
6. Energie electrică						-20,2%	-12,2%	-7,9%										
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Preturi	253,60	202,47	177,85	163,88										
		lei/MWh	892,40		1.247,59	996,07	874,93	806,19										
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652				11.286.652,06										
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	296.411.020	7.410.275.501	0,00	0,00	0,00	344.395.676,23	515.649.460,47	443.013.475,98	367.052.223,37	334.397.481,31	299.823.039,96	299.879.299,81	299.935.969,42	299.993.051,54	300.050.550,12	300.108.468,38

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	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	226.546.053	5.210.559.212	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65
	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	208.422.368	5.210.559.212	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65
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	84.276.958	1.938.370.041	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14
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	2.075.534	47.737.293	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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	2.760.355	60.727.821	2.724.103,60	2.751.344,64	2.778.858,08	2.806.646,67	2.834.713,13	2.863.060,26	2.891.690,87	2.920.607,77	2.949.813,85	2.979.311,99	3.009.105,11	3.039.196,16
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	4.778.586	105.128.890	4.720.851,48	4.744.455,74	4.768.178,02	4.792.018,91	4.815.979,00	4.840.058,90	4.864.259,19	4.888.580,49	4.913.023,39	4.937.588,51	4.962.276,45	4.987.087,83
6. Energie electrică																
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Preturi												
		lei/MWh	892,40													
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652												
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	296.411.020	7.410.275.501	300.166.810,52	300.225.578,82	300.284.777,54	300.344.409,01	300.404.477,57	300.464.987,60	300.525.941,50	300.587.343,70	300.649.196,68	300.711.504,94	300.774.273,00	300.837.503,43

Tabel 20. Centralizator cheltuieli fixe S2

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2025	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Scenariul S2 : CHP MT	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	I																	
Mentenanță și reparații, motoare termice	Ho	h/an							6.732	13.203	19.109	25.135	31.101	37.067	43.033	48.999	54.965	60.931
1) Cheltuieli de mentenanță corectivă (materiale în stoc)		eur/an	485.000	485.000					485.000,00									
	CF1	lei/an	108.453	2.385.958					2.385.957,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2) Cheltuieli de mentenanță completă (materiale și manoperă)	re	%			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%
	PMC	eur/h		55,00	56,40	57,80	59,20	60,70	62,20	63,80	65,40	67,00	68,70	70,40	72,20	74,00	75,90	
		eur/an	2.394.208	52.672.577					2.043.167,00	2.012.481,00	1.903.154,00	1.950.882,00	1.998.610,00	2.049.331,00	2.100.037,00	2.153.726,00	2.207.420,00	2.264.097,00
	CF2	lei/an	11.778.306	259.122.743					10.051.335,48	9.900.400,28	9.362.566,10	9.597.364,00	9.832.161,90	10.081.634,66	10.331.107,42	10.595.255,06	10.859.402,69	11.139.225,19
3) Cheltuieli de reparație capitală (materiale și manoperă)	PRK	eur/an	1.500.000	1.500.000														
	CF3	lei/an	335.420	7.379.250					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4) Cheltuieli de mentenanță de rutină	PMR	eur/an	10.000	220.000					10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
	CF4	lei/an	49.195	1.082.290					49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00
Mentenanță și reparații, alte echipamente	re	%							1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
5) Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	91.438	2.055.627					84.000,00	84.840,00	85.668,00	86.545,00	87.410,00	88.287,00	89.167,00	90.059,00	90.960,00	91.870,00
	CF5	lei/an	459.666	10.332.657					413.238,00	417.370,38	421.542,13	425.758,13	430.013,50	434.313,14	438.657,06	443.045,25	447.477,72	451.954,47
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	12.731.041	280.892.897					12.899.795,98	10.366.965,66	9.833.303,23	10.072.347,13	10.311.370,39	10.565.143,80	10.818.959,48	11.087.495,31	11.358.075,41	11.639.374,66
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		8.100,00	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						125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an						14.064.000	14.205.000	14.347.500	14.491.500	14.637.000	14.784.000	14.932.500	15.082.500	15.234.000	15.387.000	15.541.500
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	1.208.000,00	1.212.030,00	1.216.090,00	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	26.842.334	671.858.359	0,00	0,00	0,00	15.264.000,00	28.310.795,98	25.926.495,66	25.542.893,22	25.933.497,13	26.325.671,39	26.734.095,80	27.144.044,48	27.570.343,31	27.998.167,41	28.443.241,66
		eur/an						3.102.754	5.754.797	5.270.148	5.192.173	5.271.572	5.351.290	5.434.312	5.517.653	5.604.298	5.691.263	5.781.531
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	823.253.354	8.081.883.860	0,00	0,00	0,00	359.659.674,21	543.960.186,43	468.938.971,64	392.595.116,58	360.830.978,63	326.148.711,35	376.613.395,41	327.080.041,90	327.561.394,84	328.048.717,53	328.550.710,03
		eur/an						73.108.990	110.572.151	95.322.690	79.803.866	73.245.447	66.297.126	66.391.584	66.486.445	66.584.693	66.683.345	66.785.387

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	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	I				5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
Mentenanță și reparații, motoare termice	Ho	h/an			66.897	72.863	78.829	84.795	90.761	96.727	102.693	108.659	114.625	120.591	126.557	132.523
1) Cheltuieli de mentenanță corectivă (materiale în stoc)		eur/an	485.000	485.000												
	CF1	lei/an	108.453	2.385.958	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) Cheltuieli de mentenanță completă (materiale și manoperă)	re	%			2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
	PMC	eur/h			77,80	79,70	81,70	83,70	85,80	87,90	90,10	92,40	94,70	97,10	99,50	102,00
		eur/an	2.394.208	52.672.577	2.330.774,01	2.371.454,70	2.413.111,91	2.456.171,05	2.559.414,00	2.632.751,00	2.687.683,00	2.756.292,00	2.824.901,00	2.895.493,00	2.968.085,00	3.042.660,00
	CF2	lei/an	11.778.306	259.122.743	11.417.047,69	11.695.870,19	11.989.357,56	12.282.864,93	12.591.037,17	12.899.209,41	13.222.056,52	13.559.578,49	13.897.100,47	14.245.397,31	14.601.454,16	14.968.365,87
3) Cheltuieli de reparație capitală (materiale și manoperă)	PRK	eur/an	1.500.000	1.500.000				1.500.000,00								
	CF3	lei/an	335.420	7.379.250	0,00	0,00	0,00	7.379.250,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4) Cheltuieli de mentenanță de rutină	PMR	eur/an	10.000	220.000	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
	CF4	lei/an	49.195	1.082.290	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00
Mentenanță și reparații, alte echipamente	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%
5) Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	91.438	2.055.627	92.789,00	93.717,00	94.654,00	95.601,00	96.557,00	97.523,00	98.498,00	99.483,00	100.478,00	101.483,00	102.498,00	103.523,00
	CF5	lei/an	459.666	10.332.657	456.475,49	461.040,78	465.650,35	470.309,12	475.012,16	479.764,40	484.560,91	489.406,62	494.301,52	499.245,62	504.238,91	509.281,40
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	12.731.041	280.892.897	11.922.718,18	12.206.105,88	12.504.212,92	20.381.619,05	13.115.244,33	13.428.168,81	13.755.812,43	14.098.180,11	14.440.596,99	14.797.737,93	15.154.928,07	15.526.842,27
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			125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an			15.697.500	15.855.000	16.014.000	16.174.500	16.336.500	16.500.000	16.665.000	16.831.500	16.999.500	17.169.000	17.340.000	17.514.000
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	26.842.334	671.858.359	28.887.892,18	29.335.117,68	29.798.594,92	37.642.903,05	30.744.962,33	31.227.852,81	31.726.954,43	32.242.393,11	32.759.373,99	33.292.610,93	33.837.430,07	34.380.007,27
		eur/an			5.872.120	5.963.028	6.057.241	7.651.774	6.249.611	6.347.770	6.449.232	6.553.998	6.659.066	6.767.479	6.876.193	6.985.517
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	823.253.354	8.081.883.860	329.054.702,70	329.560.696,79	330.083.372,46	337.967.312,07	331.149.439,91	331.692.840,41	332.252.935,93	332.829.736,81	333.408.570,67	334.004.115,87	334.601.703,07	335.217.510,70
		eur/an			65.887.835	66.990.659	67.096.935	68.703.590	67.313.638	67.424.096	67.537.948	67.655.196	67.771.857	67.893.915	68.015.388	68.140.565

3.4 Studiile de specialitate

3.4.1 Studiul topografic

Studiul topografic existent va fi revizuit în faza de Proiect Tehnic de Execuție.

3.4.2 Studiul geotehnic

Studiul geotehnic existent va fi actualizat în faza de Proiect Tehnic de Execuție.

3.4.3 Studiul hidrologic

Studiul hidrologic existent va fi actualizat în faza de Proiect Tehnic de Execuție.

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.

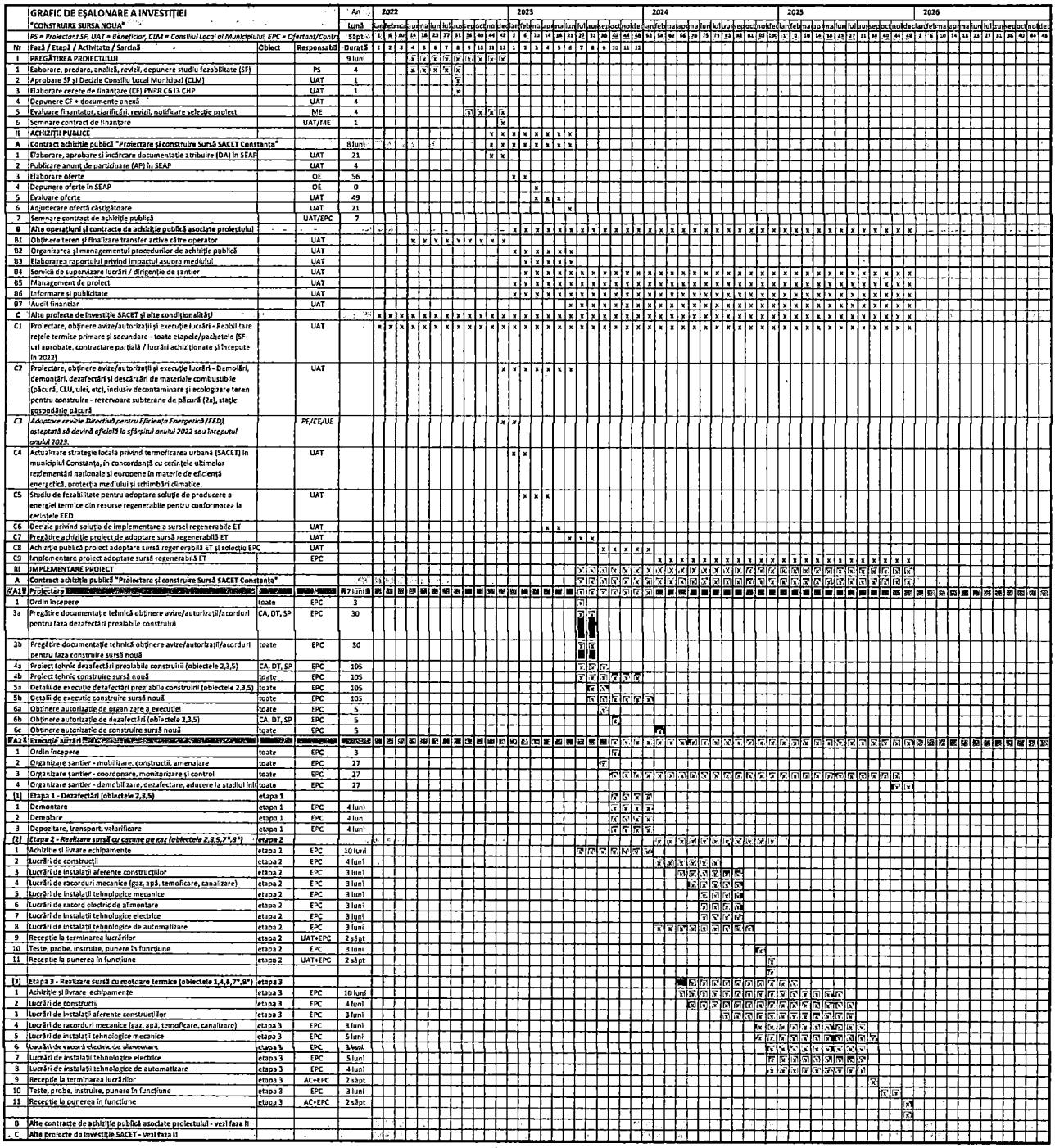
3.5 Graficul de realizare a investiției

Este propus următorul grafic de pregătire și realizare a investiției, în versiunea restrânsă.

Tabel 21. Graficul de pregătire și realizare a investiției

	GRAFIC DE EȘALONARE A INVESTIȚIEI			An	2022												2023												2024												2025												2026											
	"CONSTRUIRE SURSA NOUA"			Luni	ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	aug	sept	oct	noi	dec	ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	aug	sept	oct	noi	dec	ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	aug	sept	oct	noi	dec	ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	aug	sept	oct	noi	dec	ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	aug	sept	oct	noi	dec
	(PS = Proiectant SF, UAT = Beneficiar, CLM = Consiliul Local al Municipiului, EPC = Ofertant/Contr			Săpt	1	6	10	14	18	23	27	31	36	40	44	48	1	6	10	14	19	23	27	31	36	40	44	48	53	57	62	66	70	75	79	83	88	92	96	100	1	6	10	14	18	23	27	31	36	40	44	48	1	6	10	14	18	23	27	31	36	40	44	48
Nr	Fază / Etapă / Activitate / Sarcină	Obiect	Responsabil	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																																													
I	PREGĂTIREA PROIECTULUI			9 luni																																																																
II	ACHIZIȚII PUBLICE																																																																					
A	Contract achiziție publică "Proiectare și construire Sursă SACET Constanța"			8 luni																																																																	
B	Alte operațiuni și contracte de achiziție publică asociate proiectului																																																																		
C	Alte proiecte de investiție SACET și alte condiționalități																																																																		
III	IMPLEMENTARE PROIECT																																																																		
A	Contract achiziție publică "Proiectare și construire Sursă SACET Constanța"																																																																	
A1	Proiectare			7 luni																																																																
A2	Execuție lucrări																																																																
[1]	Etapa 1 - Dezafectări (obiectele 2,3,5)		etapa 1																																																															
[2]	Etapa 2 - Realizare sursă cu cazane pe gaz (obiectele 2,3,5,7*,8*)		etapa 2																																																														
[3]	Etapa 3 - Realizare sursă cu motoare termice (obiectele 1,4,6,7*,8*)		etapa 3																																																													
B	Alte contracte de achiziție publică asociate proiectului - vezi faza II																																																														
C	Alte proiecte de investiție SACET - vezi faza II																																																														

Un grafic de pregătire și realizare a investiției într-o versiune mai detaliată este prezentat în cele ce urmează.



În cadrul Anexei C4.1 este prezentat graficul de execuție în format Gantt.

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 fezabile (factuale) S1 și S2 cu scenariul de referință contrafactual SR.

Calculele din cadrul analizei se referă la perioada de **25 ani**: 2023 – 2047:

- Primii 3 ani de construire, 2023-2025, vor fi incluși în perioada de analiză, cf. Ghid ACB CE
- În consecință, anii de operare completă vor fi 2026-2047

Primul an de operare va fi anul 2025, fără cogenerare, doar cu instalația de vârf, odată cu recepția cazanelor de apă caldă (graficul de implementare prevede o astfel de etapizare) la sfârșitul anului 2024. Odată cu finalizarea lucrărilor proiectului, necesarul de producție ET aferent anului de operare 2026 va fi asigurat preponderent de către instalația de cogenerare de înaltă eficiență (peste 50 %).

Tabel 22. Necesarul de energie termică prognozat

An	ET vândută	Cotă ETV	ET pierdută	Cotă ETP	ET total
	MWh/an	%	MWh/an	%	MWh/an
2022	331.373,00	48%	360.788,00	52%	692.161,00
2023	331.373,00	51%	324.025,00	49%	655.398,00
2024	341.314,19	55%	277.323,27	45%	618.637,46
2025	351.553,62	61%	222.270,37	39%	573.823,99
2026	362.100,22	68%	167.323,32	32%	529.423,54
2027	372.963,23	77%	112.307,76	23%	485.270,99
2028	384.152,13	88%	52.384,89	12%	436.537,02
2029	384.152,13	88%	52.384,89	12%	436.537,02
2030	384.152,13	88%	52.384,89	12%	436.537,02
...					
2047	384.152,13	88%	52.384,89	12%	436.537,02

4.1.2 Scenariile analizate

Scenariul factual S1 (CHP TG + CA) presupune utilizarea unei instalații de cogenerare care cuprinde 2 turbine cu gaze de 14,1 MWe, având un potențial de a genera în total o căldură utilă de 45 MWt, 4 cazane cu gaz de 25 MWt și 2 cazane de abur cu gaz de 7,4 MWt.

Scenariul factual S2 (CHP MT + CA) presupune utilizarea unei instalații de cogenerare care cuprinde 5 motoare termice cu gaze de 10,4 MWe având un potențial de a genera în total o căldură utilă de 45 MWt, 4 cazane cu gaz de 25 MWt și 2 cazane 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 Constanța.

Tabel 23. 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 (%)	
2022	-	0%	-	0%	-	0%	692.161,00
2023	-	0%	-	0%	-	0%	655.398,00
2024	-	0%	-	0%	-	0%	618.637,46
2025	-	0%	484.868,24	84,5%	72.568,84	12,6%	16.386,92
2026	302.906,94	57,2%	172.089,97	32,5%	54.426,63	10,3%	-
2027	291.169,80	60,0%	157.231,54	32,4%	36.869,65	7,6%	-
2028	268.473,07	61,5%	150.506,97	34,5%	17.556,98	4,0%	-
2029	268.473,07	61,5%	150.506,97	34,5%	17.556,98	4,0%	-
2030	268.473,07	61,5%	150.506,97	34,5%	17.556,98	4,0%	-

Tabel 24. Acoperirea necesarului ET pentru scenariul S2

Perioadă	SURSE:						
AN	MT GN CHP		CA GN		CAS GN		B GN existent
	ET1 (MWh/an)	cotă ET1 (%)	ET2 (MWh/an)	cotă ET2 (%)	ET3 (MWh/an)	cotă ET3 (%)	
2022	-	0%	-	0%	-	0%	692.161,00
2023	-	0%	-	0%	-	0%	655.398,00
2024	-	0%	-	0%	-	0%	618.637,46
2025	-	0%	484.868,24	84,5%	72.568,84	12,6%	16.386,92
2026	302.906,94	57,2%	172.089,97	32,5%	54.426,63	10,3%	-
2027	290.522,70	59,9%	157.878,64	32,5%	36.869,65	7,6%	-
2028	267.719,33	61,3%	151.260,71	34,7%	17.556,98	4,0%	-
2029	267.719,33	61,3%	151.260,71	34,7%	17.556,98	4,0%	-
2030	268.473,07	61,5%	150.506,97	34,5%	17.556,98	4,0%	-

Se observă faptul că repartizarea procentuală a producției de energie termică în cele două scenarii este, în primul an de operare completă (2026):

~ 57 % ET livrată de instalația (unitățile) CHP (TG sau MT)

~ 33 % ET livrată de instalația de vârf cu cazanele de apă caldă (CA)

~ 10 % 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 Municipiul Constanța,* elaborat în 2021 de Comitetul Local pentru Situații de Urgență (CLSU) din cadrul Primăriei Municipiului Constanța. 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.

Accident 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 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, navale / maritime, 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, acestea sunt obiective existente în amplasamentul de proiect ce se vor desființa, 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 Constanța face ca **fenomenele meteorologice periculoase** cu precădere din timpul sezonului rece să se manifeste cu putere, fiind posibilă generarea unor efecte

precum întreruperea alimentării cu energie electrică, întreruperea legăturilor telefonice, intervenții dificile ale echipajelor de poliție/pompieri/ISU. În scopul gestionării riscurilor de acest tip, beneficiarul va colabora cu Centrul Meteorologic Regional Dobrogea care transmite avertizări privind fenomenele meteorologice periculoase emise de ANM sau de autoritățile locale. Monitorizarea furtunilor la Marea Neagră se realizează de către Stația Hidrologică Marină Constanța. Protecția și informarea persoanelor în cazul temperaturilor caniculare și secetei se realizează în baza Planului de intervenție în caz de caniculă stabilit de CLSU Constanța.

Din punct de vedere al expunerii la riscul de **inundații**, zona de proiect, care face parte din Administrația Bazinală de Apă (ABA) Dobrogea-Litoral, nu se află într-o arie afectată de inundații istorice semnificative și nici nu prezintă risc potențial semnificativ de inundație. Municipiul Constanța nu se află într-o zonă cu risc natural de inundații, provenite din torenți, conform Legii nr. 575/2001. Față de alte zone naționale, în Municipiul Constanța s-a produs un singur eveniment major de inundație, în vara anului 2004. Planul de acțiune al beneficiarului va integra măsurile de prevenire, protecție, conștientizare, pregătire și răspuns la riscurile de inundație stabilite în PMRI elaborat de către ABA Dobrogea-Litoral.

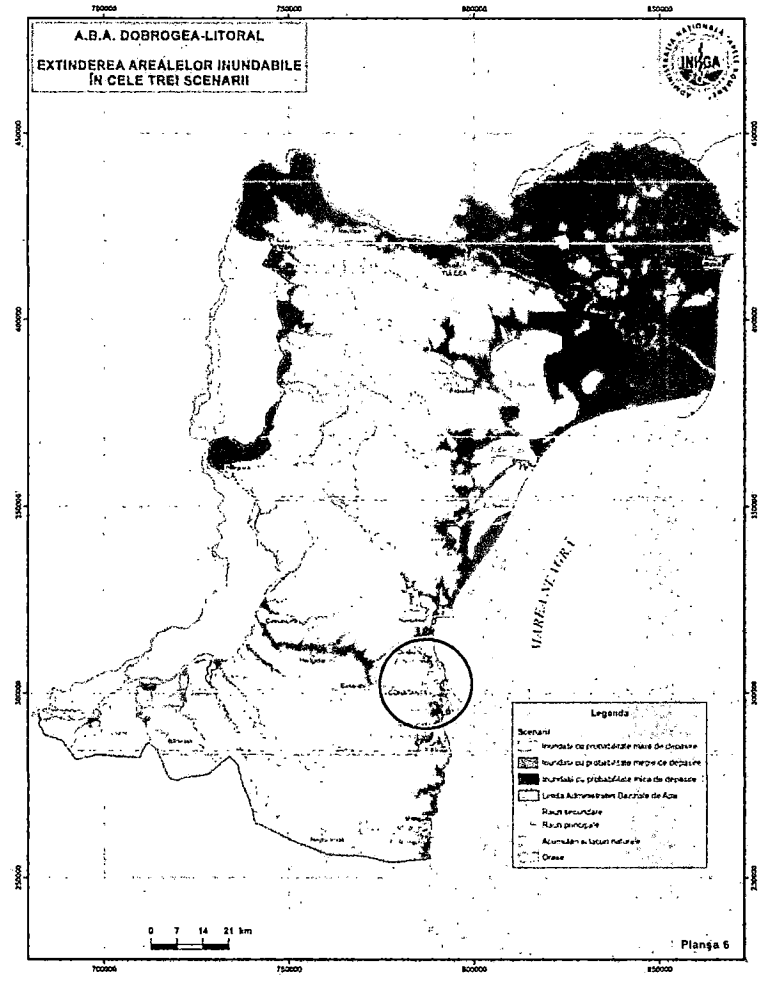


Figura 9. Harta zonării hazardului la inundații

Din punct de vedere al expunerii la riscul de **alunecări și prăbușiri de teren**, Municipiul Constanța are un potențial scăzut de producere a alunecărilor de teren (reactivate), 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 Palas, nu există potențial de producere a unor

alunecări de teren, aceasta situându-se în afara zonelor costiere și a portului turistic Tomis unde acest risc există.

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. În general, seismele intermediare cu epicentrul în Vrancea nu produc efecte distructive majore asupra clădirilor moderne decât în cazul unor magnitudini de peste 7 pe scara Richter. Seismele superficiale și crustale pot produce avarieri importante începând cu magnitudini de ordinul 5,5 – 6,0 dacă se produc în apropierea aglomerărilor urbane populate. Se apreciază că, în baza condițiilor geografice, geologice și hidrometeorologice pe teritoriul Municipiului Constanța, există un pericol redus de producere a unor dezastre provocate de mișcările seismice. 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 = 0,20 g și o perioada de colț Tc = 0,7 s, în cazul unor evenimente seismice având intervalul mediu de recurență IMR = 225 ani.

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 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 Constanța 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 Palas 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 Palas 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 Constanța, 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 Constanța.

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 Palas de producere a energiei termice și electrice. Beneficiarul va estima necesarul de personal în baza situației actuale de personal la nivelul operatorului Termocentrale Constanța SRL și a societății Electrocentrale Constanța SA. Numărul estimativ de persoane necesare pentru operarea, exploatarea și administrarea noii centrale 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 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 Constanța 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 Palas. Apa provine din rețeaua de apă municipală. În situația proiectată se adaugă ca sursă noua de alimentare obiectul 6 – foraje de apă. Pentru detalii, a se vedea cap. 5.3.

Toate instalațiile sanitare, de canalizare și de apă de incendiu vor fi preluate / racordate din / la rețelele existente în incinta CET Palas. 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 şi accidentare, informarea, consultarea şi instruirea lucrătorilor. Se va urmări de asemenea ca nivelul de zgomot la 10 m de clădirea în care se instalează unităţile CHP să nu depăşească 65 dB(A).

Totodată, se va ţine 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 faţada clădirilor rezidenţiale va fi sub 55 dB(A) ziua şi sub 45 dB(A) noaptea.

4.3.3.4 Protecţia solului

Solul pe care se construieşte şi se operează noua centrală nu va fi contaminat.

Organizare de şantier: Se vor realiza lucrări temporare de construcţii-montaj pentru realizarea organizării de şantier. Locul de realizare a organizării va fi stabilit împreună cu beneficiarul, iar spaţiul alocat va fi marcat corespunzător, respectiv restricţionat cu barieră de trecere. După finalizarea proiectului şi demobilizare, terenul pus la dispoziţie va fi readus la forma iniţială şi predat în condiţiile anterior prestabilite. Pentru detalii, se va consulta cap. 5.3.9.12.

Dezafectări prealabile: Se vor realiza lucrări de demontare, decontaminare, dezafectare şi demolare a obiectelor existente pe amplasamentul de proiect. Terenul va fi predat pentru construire în condiţii corespunzătoare. Pentru detalii, se va consulta cap. 5.3.9.5.

Construire: Pentru realizarea noii centrale se vor executa lucrări de construcţii – terasamente, fundaţii, canale, cămine, clădiri, structuri metalice, lucrări de montaj mecanic, electric şi automatizări echipamente, teste, probe, verificări, punere în funcţiune. Pe durata lucrărilor se vor lua măsuri de protejare a solului atât suprateran cât şi subteran, după cum este cazul. Se vor asigură condiţii adecvate de depozitare a utilajelor, materialelor şi deşeurilor, cu respectarea reglementărilor în vigoare, în scopul evitării oricărui impact asupra personalului lucrător şi mediului, evitării poluărilor accidentale.

Operare: Amenajările executate aferente noii centrale se consideră că nu vor avea un impact asupra solului şi mediului. Drumurile în incintă vor fi racordate la drumurile existente şi vor permite traficul auto.

4.3.3.5 Protecţia zonelor rezidenţiale şi obiectivelor de interes public

Amplasamentul de proiect este situat pe un teren intravilan din incinta CET Palas, obiectiv situat într-o zonă de utilitate publică, la adresa Bulevardul Aurel Vlaicu nr. 123, Constanţa. Zona respectivă este una mixtă, industrial-comercială şi rezidenţială. Vecinătăţile CET Palas se prezintă astfel:

- la Nord-Vest – strada Industrială / obiective industriale şi comerciale
- la Nord-Est – bulevardul Aurel Vlaicu / obiective rezidenţiale şi comerciale
- la Sud-Est – strada Vârful cu Dor / obiective rezidenţiale
- la Sud-Vest – zonă industrială-comercială cu diverşi operatori economici

Noua sursă este localizată în partea de Sud a incintei CET Palas (N), în apropiere de zona industrial-comercială (S şi V) şi de zona rezidenţială (E). La cca. 5 km se află portul turistic Tomis.

În imediata vecinătate a amplasamentului de proiect nu se situează monumente istorice sau de arhitectură, situri arheologice, sau zone protejate.

Având în vedere existenţa unor clădiri de locuinţe şi sedii de companii în apropierea amplasamentului de proiect, antreprenorul general va asigură toate condiţiile necesare privind igiena şi sănătatea publică referitoare la mediul de viaţă al populaţiei, stabilite prin OMS nr. 119/2014. Pe durata execuţiei lucrărilor, se va asigură paza şantierului şi măsurile necesare de securitate a muncii şi 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 Palas 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

Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții

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 Constanța, 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 în conformitate cu standardele și reglementările ANRE, pentru o perioadă de analiză concretă în intervalul 2022 - 2029. 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:
    a) 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;
    b) 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) în cazul în care TVA nu este un cost eligibil;
- 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, conform 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 Anexei C7.0 – ACB și al Anexelor C7.3 – AF S1 și C7.4 – AF S2.

Rezultatele analizei financiare

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoarea netă actualizată financiară (VNAF/C)	(89.789.806,74) €	(87.548.834,66) €
Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF/C)	#NUM!	#NUM!
Valoarea netă actualizată financiară, cu asistență comunitară (VNAF/K)	-	-
Rata internă de rentabilitate financiară, cu asistență comunitară (RIRF/K)	9,1 %	9,1 %

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 care se acordă ca ajutor de stat pentru finanțarea proiectului în scenariul de proiect recomandat.

Grad de finanțare din fonduri europene	
Scenariul 2	**Valoare (fără TVA)**
Costul investițional	**126.954.998,27 €**
Deficit de finanțare (diferență VNAF/C S2 – VNAF/C SR)	87.548.834,66 €
Grad de finanțare	69,0 %

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.

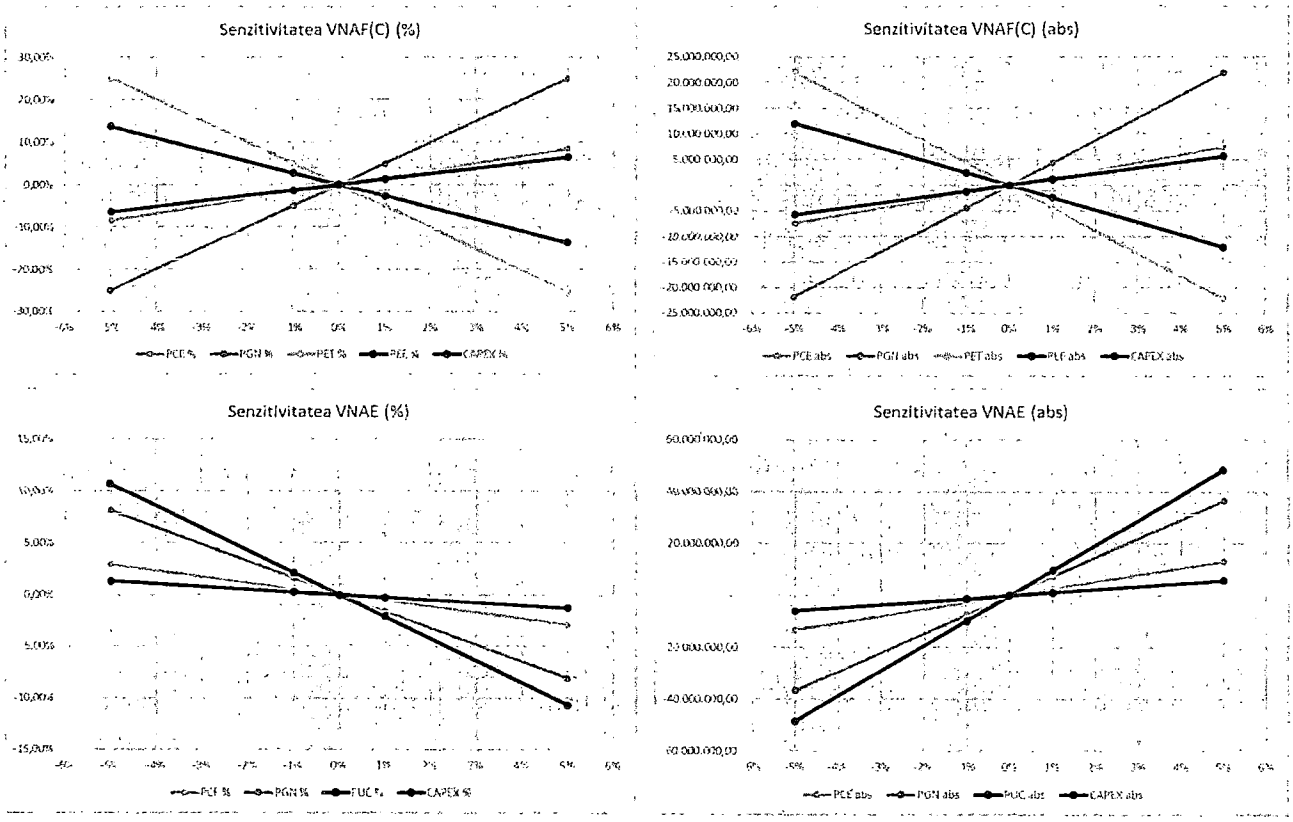
Analiza economică a fost realizată în cadrul Anexei C7.0 – ACB, cap. 7 și al Anexei C7.8 – AE.

Rezultatele analizei economice

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoarea netă actualizată economică (VNAE)	174.366.501,40 €	452.506.543,92 €
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE)	11,37 %	17,33 %

4.7 Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate este inclusă în Anexa C7.0 – ACB, cap. 8 și Anexa C7.9 – AS.



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 25. 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

Categoria de risc	Descriere	Consecințe	Eliminare	Cine este responsabil de gestiunea riscului
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	Finantatorul 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
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

Categoria de risc	**Descriere**	**Consecințe**	**Eliminare**	**Cine este responsabil de gestiunea riscului**
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 14,1 MWe / 22,5 MWt + 4 x CA 25 MWt + 2 x CAS 7,4 MWt
S2: Configurație CHP 4 x MT 10,4 MWe / 9 MWt + 4 x CA 25 MWt + 2 x CAS 7,4 MWt

Scenariile nou propuse au în vedere adaptarea soluției tehnice la necesitățile actuale ale SACET Constanța 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 Constanța
- 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 Constanța

Toate scenariile nou propuse au în vedere adaptarea soluției tehnice la necesitățile actuale ale SACET Constanța 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 Constanța
- 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 Constanța

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 26. 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 27. Centralizatorul comparativ cu punctajele scenariilor fezabile

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 28. Centralizatorul indicatorilor financiari și economici pentru scenariile factuale

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
VNAF(C)	(89.789.806,74) €	(87.548.834,66) €
RIRF(C)	#NUM!	#NUM!
VNAF(K)	- €	- €
RIRF(K)	9,1 %	9,1 %
VNAE	174.366.501,40 €	452.506.543,92 €
RIRE	11,37 %	17,33 %

Notă: Valorile RIRF/C sunt prea mici pentru a fi calculate cu formula Excel IRR.

Având în vedere valorile mai mari 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 strategia generală de dezvoltare a SACET Constanța și va fi implementat conform graficului de realizare (a se vedea Anexa C4 din capitolul Anexe), în decurs de 3 ani, în anii 2023-2025, 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 50% ET livrată dintr-o combinație de surse în cogenerare de înaltă eficiență și regenerabile. 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 de cogenerare de înaltă eficiență formată dintr-un număr de 5 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 2 cazane 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
    - degazoarele termice 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
- forajele de apă necesare operării independente de alte surse de alimentare

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

Tabel 29. 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 – FA : Foraje de apă
Obiect 07 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit
Obiect 08 – SG : Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

Propunerea de amplasare a obiectelor componente ale investiției este prezentată mai jos, precum și în cadrul Anexelor.

Figura 10. Planul de amplasament (plan apropiat)

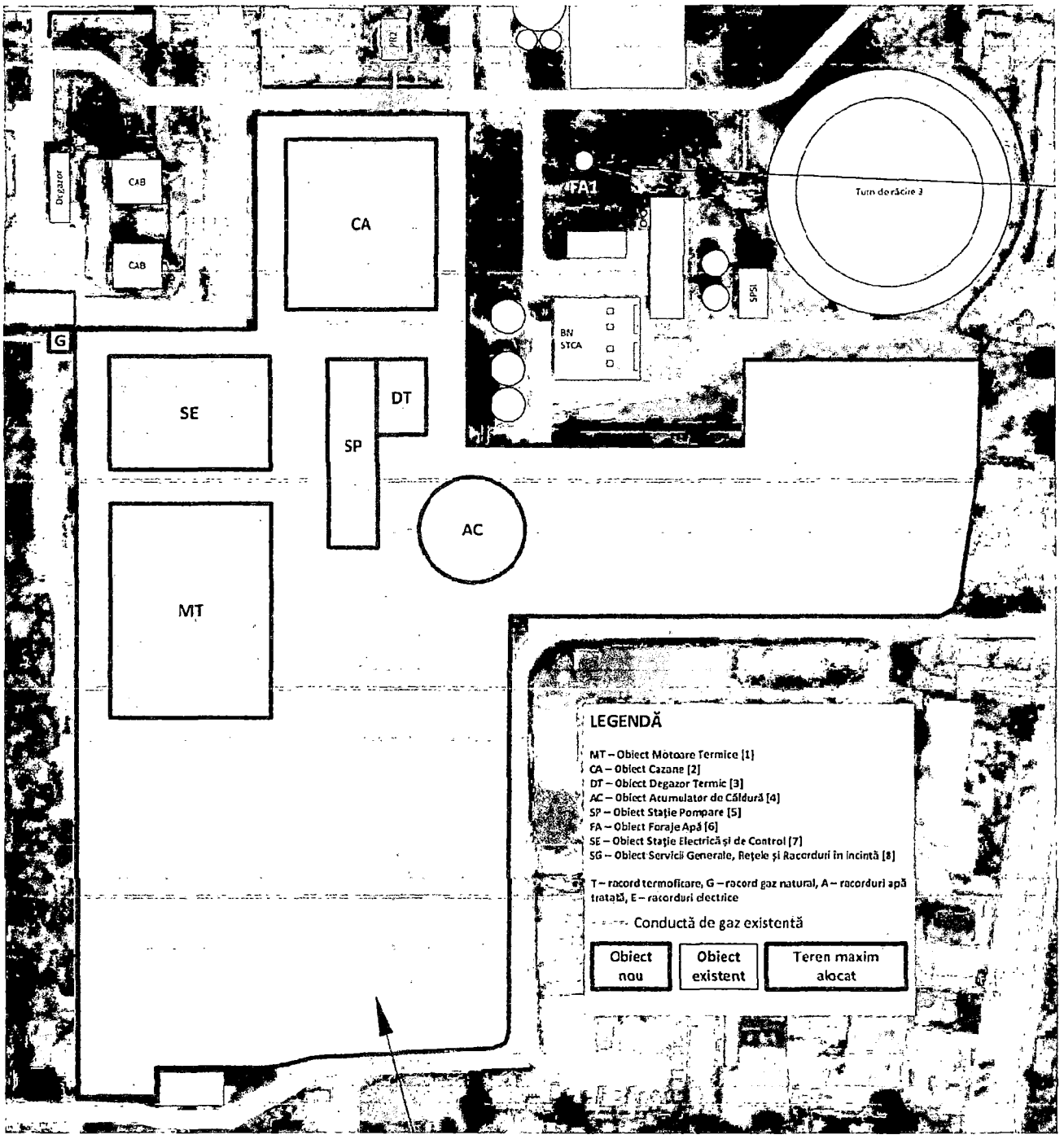
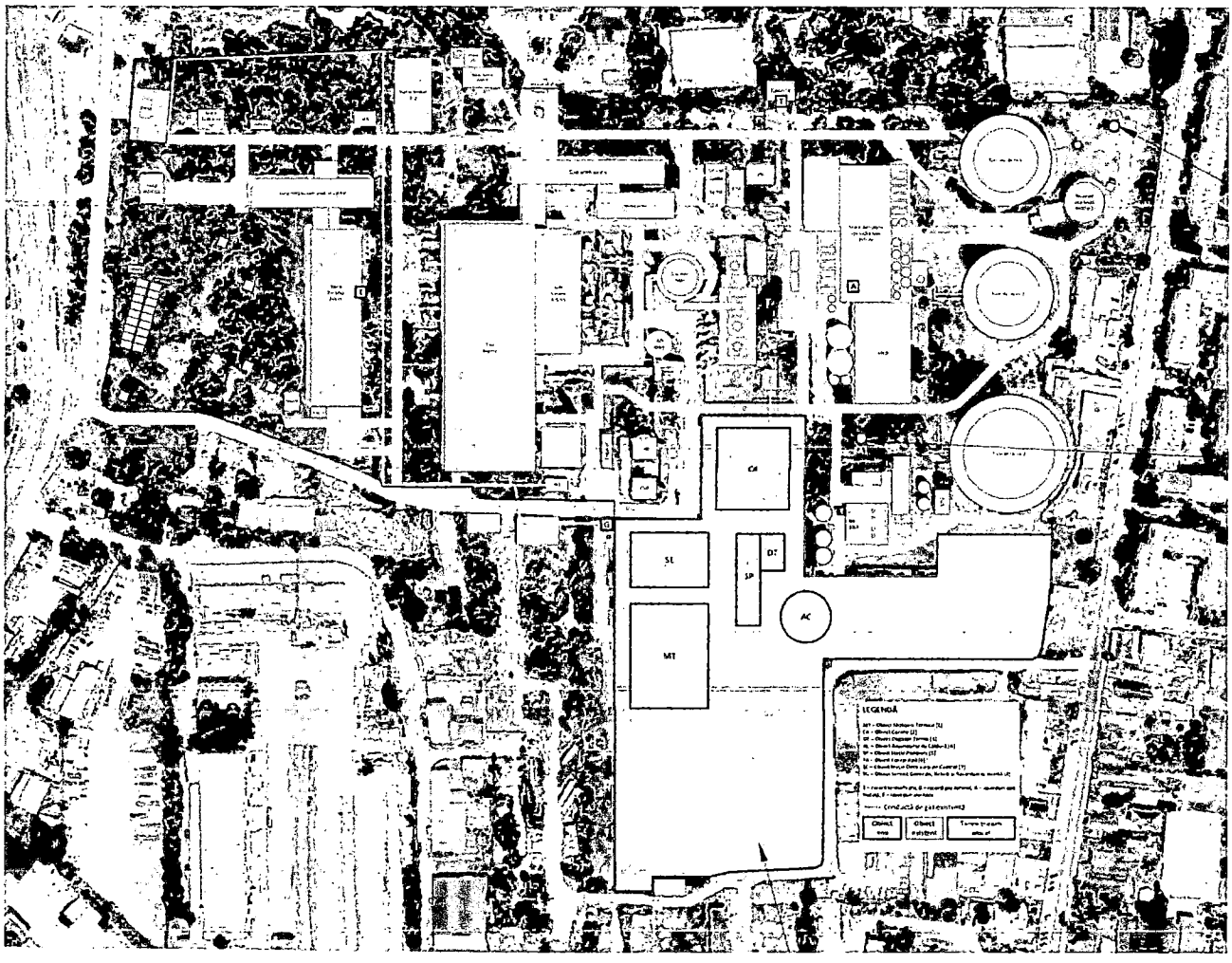


Figura 11. Planul de amplasament (*plan îndepărtat, încadrarea în incinta CET Palas*)



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 sunt ele prezentate în Directiva EED. Beneficiarul a optat pentru realizarea unei surse bazată pe o combinație cogenerare + regenerabil, pentru care cel puțin 50% ET livrată se va asigură în combinație.

Scenariul S2 propus include o instalație de cogenerare de **înaltă** eficiență formată din 5 (cinci) 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:

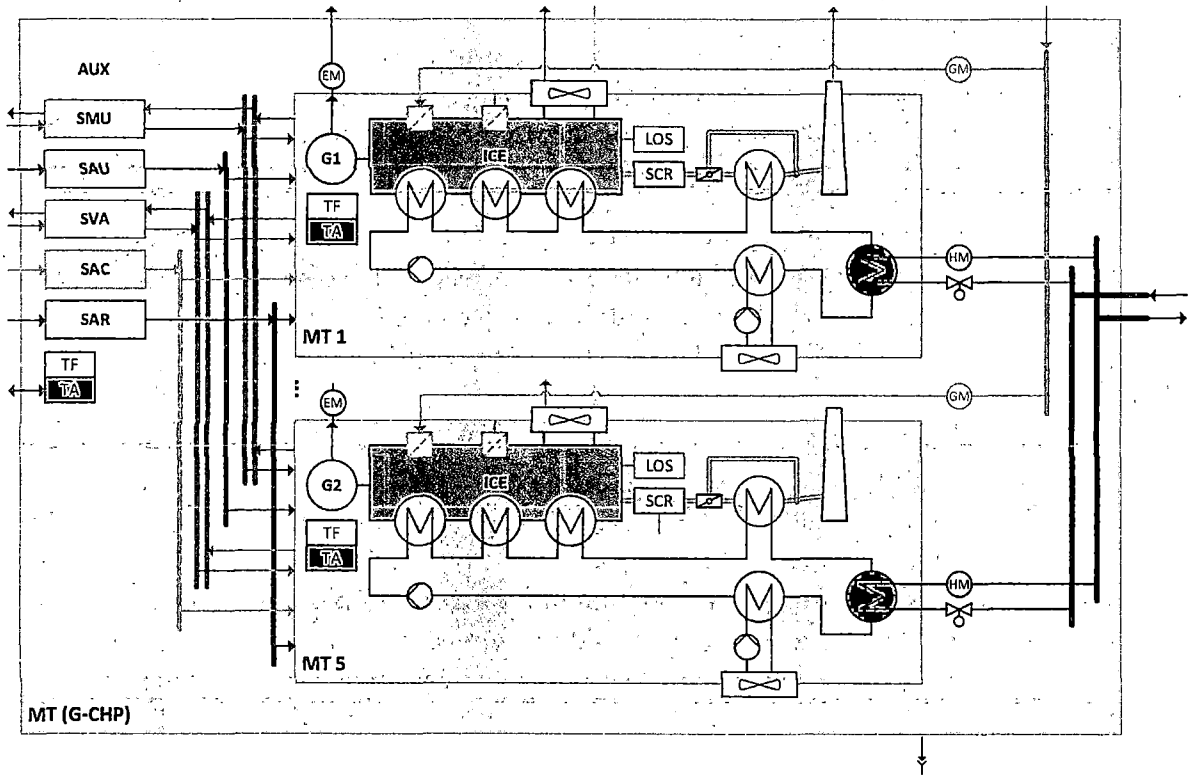
- asigurarea unui factor de emisie specifică de CO2 de maxim 250 gCO2/kWh raportat la energia utilă
- posibilitatea utilizării viitoare a unui amestec de gaz natural cu hidrogen verde în scopul micșorării emisiei specifice de CO2

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 52 MWe și minim 45 MWt. Randamentul garantat al instalației în ansamblu va fi de minim 88%.

5.3.1.2 Schema de proces

Figura 12. Schema funcțională MT



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 Constanța simultan cu energia electrică pentru vânzare pe piața liberă. Capacitatea instalației CHP a fost stabilită la minim 45 MWt căldură și minim 52 MWe putere electrică. Randamentul garantat al instalației în ansamblu va fi de minim 88%.

Instalația CHP se bazează pe un număr de 5 (cinci) 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 apa de termoficare 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 două unități compresoare dimensionate pentru alimentarea a minim 3 unități CHP (60% sarcină). Unitățile de comprimare gaz vor fi instalate în containere amplasate în exterior în

proximitatea clădirii motoarelor. Unitățile de comprimare se vor racorda la conducta de gaz ce alimentează substația PR2, 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 pe de o parte ocuparea unui spațiu cât mai restrâns și pe de altă parte 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 : $\leq$ 75 mg/Nm3 la 15% O2 în g.a. uscate
- CO : $\leq$ 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: Distrigaz Sud Rețele
- 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: 4,5 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: ≥ 88,0 %
- 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: ≤ 65 dB(A) la 10 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 de emisie specifică de CO2: 229 gCO2/kWh (energie utilă)
- Factor de emisie specifică de CO2: 245 gCO2/kWhe (energie electrică netă)
- 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 5 unități CHP

- Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 100mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina electrică: 5 x 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: ≥ 52.000 kWe
- Căldură utilă cogenerată, în apă: ≥ 45.000 kWt
- Randament electric CHP: ≥ 47,3 %
- Randament termic CHP: ≥ 40,9 %
- Randament global CHP, garantat: ≥ 88,0 %
- Putere termică combustibil principal: 110.000 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 11.000 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 22.215 kg/h

5.3.1.5 Scopul de furnizare necesar

Obiectul MT va include următoarele elemente:

- 1 stație de comprimare gaz natural 4,5/10 bar(g), 2 x 60%
- 5 unități de cogenerare de înaltă eficiență (MT1...MT5), 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 Construirea și montajul

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:

- lucrări de golire și valorificare sau neutralizare a produselor petroliere, uleiurilor și lubrifianților încărcați în rezervoare, echipamente și instalații tehnologice
- lucrări de ecologizare a terenurilor / obiectelor

- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în responsabilitatea beneficiarului, putând fi acoperite din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute.

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 de cca. 43 x 57 m. 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 [7].

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 de jur împrejurul obiectului, 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. 7), 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). 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.

Sunt incluse în cadrul bugetului de proiect (în costul echipamentelor), materialele consumabile pentru umplere în perioada de garanție (ulei, soluție de uree).

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%. La funcționarea pe gaz natural, factorul de emisie specifică de CO2 este sub pragul de 250 gCO2/kWh impus prin reglementările europene. 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 13. Schema simplificată de proces CA (cazane de apă caldă)

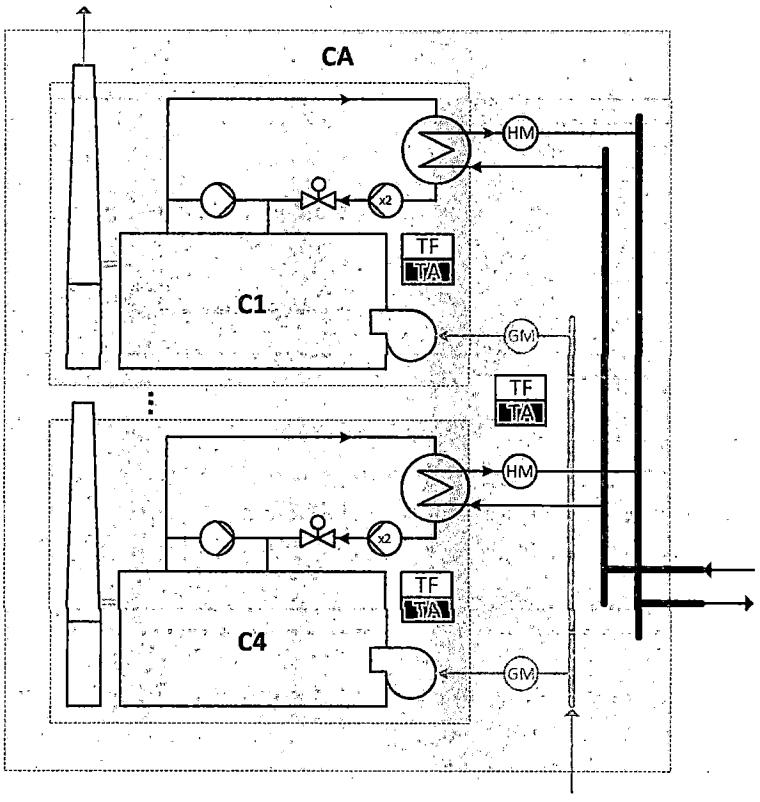
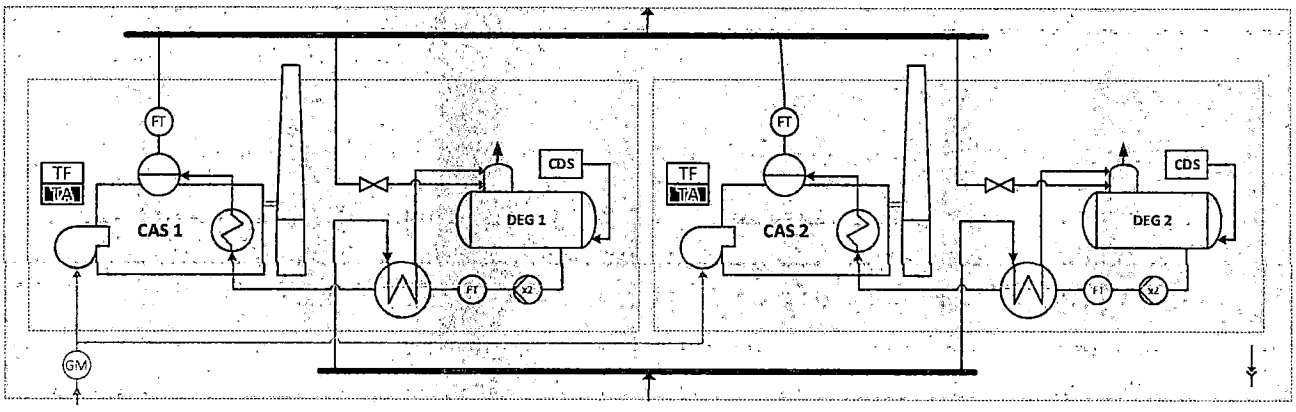


Figura 14. Schema simplificată de proces CA (cazane de abur și auxiliarele principale)



5.3.2.2 Descrierea soluției

Pentru asigurarea necesarului de energie termică pentru încălzire și preparare apă caldă de consum în cadrul SACET Constanța, 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 Constanța, sunt prevăzute 2 (două) cazane de abur saturat de tip ignitubular, cu funcționare pe combustibil gaz natural, pregătite H2R, de capacitate termică egală de 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 fabricât 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 Constanța 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 vor utiliza două transformatoare auxiliare coborâtoare 10,5/0,4kV de capacitate și un tablou general de distribuție, amplasate într-o cameră electrică. 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.

Cazanele de abur CAS1, CAS2

Cazanele de abur vor fi realizate în tehnologie ignitubulară, cu 3 drumuri de fum, dotate 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). Cazanele vor fi construite pe cadru metalic suport amplasat pe amortizoare de zgomot, cu ușă frontală rabatabilă căptușită cu material de izolare termică specială, dotate cu dispozitiv de curățare a țevilor de fum.

Instalația de ardere a cazanelor 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 coșurile de fum cu structurile de susținere aferente.

Cazanele de abur vor 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.

Cazanele de abur vor fi dotate cu contor de energie termică pentru abur și debitmetru pentru măsurarea apei de alimentare.

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.

Pentru operarea corespunzătoare a cazanelor de abur vor fi incluse unități de degazoare termice complet echipate și automatizate, de minim 10 m3 fiecare, 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 chimicăle, 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 degazoarelor împreună cu cazanele de abur, de la același producător.

Specificații tehnice privind combustibilul disponibil

- Tip combustibil: gaz natural
- Sursă: Distrigaz Sud Rețele
- 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: 4,5 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

Performanțe orare (instantanee) pentru 2 unități cazane de abur

- Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina termică: 2 x 100% (nominal)
- Capacitate de producere abur saturat 6 bar(g): ≥ 24 t/h
- Randament termic: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 15.540 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 1.554 Nm3/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO2): 3.140 kg/h

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
    - Transformatoare auxiliare 10,5/0,4 kV
    - 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

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 Construirea și montajul

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:

- lucrări de golire și valorificare sau neutralizare a produselor petroliere, uleiurilor și lubrifianților încărcați în rezervoare, echipamente și instalații tehnologice
- lucrări de ecologizare a terenurilor / obiectelor
- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului, putând fi acoperite din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute.

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 prevăzute în cadrul noii surse (obiect 9). Soluția de alimentarea prevede două transformatoare auxiliare 10,5/0,4kV amplasate în clădire sau post trafo alăturat și un tablou general de distribuție.

Clădirea cazanelor va fi amplasată optim în raport cu celelalte obiecte ale noii centrale. 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. 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.

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.

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 realizează aprovizionarea cu apă dedurizată din cadrul stației de tratare a apei STCA, prin intermediul unui modul de pompare (vezi obiect nr. 3a). Apa dedurizată va alimenta un ansamblu degazor care are ca funcție degazarea apei, respectiv eliminarea oxigenului dizolvat prin procedeu termic. Totodată, ansamblul degazor 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.

Pentru adaptarea la evoluția rețelelor, ansamblul degazor prevăzut va fi format din două unități distincte, noi, echipate identic, de capacitate egală.

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. Capacitățile acestora vor fi stabilite în faza de proiectare PT+DE.

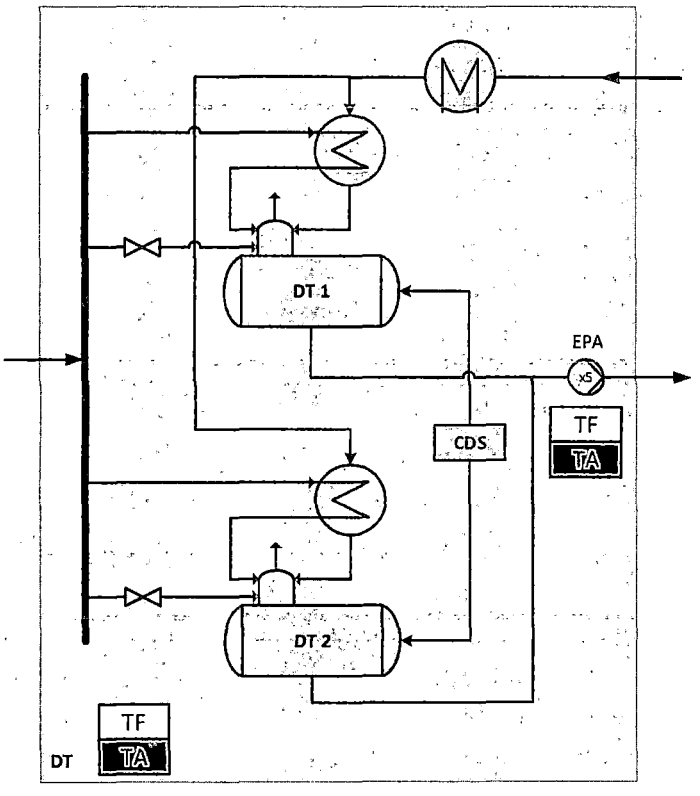
În urma tratării apei în ansamblul degazor, apa degazată va fi introdusă în returul de termoficare pe intrarea în stația de pompare SP (obiectul nr. 5), utilizând un grup de pompare a apei de adaos cu un număr de 5 electropompe (EPA) în cadrul configurației. Capacitatea de livrare a apei degazate realizate cu pompele de adaos va fi de 200 m3/h.

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 degazoarelor 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). Controllerele de automatizare vor 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 cel mai apropiat tablou de distribuție prevăzut în cadrul noii centrale.

Obiectul degazor termic astfel format va fi instalat într-o clădire industrială anexă la obiectul SP. Degazorul va fi amplasat pe o structură metalică de susținere, dotată cu structură de acces la partea superioară (scări, balustrade, etc).

5.3.3.3 Schema de proces

Figura 15. Schema funcțională DT



5.3.3.4 Specificațiile tehnice principale

Degazoare:

- Număr degazoare: 2 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: 5 buc.
- Tip: centrifugală
- Fluid: apă degazată
- Temperatura de lucru: 103...105°C
- Capacitatea de pompare: 50 m3/h
- Înălțimea de pompare: 60 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
- 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 clădirii degazorului termic – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundație, clădire industrială, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnet, prize, iluminat interior și exterior, ventilație, detecție și semnalizare incendiu, evacuare ape uzate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de montaj echipamente asociate degazorului termic, 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

5.3.3.6 Construirea și montajul

Degazorul termic DT va fi instalat în cadrul unei clădiri industriale, amplasată lângă stația de pompare SP. 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. Degazorul va fi racordat cu sursele de producere a aburului, cu returul general SACET și cu modulul de pompare a apei de dedurizare.

Instalația de automatizare a degazorului termic DT va fi integrată 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 prevăzut în cadrul noii centrale.

5.3.4 Obiectul 3a – Auxiliare aferente stației de tratare a apei (incluse în Ob. 3 DT)

5.3.4.1 Necesitatea

Noua centrală necesită alimentarea cu apă tratată, în conformitate cu cerințele tehnice ale producătorilor de echipamente termo-energetice, precum și în conformitate cu prescripțiile tehnice din standardele și normativele aplicabile. În scopul alimentării cu apă tratată, se va utiliza stația de tratare chimică a apei (ST, sau STCA), obiect existent în cadrul incintei CET Palas, deținut de beneficiar. 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 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 2.3.1.

Pentru alimentarea noii centrale cu apă tratată, sunt necesare 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

Stația de tratare apă ST va asigură debitele de apă dedurizată și apă demineralizată necesare noii centrale.

5.3.4.2 Descrierea soluției

Pentru preluarea apei dedurizate din cadrul obiectului ST, 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 stația ST, 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 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

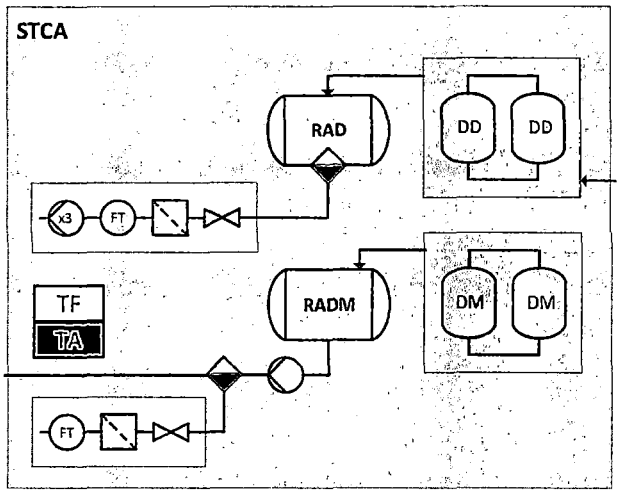
Capacitatea de livrare a apei tratate va fi:

- apă dedurizată: cca. 200 m3/h
- apă demineralizată: cca. 25 m3/h

5.3.4.3 Schema de proces

Schema de proces evidențiază modul de racordare a noii surse la STCA.

Figura 16. Schema funcțională ST



5.3.4.4 Specificațiile tehnice principale

- 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

5.3.4.5 Scopul de furnizare necesar

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
- 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 – 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 modulului de pompare și echipamentelor asociate
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive

5.3.4.6 Construirea și montajul

Modulul de pompare 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.

Instalația de automatizare a modulului de pompare ST va fi integrată în sistemul DCS/SCADA a noii surse CET. Legătura cu DCS se va realiza prin cablu cu fibră optică.

Instalația electrică de alimentare cu energie electrică a modulului de pompare ST se va realiza în cadrul clădirii ST din cel mai apropiat tablou de distribuție existent.

5.3.5 Obiectul 4 – AC : Acumulator de căldură

5.3.5.1 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.

5.3.5.2 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.

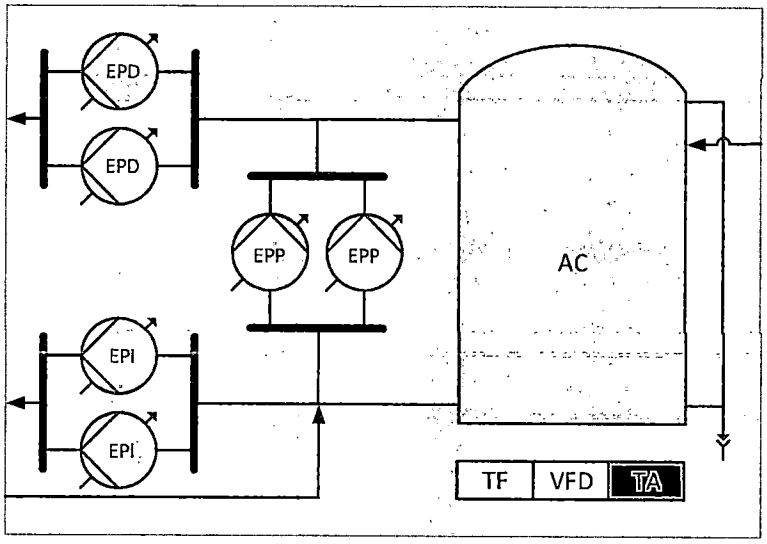
De exemplu atunci când pe piață energia electrică se tranzacționează la prețuri mari și cererea de energie termică este scăzută (de regulă în perioadele de tranziție între sezoane) centrala de cogenerare poate evacua puterea electrică în SEN în timp ce căldura generată simultan este stocată în acumulatorul 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.

5.3.5.3 Schema de proces

Figura 17. Schema funcțională AC



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.

5.3.5.4 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, $\lambda = 0{,}042$ 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

5.3.5.5 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

5.3.5.6 Construirea și montajul

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.

Notă: Următoarele lucrări:

- lucrări de golire și valorificare sau neutralizare a produselor petroliere, uleiurilor și lubrifianților încărcați în rezervoare, echipamente și instalații tehnologice
- lucrări de ecologizare a terenurilor / obiectelor
- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului, putând fi acoperite din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute.

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.

Stația de pompare aferentă acumulatorului va fi realizată într-o clădire industrială cu amprenta necesară. Infrastructura și suprastructura clădirii (rezistență și arhitectură) vor fi proiectate 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

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. Funcție de puterea instalată a electropompelor și de distanțele proiectate pentru amplasarea obiectelor, se va stabili ca soluție fie alimentarea directă din dulapul general de distribuție de joasă tensiune a stației electrice, fie alimentarea prin intermediul unor transformatoare auxiliare coborâtoare de tensiune 10,5/0,4kV amplasate în clădirea stației de pompare.

Acumulatorul de căldură va fi amplasat optim în raport cu celelalte obiecte în care se regăsesc unitățile de producție de energie termică și electrică, stația electrică aferentă centralei, celelalte auxiliare. 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. 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.

5.3.6 Obiectul 5 – SP : Stație de pompare agent termic

5.3.6.1 Necesitatea

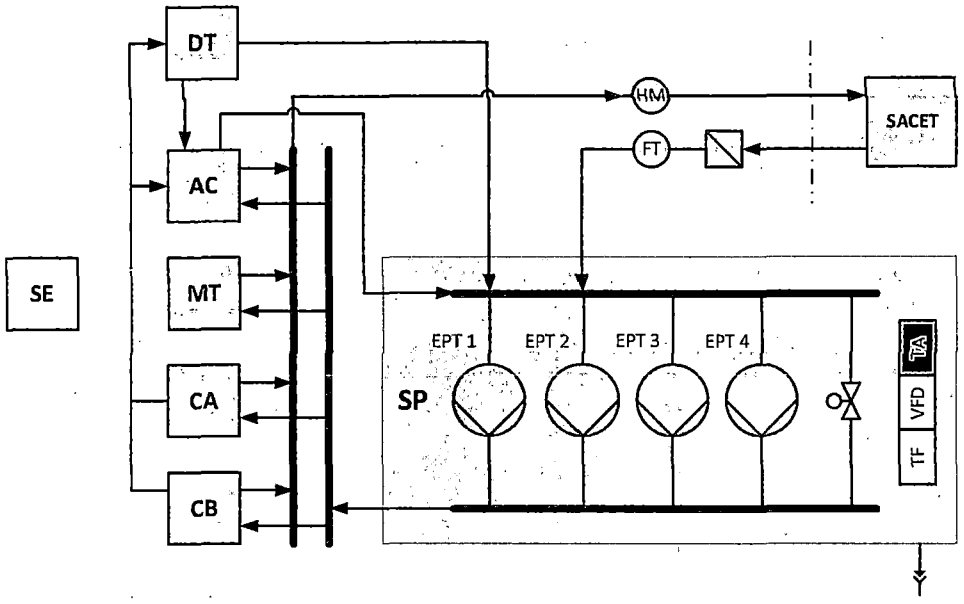
Pentru implementarea unei centrale de cogenerare complete, este necesară realizarea unui sistem nou de pompare a agentului termic care să asigure circulația acestuia prin echipamentele termo-energetice și livrarea în rețeaua SACET.

5.3.6.2 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.

5.3.6.3 Schema de proces

Figura 18. Schema funcțională SP



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, CB, AC).

5.3.6.4 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

5.3.6.5 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

5.3.6.6 Construirea și montajul

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.

Notă: Următoarele lucrări:

- lucrări de golire și valorificare sau neutralizare a produselor petroliere, uleiurilor și lubrifianților încărcați în rezervoare, echipamente și instalații tehnologice
- lucrări de ecologizare a terenurilor / obiectelor
- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului, putând fi acoperite din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute.

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 9). Funcție de puterea instalată a electropompelor și de distanțele proiectate pentru amplasarea obiectelor, se va stabili ca soluție fie alimentarea directă din dulapul general de distribuție de joasă tensiune a stației electrice, fie alimentarea prin intermediul unor transformatoare auxiliare coborâtoare de tensiune 10,5/0,4kV amplasate în clădirea stației de pompare; clădirea SP va fi compartimentată corespunzător, în acest caz.

Stația de pompare va fi amplasată optim în raport cu celelalte obiecte ale noii centrale. 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. 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.

5.3.7 Obiectul 6 – FA : Foraje de apă

5.3.7.1 Necesitatea

Având în vedere problemele de alimentare cu apă din rețeaua orășenească în anumite momente dar și prețul acesteia, este oportună realizarea unei surse de alimentare cu apă pentru necesarul tehnologic, cu un debit situat între 60 și 250 m3/h, acest consum fiind preponderent legat de pierderile masice de apă din SACET.

Din aceste motive, în cadrul configurației noii centrale este prevăzută realizarea unui număr de foraje (puțuri) de apă subterană în incinta CET Palas.

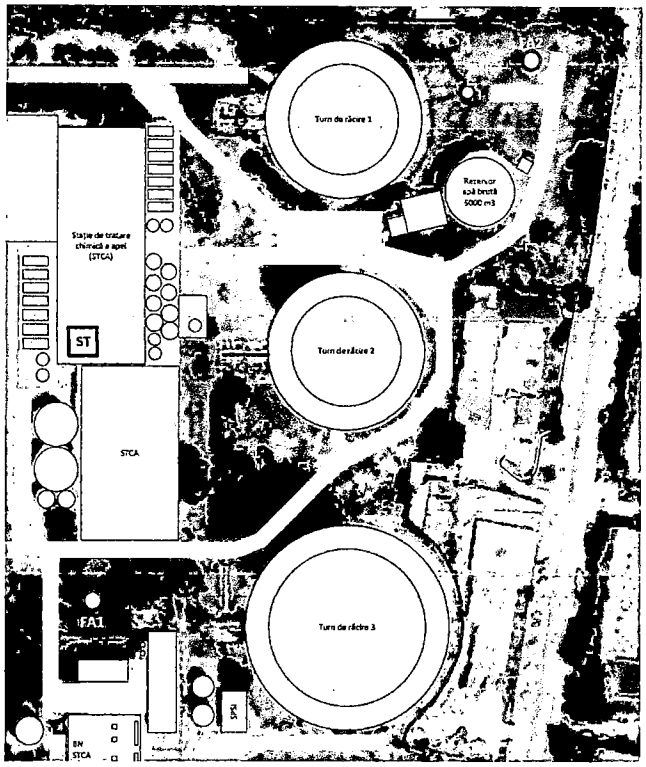
În acest fel, prin realizarea acestei surse de apă, se va reduce dependența față de fluctuațiile de debit și presiune din rețeaua municipală, vor scădea costurile cu apa tehnologică, respectiv va crește siguranța în exploatare.

5.3.7.2 Descrierea soluției

În cadrul acestui proiect sunt prevăzute două foraje care vor capta apa din pânza freatică a zonei, asigurând împreună un debit de apă de 100 m3/h, pentru care există detalii de proiectare la nivelul unui studiu de fezabilitate anterior elaborat. Notă: Numărul de foraje poate crește în vederea asigurării independenței de sursa de apă municipală. Diferența de debit de apă va fi compensată de către stația de tratare a apei STCA cu apă provenită din sistemul municipal de alimentare.

Forajele studiate de beneficiar sunt indicate în planul de amplasament, unul situat în apropiere de turnul de răcire nr. 1, celălalt în partea de jos a clădirii STCA. În faza de proiectare PT+DE se va stabili dacă locațiile rămân cele studiate, respectiv dacă este oportună realizarea mai multor foraje.

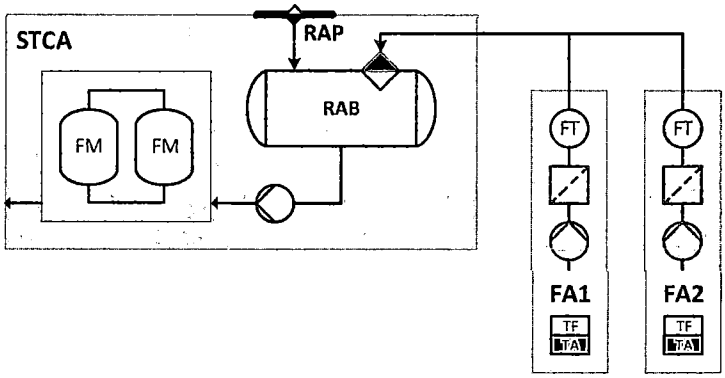
Figura 19. Amplasarea forajelor de apă



Forajele vor fi echipate corespunzător cu pompe submersibile, instrumentație și sistem de automatizare adecvat. Instalarea echipamentelor forajelor se va realiza în interiorul unor cabine tehnologice. Apa extrasă din puțuri va fi transportată prin intermediul unor conducte de tip PEHD DN150 PN10 și se va stoca în rezervorul metalic suprateran existent de 5.000 m3 utilizat pentru stocarea apei brute, parte din configurația stației de tratare chimică a apei.

5.3.7.3 Schema de proces

Figura 20. Schema funcțională FA



5.3.7.4 Specificațiile tehnice principale

- Număr puțuri: 2 buc.
- Adâncime puț forat: 300 m
- Diametru țeavă puț forat: 180 mm
- Tip electropompe: submersibile, pentru foraj
- Debit electropompă: 14 l/s
- Nivel hidrodinamic: 55 m
- Înălțime geodezică: 65 m

- Adâncime de imersie pompă: 60...100 m
- Cotă nivel încărcare în rezervor: cca. 10 m
- Temperatură apă: 8...10°C
- 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

5.3.7.5 Scopul de furnizare necesar

Fiecare puț forat va include următoarele elemente:

- Electropompă submersibilă
- Convertizor de frecvență
- Contor de apă cu transmitere la distanță
- Senzor de presiune
- Senzor de temperatură
- Senzor de nivel
- Clapetă de reținere
- Vană de izolare
- Supapă de aerisire
- Detector de mișcare interior în cabina forajului
- Tablou electric de alimentare și automatizare cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA
- 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 cabinelor forajelor – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundație, cabină, instalații de legare la pământ, priză, iluminat interior și exterior, ventilație, detecție și semnalizare incendiu, detecție și semnalizare efracție)
- Lucrări de montaj echipamente asociate puțurilor
- Lucrări de pozare conducte subterane de legătură la rezervorul de stocare
- Lucrări de pozare cabluri pentru transmiterea datelor

5.3.7.6 Construirea și montajul

Se vor asigură lucrările pregătitoare necesare în amplasamentul stabilit de comun acord cu beneficiarul pentru realizarea forajelor, inclusiv cele pentru protecția mediului respectiv cele pentru aducerea terenului la starea inițială după execuția lucrărilor.

Pe terenul liber pus la dispoziție se vor realiza forajele de adâncime cu utilaje dedicate, de către o companie specializată în lucrări de acest tip. Execuția forajului în intervalul 0-300 m se va executa cu atenție pentru a nu periclita cimentarea și închiderea straturilor superioare. Adâncimea reală va fi determinată de intercepția acviferului potențial captabil. Tubul de protecție a coloanei forate se va

realiza din material plastic prevăzut cu fantă continuă și cu material granular în exterior (filtru). Odată cu executarea forajului se vor executa măsurători ale caracteristicilor hidrogeologice, debite, nivele statice și dinamice cu trepte de pompare.

Se va realiza cabina aferentă forajului pentru protecția puțului și instalarea echipamentelor aferente, precum și pentru realizarea mentenanței în caz de necesitate. Fundația va fi de tip continuu, cu planșeu din beton armat monolit cu centuri pe zidăriile perimetrale. Cabina se poate realiza din zidărie de cărămidă sau cu închideri ușoare și stâlpi din beton armat. Dimensiunile interioare ale cabinei vor fi 2,5 x 3,5 x 2,5 m. Construcția va permite introducerea și scoaterea pompei submersibile prin intermediul unui chepeng metalic.

Se vor realiza lucrările de aducțiune pentru transportul apei de la puțuri la rezervorul de stocare existent utilizându-se o conductă PEHD DN150 PN10.

Alimentarea cu energie electrică va fi asigurată de la cel mai apropiat tablou de distribuție existent în zonă.

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.

5.3.8 Obiectul 7 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit

5.3.8.1 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.

5.3.8.2 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 a două transformatoare ridicătoare noi 110/10,5kV, de capacitate egală 50 MVA, cu răcire ONAF.

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 celor două linii electrice 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 "CET Palas".

În vederea conectării la stația de conexiune la SEN existentă în apropierea amplasamentului de proiect, sunt incluse modernizările pentru două celule 110kV existente (echipare complet nouă: întreruptor, separatoare, descărcătoare, transformatoare de măsură, izolatoare, cutii de joncțiune, dulapuri de protecție), respectiv vor fi realizate liniile electrice de racord aferente; cablurile vor fi instalate pe un traseu combinat, parțial îngropat, parțial pe estacadă. Celulele de 110kV nr. 3 și nr. 9 vor fi integrate

cu sistemele electrice de înaltă tensiune, sistemele de automatizare/SCADA și circuitele cc/ca de joasă tensiune existente la nivelul stației electrice 110kV.

Stația de 10,5 kV este compusă din două secțiuni distincte, opțional cu posibilitatea tehnică de interconectate între ele. O secțiune 10,5kV este alocată unui prim grup de 2 generatoare – 2 GenSet-uri de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT– iar cealaltă secțiune 10,5kV este alocată celui de-al 2-lea grup de 3 generatoare – 3 GenSet-uri de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT. Fiecare secțiune va fi cuplată la SE 110kV prin intermediul a câte unui transformator ridicător 10.5/110kV. Transformatoarele ridicătoare vor fi dotate 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 10,5/0,4kV 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 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 cele două linii de evacuare a puterii vor fi instalate contoare 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 (Transelectrica, 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:

- un număr de 6 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, ST, DT, FA, 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.

5.3.8.3 Schema electrică de principiu

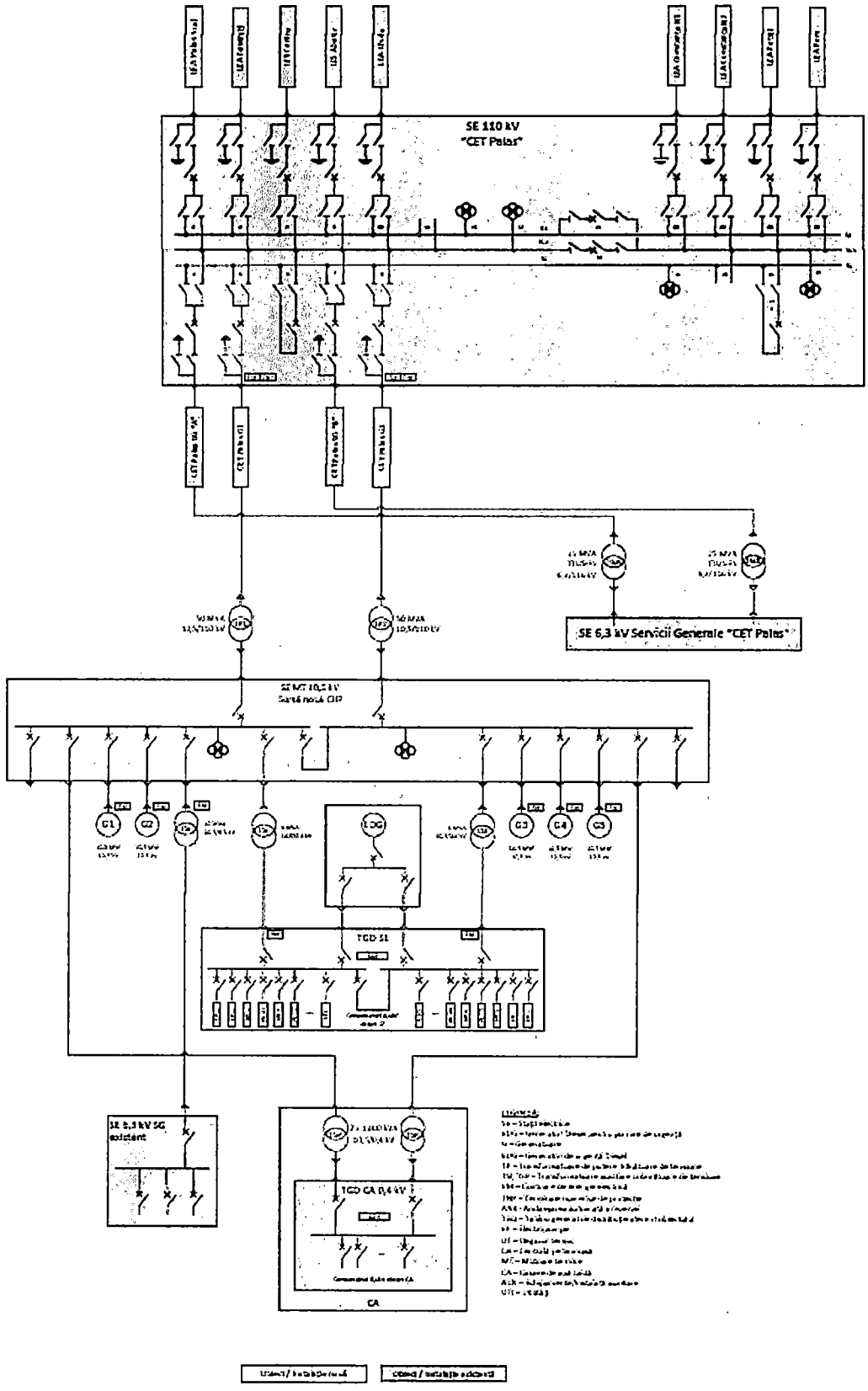


Figura 21. Schema electrică de principiu

5.3.8.4 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 / grupuri GGS: 2
- Putere instalată / grup GGS: 50 MVA
- Nivel de tensiune generatoare electrice: 10,5 kV
- Nivel de tensiune alimentare consumatori: 0,4 kV
- Capacitate electrică minimă instalată (putere la bornele generatoarelor):
  - 5 x 10,4 MWe
  - 1 x 1,8 MWe
- Dispecer central: DCS/SCADA proces + electric
- Conformitate: ISO 9001, ANRE, NTE, PE, CE
- ANRE 72/2017, 214/2018, 51/2019

5.3.8.5 Scopul de furnizare necesar

Obiectul SE va include următoarele echipamente:

La nivelul stației electrice 110kV existente

- 2 seturi de echipamente celulă înaltă tensiune (întreruptor, separatoare, descărcătoare, trafo măsură, izolatoare, terminale, cutii, contor bidirecțional, dulap protecție, piese schimb)

La nivelul stației electrice SE noi

- 2 transformatoare ridicătoare de putere 10,5/110 kV, OLTC, 40/50 MVA ONAN/ONAF, echipate cu set aparataj electric specific, dulap de protecție și sistem de stingere
- 2 seturi de celule de medie tensiune 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)
- 2 transformatoare auxiliare uscate 10,5/0,4kV aferente cazanelor (în CA)
- 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

5.3.8.6 Construirea și montajul

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:

- lucrări de golire și valorificare sau neutralizare a produselor petroliere, uleiurilor și lubrifianților încărcați în rezervoare, echipamente și instalații tehnologice
- lucrări de ecologizare a terenurilor / obiectelor
- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în responsabilitatea beneficiarului, putând fi acoperite din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute.

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. 43 x 30 m. Amplasarea

ține cont de poziția cea mai apropiată de stația electrică de 110kV și de poziția obiectului nr. 1 – motoare termice. Va fi prevăzut drum de acces de jur împrejurul obiectului, cu o lățime adecvată. *Transformatoarele ridicătoare vor fi instalate 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 la parter 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.

5.3.9 Obiectul 8 – SG : Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

5.3.9.1 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).

5.3.9.2 Schema termomecanică generală

Vă rugăm consultați capitolul Piese desenate

Schema de proces va fi detaliată în cadrul ofertei contractorului și finalizată în faza de proiectare PT+DE la implementarea de către contractorul angajat.

5.3.9.3 Descrierea soluției

În secțiunile următoare se prezintă toate serviciile generale și lucrările aferente planului general (construcții, instalații, rețele în incintă, racorduri).

5.3.9.4 Obținerea terenului

Se consideră că terenul propus pentru dezvoltarea proiectului este în proprietatea beneficiarului, respectiv orice cost aferent obținerii revine acestuia. Aceste cheltuieli fac obiectul capitolului de buget 1.1 din devizul general.

5.3.9.5 Amenajarea terenului alocat proiectului

5.3.9.5.1 Dezafectările, demontările și demolările

În amplasamentul alocat pentru noua centrală s-au constatat o serie de clădiri, instalații și facilități tehnologice neutilizabile în prezent, pe care beneficiarul le dorește dezafectate în zona de realizare a proiectului. Respectivele construcții și instalații pot fi identificate în planul de situație pe care este marcat terenul alocat noii centrale, a se vedea planurile din cadrul Anexelor.

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
   - Demolare atelier reparații turbine și cazane (323)
   - Demolare magazie, confecție ușoară (322)
   - Demolare platforme de beton (343)
   - Demolare clădire birouri (340)
   - Demolare platformă depozitare materiale (335)
   - Demolare post de transformare (334)
   - Demolare atelier auto (330)
   - Demolare magazie de materiale (396)
   - Demolare și dezafectare stație ulei + lubrifianți (395)
   - Demolare depozit materiale, confecție ușoară (326)
   - Demolare depozit materiale (401)
   - Demolare cale ferată industrială (139), dacă este cazul
   - Demolare cabină poartă și ghenă de gunoi
   - Defrișare spații verzi în zonă (arbuști, mărăciniș, etc.), unde este cazul
   - Demolare drumuri betonate
   - Demolare drumuri asfaltate, dacă este necesar
   - Demolare alei/trotuare din jurul clădirilor
   - Demolare cămine de canalizare, drenaje, etc
   - Demontare suporți din beton/metal, stâlpi
b) în zona 2 de proiect (rezervoare păcură subterane)
   - Demolare gard din beton în apropiere de stațiile PECO
   - Desființare cântar (389-391) și platformă aferentă
   - Demontare stații PECO (387 și 386)

- Demontare echipamente și instalații tehnologice din stația de păcură (370)
- Demontare estacadă cabluri lângă stație păcură (370)
- Demolare clădire stație păcură (370)
- Demolare platformă stație păcură (370)
- Demolare decantor stație păcură (378, 379)
- Demolare drumuri betonate
- Demolare drumuri asfaltate, dacă este necesar
- Demolare alei/trotuare din jurul clădirilor
- Demolare cămine de canalizare, drenaje, etc
- Demontare suporți din beton/metal, stâlpi

c) în zona 3 de proiect (rezervoare păcură și ulei supraterane)
   - Nu sunt prevăzute lucrări de dezafectare, demontare, demolare, această zonă nu este necesară realizării proiectului și poate rămâne fără intervenții.

Toate instalațiile întâlnite în zona de teren alocată 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 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.

Aceste lucrări fac obiectul capitolului de buget 1.2 din devizul general.

5.3.9.5.2 Construcția de drumuri și căi de circulație în incinta noii centrale

Toate drumurile în incinta noii centrale sunt prevăzute, astfel încât obiectele să poată fi accesibile pentru autovehicule diverse.

Noile drumuri din incinta centralei vor fi racordate la următoarele drumuri existente:

- drumul interior CET Palas din dreptul cazanelor de abur existente, pentru accesul interior din incinta CET Palas, cât și pentru accesul exterior din drumul exterior aflat de-a lungul actualei centrale în zona substației de gaz PR1;
- drumul interior CET Palas din dreptul bazinului de neutralizare a apelor uzate, pentru accesul interior din incinta CET Palas, din zona stației de tratare a apei STCA;
- drumul exterior CET Palas paralel cu gospodăria de ulei și de păcură, pentru accesul general din exterior;

Cu excepția forajelor de apă, a acumulatorului de căldură și a clădirii cazanelor, toate celelalte obiecte ale proiectului trebuie să poată fi înconjurate cu autovehicule de transport de persoane și de transport de marfă. De asemenea, 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.

5.3.9.5.3 Limitele bugetului de proiect

Următoarele lucrări nu au fost cuantificate în cadrul proiectului de investiție la momentul elaborării acestei documentații:

- 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 reabilitare a drumului exterior situat de-a lungul gospodăriei de ulei și păcură existente pe terenul alocat noii centrale, până la intersecția cu strada Vârful cu Dor (lărgire drum, creștere capacitate de transport) – posibil necesar
- orice alte lucrări de reabilitare de drumuri în afara zonei de proiect stabilite pentru dezvoltarea proiectului

Următoarele lucrări de dezafectare, demontare și demolare nu au fost luate în considerare în cadrul proiectului de investiție la momentul elaborării acestei documentații, nefiind considerate ca fiind parte din zona de proiect:

- golirea și valorificarea sau neutralizarea uleiurilor încărcate în rezervoarele și instalațiile gospodăriei de ulei
- demolarea clădirii gospodăriei de uleiuri și lubrifianți (437)
- demontarea estacadei și stâlpilor din zona gospodăriei de ulei
- demolarea / demontarea rezervoarelor de ulei, inclusiv a platformei aferente
- ecologizarea solului în zona rezervoarelor de ulei
- golirea și valorificarea / neutralizarea conținutului de păcură din rezervoarele supraterane
- demontarea conductelor de păcură, abur, condens, aspirație din zonă
- demontarea rezervoarelor de păcură supraterane
- demolarea platformei betonate a rezervoarelor de păcură
- ecologizarea solului în zona rezervoarelor de păcură
- valorificarea materialelor și echipamentelor demontate / dezafectate, inclusiv transportul acestora în afara zonei de proiect

Toate aceste lucrări descrise mai sus NU sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în responsabilitatea beneficiarului.

Se recomandă evaluarea proprie realizată de beneficiar până la momentul preconizat pentru începerea efectivă a contractului de lucrări pentru implementare, respectiv realizarea acestor lucrări până la momentul predării amplasamentului către contractorul angajat.

Dacă aceste lucrări apar ca fiind necesare în baza situației existente neschimbate la momentul începerii activităților de proiect pentru implementare, atunci acestea pot fi realizate prin terți angajați de către beneficiar sau prin intermediul contractorului angajat. Contravaloarea cheltuielilor ar putea acoperită parțial sau total din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute.

5.3.9.6 Amenajările pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială

La finalul execuției lucrărilor proiectului au fost prevăzute lucrări de curățire și remediere a terenului rămas liber, inclusiv lucrări de aducere la starea inițială. De asemenea, s-au prevăzut lucrări de amenajare de spații verzi. Aceste lucrări fac obiectul capitolului de buget 1.3 din devizul general.

5.3.9.7 Relocarea utilităților

În cadrul cap. 1.4 din devizul general au fost prevăzute o serie de lucrări pentru relocarea următoarelor utilități:

- rețeaua de canalizare tehnologică și pluvială din zonă, în interiorul zonei de proiect
- rețeaua de apă pentru stingere incendiilor
- estacada cu cabluri electrice
- ranforsări de structuri de susținere existente, inclusiv expertiză tehnică, dacă e cazul

Nu sunt prevăzute lucrări de relocare pentru:

- conductele de alimentare cu gaz natural
- conducta de alimentare cu apă potabilă
- conductele de livrare agent termic

5.3.9.8 Realizarea rețelelor exterioare și racordurilor de utilități necesare investiției

Noua centrală va fi racordată la următoarele utilități necesare operării, existente în incinta CET Palas, în cele mai apropiate puncte față de amplasamentul stabilit pentru obiectele proiectului:

- la rețeaua de alimentare cu apă pentru stingere incendiu, care se aprovizionează din stația existentă de pompare și stocare apă pentru PSI
- la rețeaua de alimentare cu apă potabilă pentru uz menajer, care se aprovizionează din rețeaua de apă municipală
- la rețeaua de evacuare a apelor uzate menajere, care descarcă apele în rețeaua de canalizare municipală
- la rețeaua de evacuare a apelor uzate tehnologice, care descarcă apele în bazinul de neutralizare existent în cadrul stației de tratare a apei STCA
- la rețeaua de evacuare a apelor meteorice / pluviale, care descarcă apele în bazinul de neutralizare existent în cadrul STCA
- la instalația de utilizare a gazului natural, care se aprovizionează din stația existentă de reglare măsurare (SRM), din conducta care intră în substația PR2, pentru
  - alimentarea compresoarelor de gaz natural aferente motoarelor,
- la instalația de utilizare a gazului natural, care se aprovizionează din stația existentă de reglare măsurare (SRM), din conducta care intră în substația PR2, pentru alimentarea cazanelor de apă caldă și apă fierbinte,
- la stația electrică de conexiune în SEN, pe nivelul de tensiune 110kV, prin intermediul a două linii de evacuare a puterii electrice și a celulelor nr. 3 și nr. 9 (parte din obiectul nr. 7)

Toate obiectele proiectului vor fi conectate la punctele de racord (de interfață), după cum este cazul, prin intermediul rețelelor exterioare, incluse în cadrul bugetului de proiect (vezi cap. 5.3.10.7).

În cadrul schemei de proces simplificate se pot observa toate punctele de racord prevăzute în raport cu noua centrală.

Aceste lucrări fac obiectul capitolului de buget 2.1 din devizul general.

5.3.9.8.1 Racordul pentru alimentarea cu gaz natural

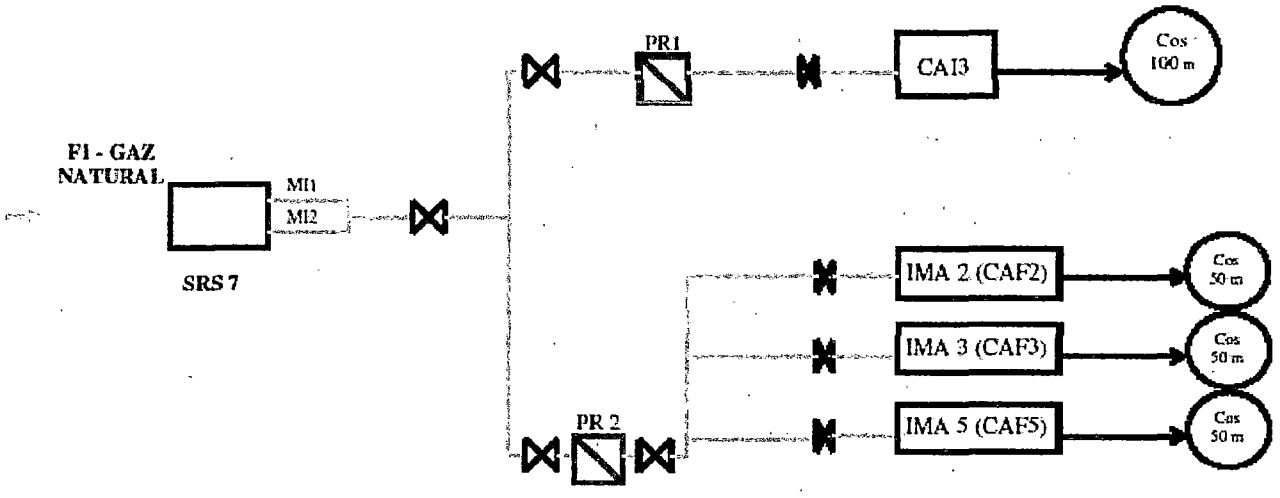
Referitor la racordurile necesare de alimentare cu gaz natural, soluția propusă se bazat pe utilizarea instalației de utilizare existentă în incinta CET Palas, având în vedere următoarele:

- caracteristicile tehnice ale instalației de utilizare gaze naturale
- accesul facil la instalația existentă

- condițiile tehnice stabilite de SNTGN TRANSGAZ în vederea racordării directe la rețeaua de transport gaze naturale
- cerințele beneficiarului privind cheltuielile de realizare a racordului și tarifele de achiziție a gazului natural, precum și cele legate de viteza de implementare a proiectului, respectiv de riscurile pe care le implică implementarea unei soluții de racord din rețeaua de transport gaze naturale
- costurile mai mici pentru realizarea racordului de alimentare în rețeaua de distribuție
- tariful de achiziție potențial negociat cu furnizorul care distribuie gazul natural

Instalația de utilizare existentă în incinta CET Palas permite racordarea noii centrale la o presiune de lucru stabilă de 4,5 bar(g). Actuala instalație de utilizare se prezintă astfel:

Figura 22. Schema de proces pentru instalația existentă de utilizare a gazelor naturale



LEGENDA
In SRS 7 sunt amplasați contorii de gaz pentru cele doua fire de gaz după care se face decontarea.
PR – punct reducere presiune gaz.
CAI – cazan de abur industrial
CAF – cazan de apa fierbinte

Necesarul de gaze naturale estimat pentru alimentarea noilor surse prevăzute este de până la cca. 23.500 Nm3/h (25.000 Nm3/h, cu o rezervă pentru alocare), astfel:

- pentru alimentarea motoarelor termice este necesar un debit de până la 11.000 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 1.700 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 care intră în substația PR2.

În vederea alimentării cazanelor de apă caldă și cazanelor de abur saturat din cadrul obiectului nr. 3 (CA), va fi necesară realizarea unui punct de filtrare și reducere a presiunii gazului natural la cca. 1 ... 2 bar(g), racordat la conducta ce intră în substația PR2.

Referitor la realizarea racordării în rețeaua de transport, soluția tehnică agreată de Transgaz constă în realizarea unei conducte proprii de transport gaze naturale între cea mai apropiată stație de gaz SRMP Transgaz (nr. 2206871) și amplasamentul unei noi stații SRMP din care să se realizeze alimentarea noii centrale. Traseul respectiv ar trebui să aibă o lungime de cca. **5,5 km** fiind posibil a se realiza pe lângă / prin Bulevardul Aurel Vlaicu (E87), cu traversarea podului IPMC peste calea ferată. Pentru această lucrare nu este realizat un studiu de fezabilitate, fiind disponibile evaluările proprii realizare de CET Palas. În urma analizei beneficiarului și a proiectantului acestui studiu de fezabilitate, s-a stabilit ca soluție de bază racordarea la instalația de utilizare existentă, soluție mai facilă pentru proiectarea și execuția lucrărilor, respectiv care permite realizarea mai rapidă a obiectivului de investiție cu un cost semnificativ mai mic, luându-se în considerare de către beneficiar posibilitatea obținerii unui tarif special de proximitate.

5.3.9.9 Construcțiile și instalațiile aferente

În realizarea rețelelor și racordurilor sunt incluse lucrările de terasamente și de rezistență necesare pentru fundațiile și stâlpii de susținere a estacadei de conducte necesară în zona de proiect, cât și pentru realizarea racordurilor, pentru realizarea căminelor de apă uzată sau de legătură, respectiv pentru realizarea canalelor de cabluri în zona de proiect.

De asemenea în amplasamentul alocat proiectului vor fi realizate instalațiile electrice pentru iluminat exterior cu stâlpi și corpuri de iluminat, instalații electrice pentru încălzirea conductelor acolo unde este imperios necesar, precum și instalații de telecomunicații de voce și date între obiecte, cu posibilitatea extinderii comunicației în corpul administrativ CET Palas.

Toate echipamentele și materialele necesare pentru realizarea construcțiilor și instalațiilor în limitele descrise sunt incluse în cadrul bugetului.

Acestea fac obiectul capitolului de buget 4.1 din devizul general.

5.3.9.10 Montajul instalațiilor tehnologice și funcționale

În cadrul rețelelor de fluide și de utilități necesare proiectului, sunt incluse procurările de materiale și montajele aferente realizării următoarelor:

- estacadă de conducte bazată pe confecție metalică, atât în incintă cât și pentru realizarea racordurilor în punctele de interfață, acolo unde este necesar
- conducte de agent termic tur + retur, atât în incintă cât și pentru realizarea racordului în punctul de interfață
- conducte de abur saturat și de condens
- conducte de apă brută
- conducte de apă de adaos
- conducte de apă dedurizată
- conducte de apă demineralizată
- izolații termice aferente conductelor

Acestea fac obiectul capitolului de buget 4.2 din devizul general.

5.3.9.11 Procurările de utilaje, echipamente tehnologice și funcționale

Pentru realizarea rețelelor și racordurilor, sunt prevăzute vane și robineți de izolare, filtre, instrumente de măsură (presiune, temperatură, debit), echipamente și dotări PSI, după cum va fi necesară includerea acestora. Aceste procurări fac obiectul capitolului de buget 4.3 din devizul general.

5.3.9.12 Organizarea de șantier

Toate cheltuielile cu organizarea de șantier (OS) necesară pe durata implementării (maxim 3 ani) sunt incluse în cadrul bugetului de proiect, capitolul 5.1 din devizul general.

În buget sunt incluse atât lucrările de construcții și instalații pentru realizarea OS înainte de începerea efectivă a lucrărilor în amplasament (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), cât și cheltuielile conexe cu utilitățile (apă, electricitate), cazare personal, consumabilele, închirierile de dotări, serviciile de pază și curățenie, traduceri de documente, ș.a.

În măsura în care va fi agreat, OS a contractorului angajat se va putea desfășura în spațiile interioare existente disponibile în clădirea administrativă CET Palas, prin încheierea unor contracte / protocoale de colaborare între părți.

Componentele OS sunt construcții provizorii tip baracă / container pentru birouri, ateliere, vestiare, 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, contractorul angajat urmând a elibera suprafețele de teren folosite pentru OS și a le curăți și aduce la stadiul inițial, redându-le funcționalitatea anterioară.

5.3.9.13 Pregătirea personalului de exploatare

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 capitolul 6.1 din devizul general.

5.3.9.14 Testele și probele tehnologice

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 capitolul 6.2 din devizul general.

5.3.9.15 Proiectarea

Toate serviciile de proiectare tehnică sunt incluse în bugetul proiectului și vor fi asigurate (realizate) în etapa de proiectare PT+DE a contractului de implementare, respectiv:

- Realizarea studiilor de teren: topografic, geotehnic, hidrologic (cap. 3.1.1 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. 3.5.5 DG)
- Verificarea tehnică de calitate a proiectului (cap. 3.5.6 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)
- Elaborarea și formarea manualelor de operare și mentenanță (cap. 6.1 DG)

5.3.9.16 Managementul de proiect

Serviciile de management de proiect care revin constructorului angajat pentru implementarea proiectului de investiție la cheie, prin intermediul unui contract de lucrări cu proiectare și execuție, sunt incluse în cadrul tuturor articolelor de buget care vor fi executate de contractor.

Serviciile de management de proiect care revin beneficiarului investiției sunt stabilite în cadrul capitolelor 3.7 (consultanță – management de proiect pentru obiectivul de investiție, asigurat de investitor / achizitor), 3.8.2 (asistență tehnică – dirigenție de șantier, asigurată de investitor / achizitor).

Se recomandă re-evaluarea capitolelor 3.7 și 3.8.2 de către beneficiar, în care vor trebui incluse cheltuielile cu echipa de proiect stabilită din partea beneficiarului investiției, dotările și consumabilele necesare pentru derularea activităților echipei sale de proiect pe durata implementării, contractele de colaborare cu specialiști și experți tehnici, dacă este cazul.

Notă: Funcție de programul de finanțare, cheltuielile cu managementul de proiect asigurat de beneficiarul investiției pot fi eligibile sau nu.

5.3.10 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", modificât 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", modificât 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, modificât 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", modificât 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", modificât 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", modificât 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

5 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

5 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

5 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), comun pentru cele două cazane de abur, care împreună 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).

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 3a – Auxiliare Degazor pentru alimentare din stație tratare chimică apă, existentă

Fluxuri de apă

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;

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;

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 6 – FA (foraje de apă)

2 contoare de apă instalate pe circuitele de alimentare cu apă brută limpede din noile foraje de apă prevăzute, care evidențiază cantitatea de apă brută livrată către stația de tratare chimică a apei (STCA);

Notă: Sursele actuale de alimentare cu apă brută a STCA (instalație existentă) sunt contorizate.

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

2 contoare de energie electrică (EM), câte unul pentru fiecare linie electrică de evacuare a puterii electrice către stația electrică de racord la SEN pe nivelul de tensiune de 110kV, instalate în stația electrică de racord SE 110kV CET Palas, care împreună evidențiază EE livrată în SEN. Aceste contoare vor fi bidirecționale, 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;

5 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 G6 pentru situația de urgență în care G1-G5 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;

1 contor de energie electrică (EM), instalat la nivelul STCA / SE 6,3 kV SG, pentru evidențierea EE consumată de serviciile interne proprii obiectelor 3a și 6.

Informațiile de mai sus nu sunt limitative, soluția se va proiecta cu respectarea tuturor prevederilor tehnice și legislative aplicabile.

5.4 Principalii indicatori tehnico-economici

Următorii indicatori tehnico-economici se prezintă astfel, conform prevederilor HG 907/2016 cu modificările și completările ulterioare.

5.4.1 (a) Indicatorii maximali

Tabel 30. Indicatorii maximali conform devizului general

Indicator	Valoare	
	fără TVA	cu TVA
Valoarea obiectivului de investiție	624.555.114,00 lei	742.921.672,15 lei
	126.954.998,27 eur	151.015.686,99 eur
din care: Valoarea C+M	191.615.490,00 lei	228.022.433,10 lei
	38.950.196,16 eur	46.350.733,43 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 31. 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)	5 buc.
2	Capacitatea termică a unei unități CHP	≥ 9 MWt
3	Capacitatea electrică a unei unități CHP	≥ 10,4 MWe
4	Randamentul global al unei unități CHP	≥ 88,2%
5	Randamentul electric al unei unități CHP	≥ 47,3%
Ob. 2	**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	≥ 25 MWt
3	Randamentul termic al unei unități	≥ 95,0%

Ob. 2a	**Instalația de producere a energiei termice cu cazane de abur pe gaz**	
1	Număr de unități (cazane abur)	2 buc.
2	Capacitatea termică a unei unități	7,4 MWt
3	Randamentul termic al unei unități	≥ 95,0%

* Valori minime garantate

Tabel 32. Analiza producțiilor și emisiilor pentru scenariul S2

Nr. Crt.	**Parametru**	**Simbol**	**UM**	**Valoare**
1	*2*	*3*	*4*	*5b*
0	Scenariu / soluție tehnică	-	-	S2
	Tip de instalație de cogenerare	-	-	MG 10,5 MWe
1	Număr de unități în cadrul instalației de cogenerare	N	buc	5
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	6.731
3	Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	9,0
4	Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	45,0
5	**Energie termică totală produsă (ET anuală de referință)**	**ET = Qt*Ho = ET,ref**	**MWh/an**	**302.907**
7	Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh/an	302.907
10	Energie electrică totală produsă	EE = Pe*Ho	MWh/an	350.026
13	Energie combustibil total consumat	EF = Pf*Ho	MWh/an	740.439
20	Energie electrică livrată în SEN	EEN = EE - EEC	MWh/an	327.026
23	Energie utilă produsă	EU = EE + ET	MWh/an	652.933
24	Energie utilă livrată	EUN = EEN + ETN	MWh/an	629.933
27	Economie de energie primară în cogenerare de înaltă eficiență	EEP = 1 - 1 / ((ηt,chp/ηt,ref) + (ηe,chp/ηe,ref)	%	29,21%
26	Energie primară combustibil consumat pentru producerea separată a energiei termice respectiv electrice	EF,ref	MWh/an	1.046.001
30	Cantitate de emisie CO2 generată în total prin arderea GN de instalația de cogenerare	MC = qc*Ho	tCO2/an	149.539

34	Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia utilă totală netă (livrată)	FESN = MC*1000/EUN	gCO2/kWh	237,4
35	Pondere emisii CO2 aferentă producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență (metodă IEA)	ae = ηe/(ηe+ηt) = ηe/ηg	%	53,61%
36	Cantitate de emisie CO2 generată în total prin arderea GN aferentă producerii energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență	MCE = MC*ae	tCO2/an	80.165
37	Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia electrică totală netă (livrată în SEN)	FESNE = MC*1000/EEN	gCO2/kWhe	245,13

Tabel 33. 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)**	**tCO2e**	**61.711**
		%	**29,2%**
-	Reducerea anuală a gazelor cu efect de seră (CO2), configurație sursă completă (CHP GN + CA GN)	tCO2e	62.904
I.2	**Capacitatea instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibilă**	**MW**	**97,0**
I.3	**Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat, în cogenerare de înaltă eficiență (config. HE CHP)**	**MWh(f)/an**	**305.562**
		%	**29,2%**
-	Economia anuală de energie primară a combustibilului consumat, configurație sursă completă (CHP GN + CA GN)	MWh(f)/an	313.337

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 Constanța.

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, inclusiv de execuție a obiectivului de investiții este de maxim **36 luni**, conform Grafic estimat propus, fără depășirea datei de 30.06.2026.

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 C3.9; 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 finantare)** 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:
  a) Cererea pentru solicitarea avizului tehnic ANRE privind eficiența energetică
  b) Fișa privind eficiența investiției, completată conform Regulament ANRE
  c) 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 Constanța 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, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1 Certificatul de urbanism

Certificatul de Urbanism (CU) se emite atât la faza de SF cât și la faza de PT+DE, în vederea stabilirii avizelor și studiilor necesare pentru faza de proiectare respectivă. Pentru acest studiu de fezabilitate s-a obținut CU nr. 1794 / 05.08.2022, prezentat în cadrul **Anexei C5**.

CU va fi revizuit în măsura în care va fi necesar, la faza de proiectare PT+DE, de către constructorul angajat pentru realizarea proiectului, în vederea obținerii Autorizației de Construire.

6.2 Extrasul de carte funciară aferent amplasamentului de proiect

Extrasul de carte funciară (ECF) este prezentat în cadrul **Anexei C6**.

6.3 Studiile de specialitate

Studiul topografic / planul topografic vizat de OCPI (Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară) este prezentat în cadrul **Anexei C6**.

6.4 Documentele pentru avizarea privind protecția mediului și apelor

6.4.1 Avizul de gospodărire a apelor (AGA)

Avizul de gospodărire a apelor emis de AN Apele Române – Administrația Bazinală de Apă Dobrogea-Litoral, Sistemul de Gospodărire a Apelor Constanța, va fi prezentat în faza de proiectare PT+DE, având în vedere dezvoltarea forajelor de apă prevăzute în cadrul noii surse.

Soluția existentă de alimentare cu apă din cadrul STCA presupune utilizarea apei din rețeaua municipală, prin intermediul unui racord realizat în cadrul utilităților prezente în incinta CET Palas, pentru care există ATR (aviz tehnic de racordare).

6.4.2 Avizul de protecție a mediului (APM) privind emisiile industriale

Autoritatea competentă pentru protecția mediului este Agenția de Protecție a Mediului din raza teritorială a beneficiarului, respectiv **APM Constanța**.

Sursa propusă are o capacitate a instalației de ardere de maxim **250 MWt.**

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 necesită 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.

Prin urmare, se va parcurge etapa de încadrare realizată de APM Constanța, prin solicitarea **Avizului / Deciziei etapei de încadrare**, în baza informațiilor furnizate de titularul proiectului în cadrul **Memoriului de prezentare** și luând în considerare rezultatele verificărilor preliminare sau ale

evaluărilor efectelor asupra mediului efectuate în temeiul altor prevederi legale naționale decât cele din prezenta lege.

Având în vedere caracterul studiului de fezabilitate, de a stabili soluția tehnică fezabilă și a obține avizele minime necesare conform prevederilor legale, orice documentație tehnică suplimentară și obligație legală care rezultă în urma Deciziei etapei de încadrare emise de APM Constanța va fi realizată și implementată la faza de PT+DE în cadrul Contractului de lucrări, tip proiectare și execuție, prin intermediul căruia se va realiza investiția propriu-zisă, pentru instalațiile achiziționate.

Astfel, dacă va fi decisă necesitatea parcurgerii etapei de evaluare a impactului asupra mediului și obligativitatea obținerii Acordului de Mediu, contractorul va asigură toate documentele necesare, precum rezumatul fără caracter tehnic și raportul de evaluare a impactului asupra mediului.

Precizăm faptul că activitatea de obținere/actualizare a Deciziei etapei de încadrare / Acordului de Mediu este prevăzută în cadrul etapei de implementare propriu-zisă a obiectivului de investiție, cheltuielile aferente elaborării documentațiilor tehnice necesare pentru obținerea actului de reglementare din partea ACPM fiind prevăzută în cadrul bugetului de cheltuieli din Devizul General, capitolul 3.5.4.

Dovada depunerii documentației tehnice necesare pentru obținerea Actului de reglementare din partea ACPM (scrisoarea de înaintare cu nr. de înregistrare la ACPM aplicat cu semnătură și ștampilă, sau adresa de confirmare din partea ACPM) se va atașa în cadrul Anexelor la Cererea de Finanțare.

Beneficiarul a depus cererea nr. 167652/10.08.2022 pentru obținerea Actului de reglementare (Decizia etapei de încadrare / Acordul de mediu) din partea APM Constanța pentru obiectivul de investiții "Sursă de producție energie utilă, termică și electrică, prin cogenerare de înaltă eficiență", cerere înregistrată sub nr. 5728/10.08.2022 la sediul APM.

După emiterea Actului de reglementare emis de ACPM (Decizia etapei de încadrare), acesta va fi atașat obligatoriu la documentația depusă, într-un termen de maxim 8 luni de la semnarea contractului de finanțare.

6.4.3 Avizul NATURA 2000 privind ariile protejate

Zona de proiect nu se situează în cadrul ariilor protejate NATURA 2000 ce fac parte din rețeaua ecologică a României, prin urmare nu este necesară obținerea Avizului NATURA 2000.

Beneficiarul a depus cererea nr. 167657/10.08.2022 pentru obținerea Declarației privind monitorizarea siturilor NATURA 2000 din partea APM Constanța pentru obiectivul de investiții "Sursă de producție energie utilă, termică și electrică, prin cogenerare de înaltă eficiență", cerere înregistrată sub nr. 5729/10.08.2022 la sediul APM.

6.5 Avizele conforme privind asigurarea utilităților

Principalele avize tehnice de racordare (ATR) necesare sunt următoarele:

1. ATR la rețeaua de gaz natural, din partea DISTRIGAZ SUD REȚELE să Constanța
2. ATR la rețeaua de electricitate, din partea TRANSELECTRICA
3. ATR la rețeaua municipală de apă și canalizare, din partea companiei RAJA Constanța
4. Aviz pentru execuția forajului, din partea A.N. Apele Române (ANAR)

Avizele necesare pentru racordarea la utilități sunt cele confirmate prin Certificatul de Urbanism, tipic pentru faza de proiectare PT+DE, parte din contractul de lucrări, de tip proiectare și execuție, ce va fi stabilit în urma derulării procedurii de achiziție publică.

Activitatea de obținere a avizelor este prevăzută în cadrul etapei de implementare propriu-zisă a obiectivului de investiție, cheltuielile aferente elaborării documentațiilor tehnice necesare pentru obținerea acestora fiind prevăzută în cadrul bugetului de cheltuieli din Devizul General, capitolul 3.5.4.

6.6 Alte avize, acorduri și studii specifice

La acest moment la nivelul UAT Municipiul Constanța a fost aprobată intenția de preluare a activelor funcționale de la CET Palas și superficie pentru teren. Superficia deja materializându-se, ea fiind aprobată conform Hotărârii nr. 1 din 09.08.2022 a Adunării creditorilor Electrocentrale Constanța SA, urmând ca în perioada următoare să se materializeze și preluarea activelor funcționale de la Electrocentrale Constanța SA.

Nu sunt necesare alte avize, studii, acorduri și autorizații față de cele descrise mai sus, la faza de proiectare SF.

Dacă în faza de proiectare PT+DE apare necesitatea obținerii unor avize, acorduri și/sau autorizații suplimentare, acestea vor fi gestionate în cadrul activității de proiectare prevăzută în cadrul contractului de lucrări, tip proiectare și execuție.

6.7 Autorizațiile pentru execuția lucrărilor

Principalele autorizații obligatorii pentru începerea execuției lucrărilor de construcții, instalații și montaj sunt, conform legislației aplicabile, următoarele:

1. Autorizație de organizare a execuției lucrărilor (AOE)
2. Autorizație pentru dezafectări/demolări (AD)
3. Autorizație pentru construire (AC)

Toate aceste autorizații sunt necesare pentru faza de proiectare PT+DE, ca parte a contractului de lucrări, de tip proiectare și execuție, ce va fi stabilit în urma derulării procedurii de achiziție publică. Autorizațiile vor fi în sarcina contractorului, fiind obținute în baza documentațiilor tehnice de obținere a autorizațiilor: DTOE, DTAD, DTAC.

Cheltuielile aferente elaborării documentațiilor tehnice necesare pentru activitatea de obținere a autorizațiilor de mai sus pentru proiectul de construire a noii surse sunt prevăzute în cadrul bugetului de cheltuieli din Devizul General, capitolul 3.5.4.

Cheltuielile aferente elaborării documentațiilor tehnice necesare pentru activitatea de obținere a autorizațiilor de mai sus pentru proiectul de dezafectare / demolare a construcțiilor și instalațiilor care stochează sau transportă păcură / ulei, existente pe amplasamentul alocat proiectului noii surse, NU sunt prevăzute în cadrul bugetului de cheltuieli din Devizul General, capitolul 3.5.4. Aceste cheltuieli pot fi angajate fie prin utilizarea în condițiile legii a capitolului de cheltuieli diverse și neprevăzute din cadrul contractului de achiziție pentru construirea noii surse, fie prin achiziția distinctă a proiectării și execuției dezafectărilor C+I materiale combustibile.

Pentru bugetul prevăzut pentru faza de proiectare SF, NU sunt prevăzute cheltuieli pentru obținerea de Autorizații pentru execuția de lucrări (Autorizații de Desființare, Autorizații de Construire).

Notă: (T)

O serie de lucrări și servicii aferente dezafectărilor din amplasamentul propus nu au fost incluse în bugetul propus, acesta fiind axat de la început pe partea de construire.

Întrucât această serie necesită atât o proiectare și expertiză adecvată, cât și o execuție specializată aceste lucrări de demolare presupun intervenția beneficiarului pentru asigurarea proiectării demolărilor și realizarea (execuția) dezafectării rezervoarelor de păcură, ecologizarea terenului și predarea acestuia către antreprenorului ce realizează construirea sursei noi.

Această acțiune nu este cuprinsă în bugetarea acestui proiect și se va face prin grija beneficiarului în cadrul altui contract, prealabil implementării sursei noi.

O altă parte din lucrările de demolare au fost incluse în buget, și, înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor bugetate în cadrul acestui SF, 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.

7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1 Informațiile despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este:

UAT Municipiul Constanța

Adresa: Bd. Tomis nr. 51, Constanța, RO 900725

Tel: +40 241 488 100, Fax: +40 241 488 101

E-mail: primarie@primaria-constanta.ro

Website: www.primaria-constanta.ro

CUI: 4785631

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.

Dacă emisia de CO2 aferentă producției de energie electrică în cogenerare s-ar raporta doar la energia electrică netă (livrată în SEN), utilizându-se o cotă de alocare după metoda IEA (**ae = ηe/ηg = 53,61%**), atunci valoarea rezultată a emisiei specifice de CO2 nu depășește **246 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 (CO2eq).

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 prevăzute în strategia actuală a SACET Constanța, 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 trebuie să se angajeze să continue investițiile cu scopul conformării noii centrale la reglementările 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 Palas, pe motivul unei eficiențe având emisii de dioxid de carbon semnificativ mai reduse.

Această cerință trebuie înțeleasă în sensul înlocuirii actualei centralei cu emisii semnificative de CO2 cu o centrală nouă de capacitate adaptată la necesarul real actual de energie termică livrată în cadrul SACET.

Propunerea investițională din acest studiu stabilește:

- o capacitate termică de bază de **45 MWt** pentru instalația de cogenerare de înaltă eficiență (CHP) cu 5 motoare termice, respectiv de o capacitate termică de vârf de **114,8 MWt** pentru instalația de completare a energiei termice cu 4 cazane de apă și 2 cazane de abur;

- o capacitate electrică de **52 MWe** pentru instalația de cogenerare de înaltă eficiență cu 5 motoare;

dimensionate în baza necesarului de ET la nivelul anului de referință prognozat pentru primul an de operare (2026).

Astfel, capacitatea de energie utilă a instalației HE CHP este de 45 + 52 = **97 MW**, iar capacitatea termică totală a centralei este de 45 + 114,8 ≈ **160 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 cca. **88,2 %** la sarcina nominală, respectiv un randament global al întregii configurații centralei (CHP + CA) de cca. **89,8 %** 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 noii centrale 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. **305.562 MWh(f)/an**, respectiv o economie totală de energie primară a combustibilului consumat de configurația centralei de cca. **29,7 %** la sarcina nominală reprezentând cca. **313.337 MWh/an**.

7.2.1.8 Reducerea emisiilor GES (CO2) generate în cogenerare și de centrală în ansamblu

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 tCO2/an (preferabil peste 1.500 tCO2/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 CO2 de cca. **29,2 %** reprezentând cca. **61.711 tCO2/an** pentru HE CHP, respectiv o reducere totală a emisiei de CO2 pentru HE CHP + CA de cca. **25,3 %** reprezentând cca. **62.904 tCO2/an**.

7.2.1.9 Reducerea emisiilor GES (CO2) 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 = 327.026 MWh/an** energie electrică livrată în SEN. Emisia specifică CO2 raportată la energia electrică produsă și livrată în SEN este de **FESNE = 245 gCO2/kWh(e)**, specificată în Anexa C3. Astfel, emisia CO2 aferentă acestei producții de EE este de MCE = 245 x 327.026 = **80.163,88 tCO2/an.**

Nu este explicită condiția de referință pentru a determina reducerea emisiei CO2 solicitate. În ipoteza în care emisia specifică CO2 de referință este **250 gCO2/kWh(e)**, atunci, pentru aceeași cantitate de EE produsă și livrată în SEN rezultă o cantitate de emisie **MCE,ref** = 250 x 327.026 = **81.756,50 tCO2/an.** Dacă ipoteza este corectă, atunci diferența între MC,ref și MC reprezintă o reducere de **1.592,62 tCO2/an** > 1.500 tCO2/an.

Dacă referința o constituie orice sursă bazată pe producție separată de energie electrică cu cărbune sau gaz natural, această reducere crește semnificativ.

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. **17,3 %**. 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 pozitiv sau egal cu 0 pentru fiecare an al perioadei de referință.

Cerința este îndeplinită, pentru detalii vă rugăm să vă raportați la Anexa C7 care include Analiza Cost-Beneficiu (ACB) cu anexele aferente.

7.2.1.12 Maturitatea proiectului

Noua centrală propusă pentru termoficarea centralizată dovedește maturitatea minimă necesară prin prezentarea de avize, acorduri și autorizații.

Având în vedere faptul că abordarea de implementare a proiectului investițional se bazează pe un contract de lucrări la cheie, cu proiectare și execuție, nu este posibilă obținerea avizelor în această fază de proiectare la nivel de SF. Avizele, acordurile și autorizațiile vor fi parte din etapa de proiectare PT+DE ce va fi contractată împreună cu procurarea și lucrările aferente implementării investiției. Aceste documente pot fi prezentate în termen de 8 luni de la semnarea contractului de finanțare, fiind preconizată începerea activității de proiectare în cca. 5 luni de la semnarea contractului de finanțare.

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 maxim 3 ani 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.

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 **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 **28 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), 8 (FA), 7 parțial (SE), 10 parțial (SG)

7.2.3 Graficul de pregătire și implementare a obiectivului de investiție

Vă rugăm consultați Anexa C.4 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 elaboratorul SF;
- elaborarea documentațiilor de atribuire pentru achiziția serviciilor de asistență tehnică, dirigenție de șantier și management de proiect, necesare pe durata desfășurării proiectului, dacă este cazul, conform planului de acțiune stabilit de beneficiar;
- contractarea serviciilor de asistență tehnică, dirigenție de șantier și management de proiect, necesare pe durata desfășurării proiectului, dacă este cazul, conform planului de acțiune stabilit de beneficiar;
- organizarea procedurii de atribuire a contractului principal de lucrări pentru construirea sursei noi – estimare **4...6 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:

- Obținerea terenului și finalizarea transferului de active către operatorul desemnat de Municipiul Constanța pentru producerea ET necesară în cadrul SPAET și livrată în cadrul SACET.
- Organizarea și managementul procedurilor de achiziție publică
- Elaborarea raportului privind impactul asupra mediului și obținerea actului emis de APM
- Contractarea serviciilor de supervizare lucrări / dirigenție de șantier
- Contractarea serviciilor de management de proiect, dacă este cazul
- Contractarea serviciilor de informare și comunicare, dacă este cazul
- 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 Constanța
- Contractarea pachetului de lucrări de dezafectare speciale (proiectare, obținere autorizații, execuție lucrări de descărcare materiale combustibile, demolare, demontare, decontaminare și ecologizare teren) pentru eliberarea terenului alocat proiectului de obiectele de construcții existente cu regim special – rezervoare păcură, stație pompe păcură cu anexe
- Contractarea pachetului de lucrări de dezafectare speciale (proiectare, obținere autorizații, execuție lucrări de descărcare materiale combustibile, demolare, demontare, decontaminare și ecologizare teren) pentru eliberarea terenului alocat proiectului de obiectele de construcții existente cu regim special – rezervoare păcură, stație pompe păcură cu anexe.
- Actualizarea strategiei locale privind dezvoltarea sistemului de termoficare urbană (SACET) în Municipiul Constanța, în concordanță cu cerințele ultimelor reglementări naționale și europene în materie de eficiență energetică, protecția mediului și schimbări climatice. Notă: Este în curs de adoptare în Parlamentul European o revizie a Directivei pentru Eficiența Energetică (EED), așteptată să devină oficială fie la sfârșitul anului 2022 fie la începutul anului 2023. Aceasta va prevedea ținte noi pentru eficiența energetică a sistemelor de termoficare centralizată, care vor presupune în principal adoptarea graduală a unor măsuri prin care energia termică livrată la consumatori să fie asigurată din resurse energetice regenerabile, astfel încât, până în anul 2050 utilizarea combustibililor fosili (inclusiv gazul natural) să nu mai fie necesară.
- Realizarea unui studiu de fezabilitate pentru adoptarea de către beneficiar a unei soluții de producere a energiei termice din resurse regenerabile, în scopul conformării la cerințele EED II Recast, cel puțin pentru îndeplinirea condițiilor stabilite la primul termen, preconizat pentru 01.01.2026.
- Pregătirea, contractarea și implementarea proiectului de adoptare a sursei / surselor de energie regenerabilă până la data de 01.01.2026, în scopul conformării la cerințele EED II Recast, prin care aceasta să asigure o cotă de ET livrată către SACET de minim 5%.

Obținerea finanțării acestui proiect de investiție prin programul de finanțare PNRR C6 I3 este preconizată să fie stabilită până la sfârșitul anului 2022.

Principala procedură de achiziție pentru construirea noii surse va fi demarată la începutul anului 2023 și finalizată la mijlocul aceluiași an, astfel încât semnarea contractului să fie posibilă până la 30.06.2023.

Implementarea noii surse va fi realizată în decurs de maxim 3 ani de la semnarea contractului, până la **31.12.2025**, fără însă a depăși termenul limită de finalizare de **30.06.2026**.

Implementarea proiectului presupune realizarea activității de inginerie și proiectare în decurs de 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 aferente pachetelor de activități:

- 2023.07.01 – semnare contract
- 2023.09.30 – obținere autorizație de organizare a execuției și de dezafectări
- 2024.01.30 – finalizare proiectare
- 2024.01.30 – obținere autorizație de construire
- 2024.03.01 – începere lucrări de construcții și instalații
- 2024.10.30 – finalizare lucrări obiecte cazane
- 2025.01.01 – finalizare PIF și începere producție ET cazane
- 2025.10.30 – finalizare lucrări obiecte motoare și acumulator căldură

- 2025.12.31 – finalizare PIF și începere producție ET+EE motoare

Principalele condiționalități privind implementarea obiectivului de investiție:

Durata de execuție aferentă contractului / contractelor de lucrări pentru desființarea construcțiilor și instalațiilor existente pe amplasamentul alocat noii surse trebuie considerată înainte de și/sau în interiorul duratei de execuție a obiectivului de investiție în așa fel încât noua sursă să poată fi realizată la termenele prevăzute. Aceste contracte presupun atât timp pentru obținere avize/acorduri/autorizații și proiectare tehnică + detalii de execuție, cât și timp pentru execuția lucrărilor de dezafectare.

Desființarea următoarelor obiecte existente aflate pe terenul alocat:

- 2 rezervoare de păcură
- 1 stație de pompare păcură cu facilități anexă,

este o condiție pentru realizarea și punerea în funcțiune a obiectelor nr. 2 (CA), 3 (DT), 4 (AC), 5 (SP) și 8 (SG). Aceste lucrări de proiectare și execuție cad în grija beneficiarului și pot fi eventual rezolvate din cadrul bugetului prevăzut pentru directe și neprevăzute.

Desființarea obiectelor existente aflate pe terenul alocat, altele decât cele menționate mai sus, este o condiție pentru realizarea și punerea în funcțiune a obiectelor nr. 1 (MT), 7 (SE) pentru care aceste cheltuieli sunt incluse în cadrul contractului de construire a sursei noi.

Desființarea acestor obiecte existente trebuie să aibă loc în interiorul primului an de contract de construire a obiectivului de investiție, astfel încât începerea lucrărilor de construire să nu fie întârziată.

7.2.4 Eșalonarea valorii de investiție pe ani

Graficul de eșalonare anuală a valorii de investiție se prezintă astfel:

An	Valoare anuală (lei fără TVA)	Valoare anuală (lei cu TVA)
2023	78.069.389,25 lei 15.869.374,78 eur	92.865.209,02 lei 18.876.960,87 eur
2024	268.558.699,02 lei 54.590.649,26 eur	319.456.319,02 lei 64.936.745,41 eur
2025	277.927.025,73 lei 56.494.974,23 eur	330.600.144,11 lei 67.201.980,71 eur
Total	**624.555.114,00 lei** **126.954.998,27 eur**	**742.921.672,15 lei** **151.015.686,99 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.

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.

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

Notă: Pentru această activitate, acordăm beneficiarului asistența tehnică necesară cu privire la clarificarea și/sau revizuirea conținutului SF și anexelor aferente.

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
  a) SR EN ISO 9001 (calitate),
  b) SR EN ISO 14001 (mediu),
  c) 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

Notă: Pentru pregătirea documentației de atribuire, elaboratorul SF acordă asistența tehnică necesară beneficiarului prin punerea la dispoziție a unui model pentru documentele componente, inclusiv pentru caietul de sarcini cu cerințele beneficiarului, în acord cu toate cerințele specifice ale programului de finanțare ales.

7.2.8 Garanția tehnică

Perioada de garanție tehnică a echipamentelor și lucrărilor a fost luată în considerare de minim 24 luni.

Toate operațiunile specializate de mentenanță aferente echipamentelor termo-energetice care presupun servicii dedicate de întreținere vor fi considerate parte a serviciului de garanție tehnică, pe perioada prevăzută.

Asigurarea consumabilelor și realizarea operațiunilor de mentenanță de rutină intră în responsabilitatea beneficiarului.

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.

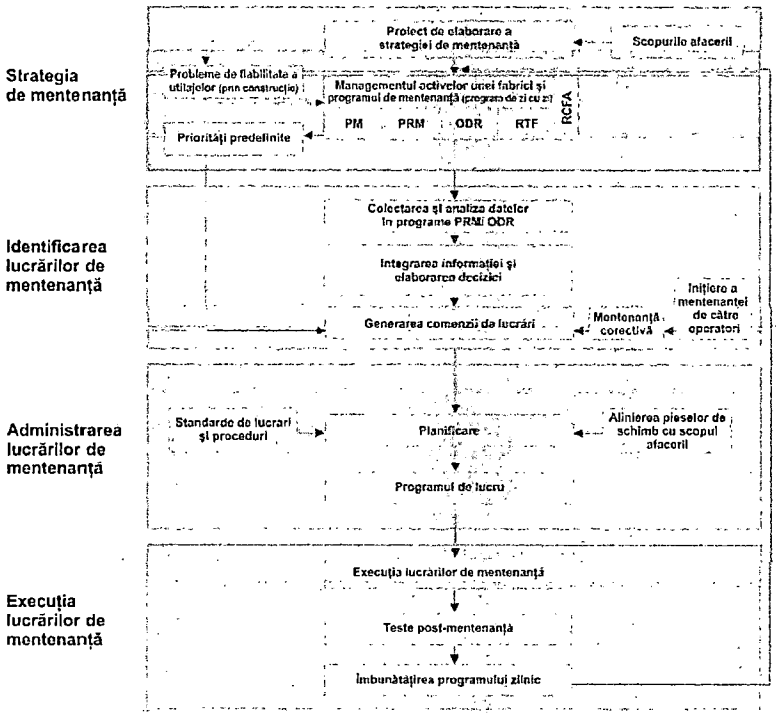
7.3.1.3 Pregătirea dotărilor necesare pentru operare și întreținere

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 34. 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 pe perioada de post-garanție (ca parte a contractului de mentenanță care se semnează la expirarea perioadei de garanție).

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 toată 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 Constanța 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 de referință din Ghidul Specific PNRR C6 I3 CHP;
- condițiile de eficiență energetică stabilite în Directiva EED 27/2012/EU privind sistemele de termoficare centralizată, aflată în vigoare la momentul elaborării acestui studiu;
- iminenta modificare a prevederilor referitoare la condițiile de eficiență energetică privind sistemele de termoficare centralizată în cadrul unei Directive EED revizuite (EED Recast), preconizată să apară în cursul anului 2022 sau începutul anului 2023;
- condițiile viitoare de eficiență energetică stabilite în draft-ul 2022.06 al Directivei EED revizuite 27/2012/EU privind sistemele de termoficare centralizată;

în cadrul studiului de fezabilitate s-a propus și recomandat ca soluție optimă pentru sursa SACET Constanța o **instalație de cogenerare de înaltă eficiență** bazată pe 5 motoare cu ardere internă pe gaz, flexibile, care să satisfacă condițiile tehnice și de finanțare impuse și care să asigure în primul an de operare (2026) peste **57 %** din ET necesară în SACET, respectiv peste **61 %** din ET necesară în SACET începând cu anul 3 de operare (2028).

O soluție care să prevadă un număr mai mare de motoare termice cu scopul de a asigură condiția de eficiență energetică doar cu ajutorul instalației CHP (minim **75% ET** necesară, conform EED actuală, dar preconizată să se modifice la minim **80% ET** necesară conform draft-ului din 2022 pentru EED revizuită ce urmează să se adopte) conduce la costuri de investiție mai mari care ar putea să nu se justifice prin prisma viitoarelor condiții de eficiență energetică ce vor fi adoptate prin Directiva EED Recast în perioada următoare.

O eventuală investiție CHP cu 8 motoare de aceeași capacitate ar putea asigură cota de 80% ET din CHP începând cu anul 2027, însă EED Recast prevede totodată ca, din 01.01.2035, producerea de ET din sursa CHP pe gaz natural (GN) să se reducă la un procent de maxim **45%** având în vedere că devine obligatorie doar următoarea condiție:

- minim **35%** din ET trebuie să provină din RES, și
- minim **80%** din ET trebuie să fie produsă în combinație RES + CHP GN

Dacă până atunci hidrogenul verde nu va fi disponibil pentru a fi utilizat în amestec cu gazul natural în scopul creșterii procentului RES prin utilizarea motoarelor, ar rezulta că o investiție într-un număr mare de motoare utilizate doar pe gaz natural ar fi insuficient exploatată (pentru aproximativ 9 ani).

Din acest motiv, s-a adoptat soluția unei instalații CHP cu 5 motoare și, în funcție de țintele de eficiență energetică SACET ce vor fi adoptate în Directiva EED, Beneficiarul va stabili un plan de acțiune care să aibă ca finalitate implementarea graduală de soluții RES pentru producerea de ET necesară în SACET.

Așadar, Beneficiarul își asumă îndeplinirea condiției de eficiență energetică pe care sursa SACET trebuie să o asigure în conformitate cu țintele EED stabilite la diverse termene, prin implementarea în într-o primă etapă în perioada 2023-2025 a unei soluții de producere a energiei termice din resurse energetice regenerabile (RES) care să aducă un aport de cel puțin 5% din ET necesară în SACET, cu scopul de a îndeplini cerința EED preconizată începând de la **01.01.2026** (*50% ET livrată dintr-o sursă combinată formată dintr-o instalație CHP GN și o instalație RES, concomitent cu asigurarea unui procent de minim 5% ET din instalația RES*).

Acest procent este deocamdată stabilit preliminar, fiind necesară adoptarea EED revizuită pentru a demara actualizarea Strategiei locale SACET și elaborarea unui studiu de fezabilitate pentru stabilirea optimă a tipului de sursă RES (solar termal, biomasă energetică sustenabilă, solar fotovoltaic, eolian, hidrogen verde).

Totodată, pe lângă publicarea oficială a Directivei EED, este necesară cunoașterea Strategiei Naționale privitoare la dezvoltarea hidrogenului verde în vederea adoptării unor măsuri investiționale adecvate.

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 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 în concordanță cu EED Recast adoptat;
- Elaborarea unui Studiu de fezabilitate privind stabilirea soluțiilor optime de producere a energiei termice din resurse regenerabile, inclusiv hidrogen verde;
- Modernizarea și reabilitarea rețelelor termice primare și secundare aferente punctelor termice, în conformitate cu planul de acțiune deja adoptat de Beneficiar.
- Extinderea SACET Constanța în viitorul imediat și mediu cu zone din municipiu și 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.

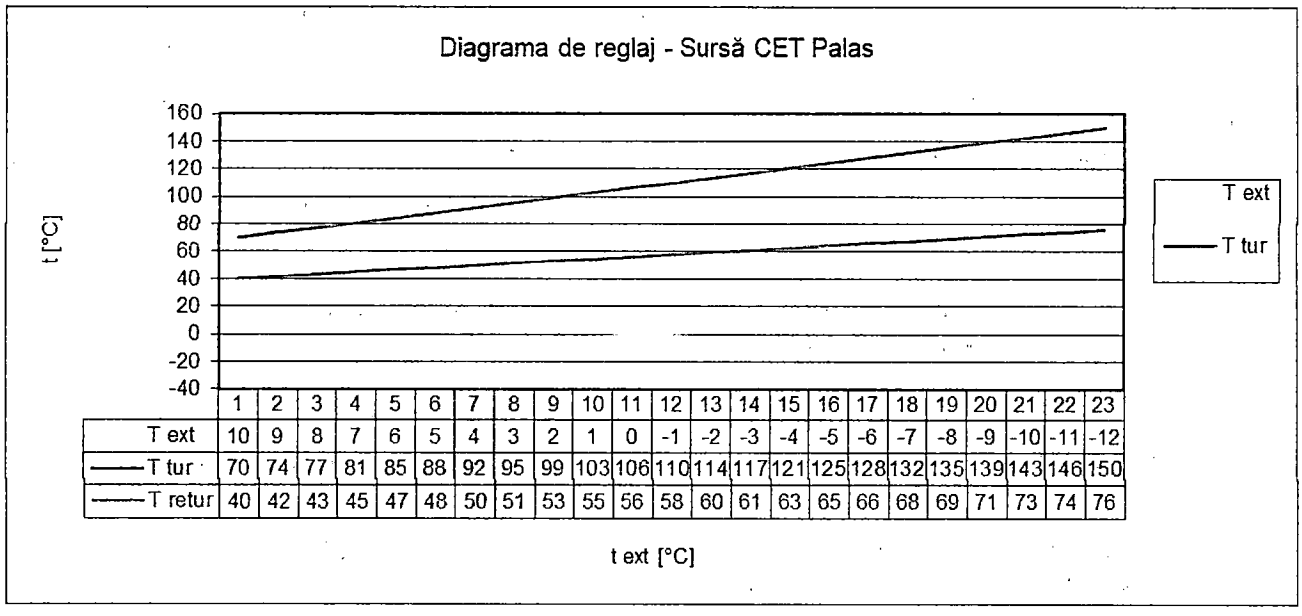
8.5.2.2 Proceduri

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 Palas menține temperaturile de reglare la gard în rețeaua de termoficare conform graficului de mai jos:

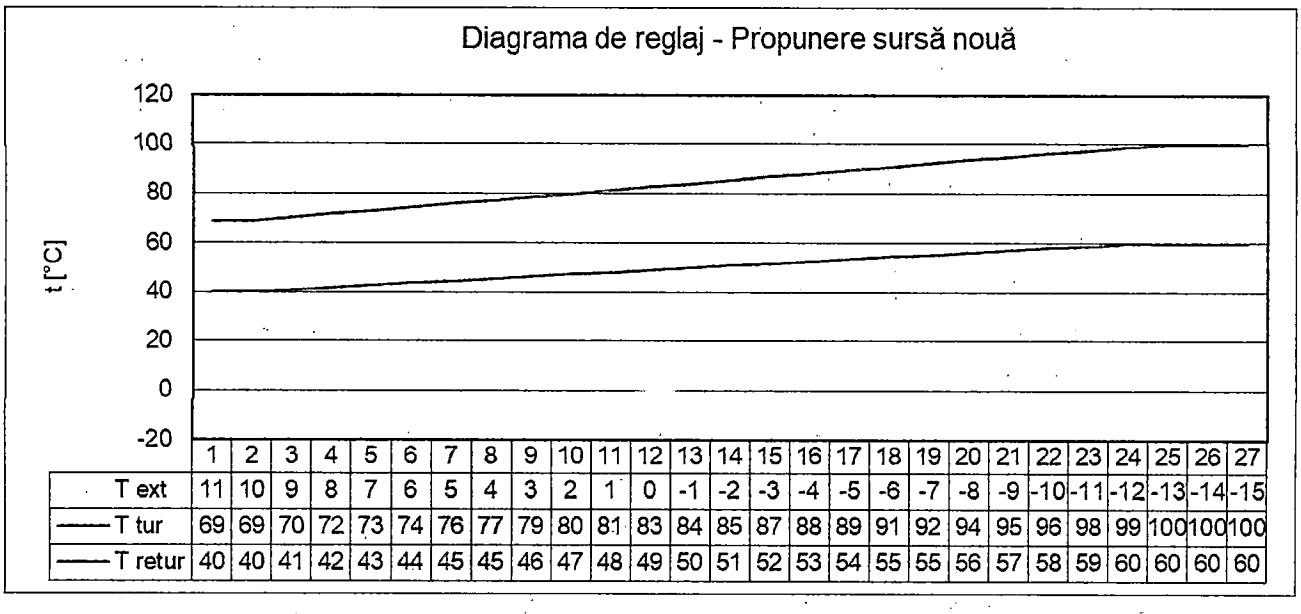
Tabel 35. Diagrama actuală de reglaj temperaturi la sursă



	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 Constanța impun adoptarea unei curbe de reglaj adaptată la rețelele de generația 4/5 cu temperaturi joase, după cum este redată mai jos:

Tabel 36. 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 Constanța 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 Constanța 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 instalaților 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 electro-energetic și al proceselor tehnologice.

B. PIESE DESENATE

B1	***Piese desenate – situație existentă***
B1.1	Plan de situație
B1.2	Schemă electrică normală CET Palas
B1.3	Schemă electrică monofilară 6 kV CET Palas
B1.4	Schemă termică de principiu CET Palas
B2	***Piese desenate – situație propusă***
B2.1	Plan de încadrare în zonă
B2.2	Plan topografic cu terenul alocat
B2.3	Plan de situație cu terenul alocat
B2.4	Plan de amplasament pentru configurația noii surse
B2.5	Schemă termomecanică de principiu (schema de proces simplificată), propusă
B2.6	Schemă electrică de principiu, propusă

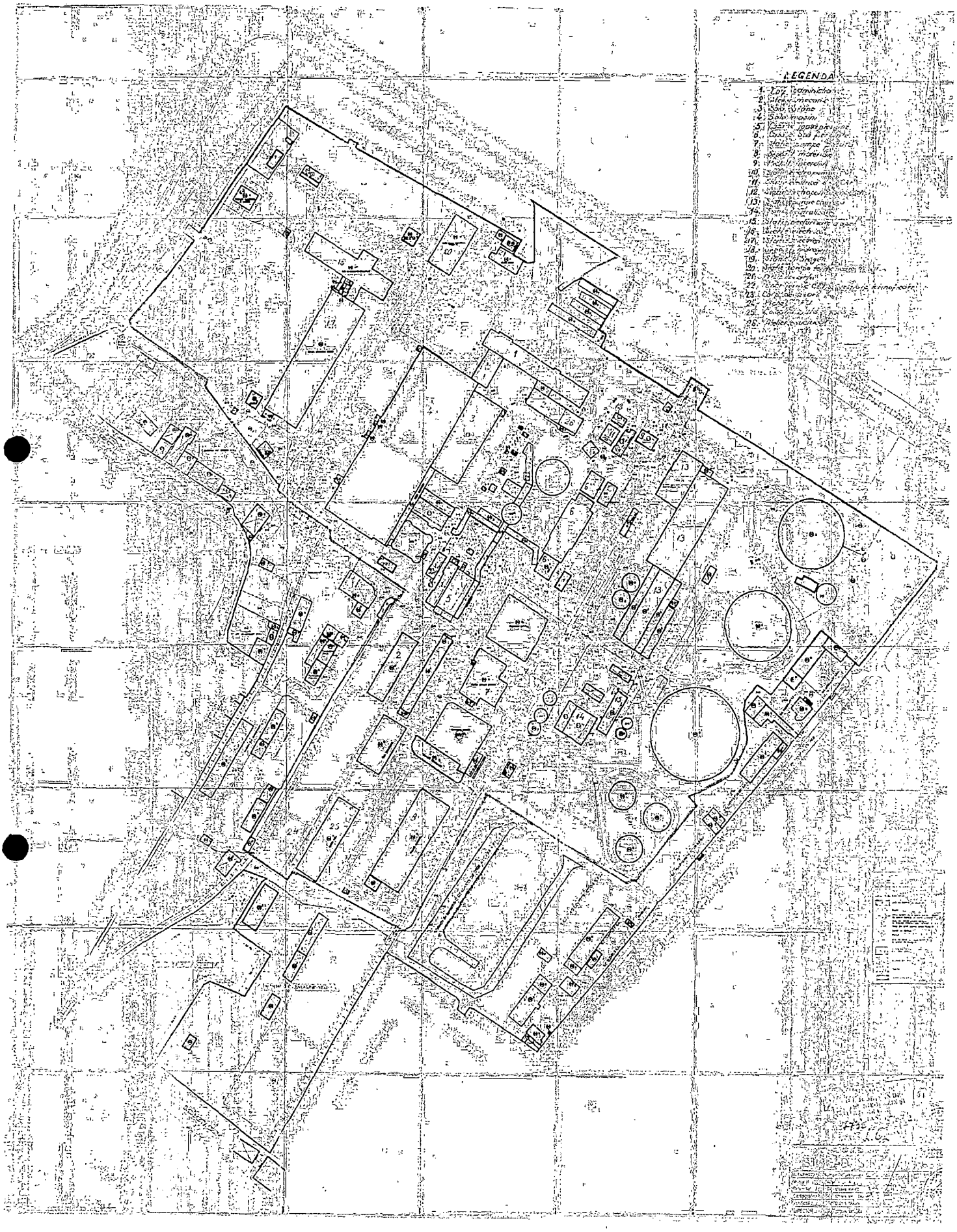
C. ANEXE

C1	Listă de semnături
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
	C2.6 Deviz general și devize obiect – Scenariul contrafactual SR
	C2.3 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul factual S1
	C2.4 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul factual S2
	C2.5 Centralizator cheltuieli de operare – Scenariul contrafactual SR
C3	Specificații tehnice principale
	C3.1 Necesar ET lunar pentru anii 2022 ... 2029 – Scenariile S1, S2, SR
	C3.1a Diagrame evoluție căldură medie lunară și ET lunară – 2022 ... 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
	C3.9 Lista standardelor, normelor și reglementărilor recomandate pentru CHP
C4	Grafic de pregătire și realizare a proiectului
C5	Certificat de urbanism
C6	Extras de carte funciară
C7	Analiza cost-beneficiu (ACB)
C8	Ghid Specific PNRR C6 I3 CHP inclusiv anexele aferente

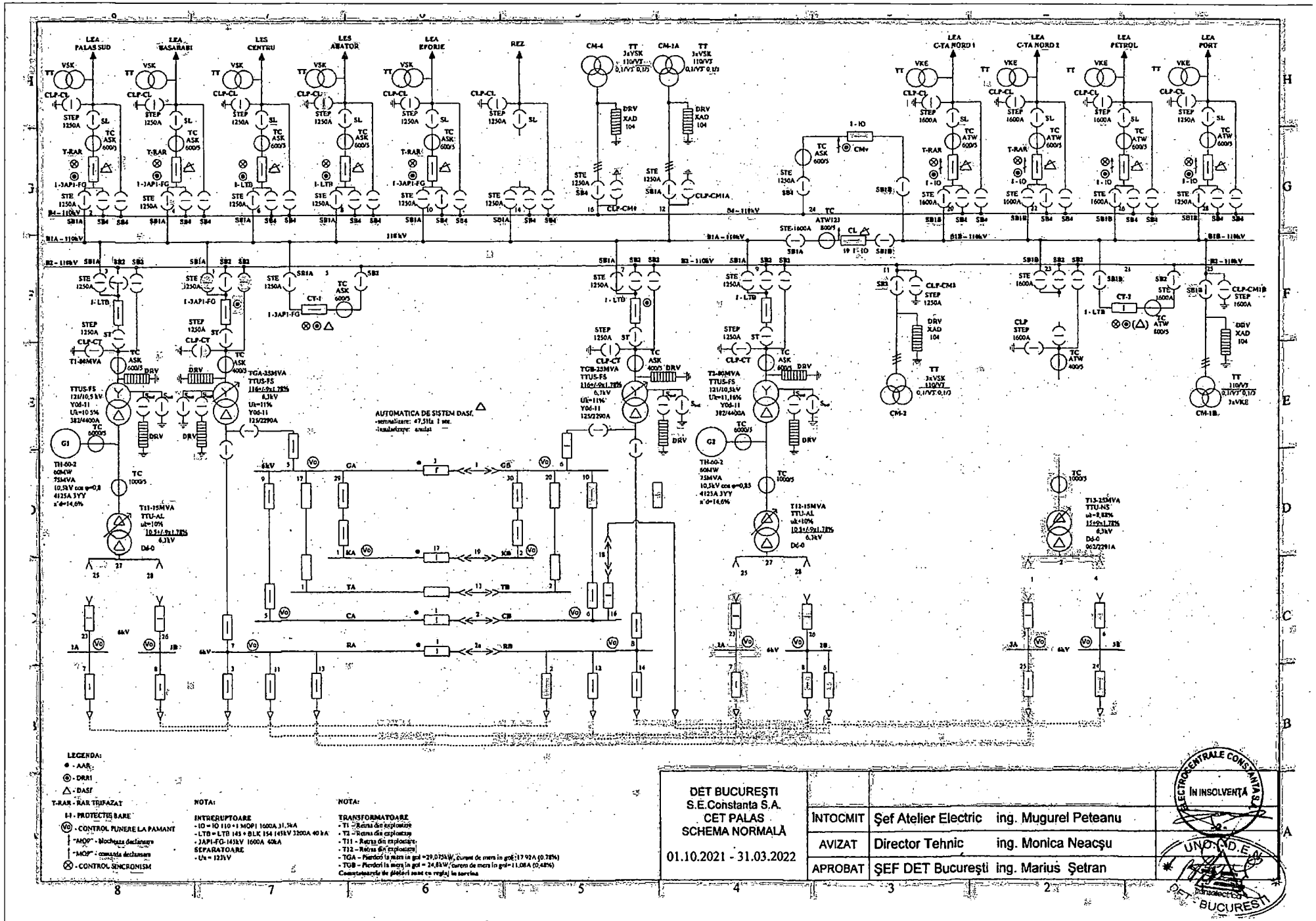
C7. ANALIZA COST-BENEFICIU (ACB)

C7.0	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
C7.7	Valori de investiție
C7.8	Analiza economică
C7.9	Analiza de senzitivitate

ANEXA: PLAN SITUATIE EXISTENT CET PALAS

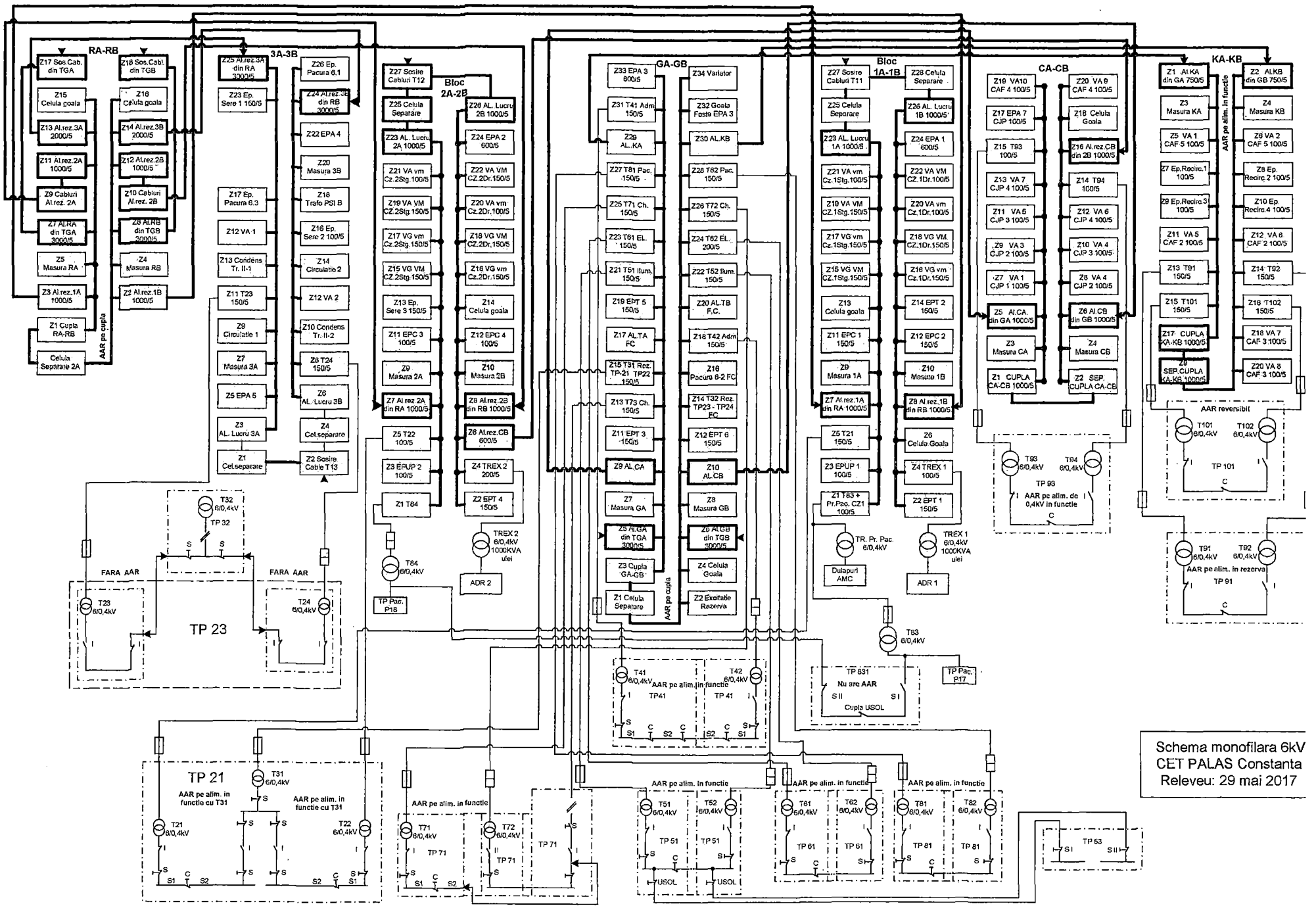


ANEXA: SCHEMA NORMALA CET PALAS - SITUATIA EXISTENTA



Sursa: Electrocentrale Constanta S.

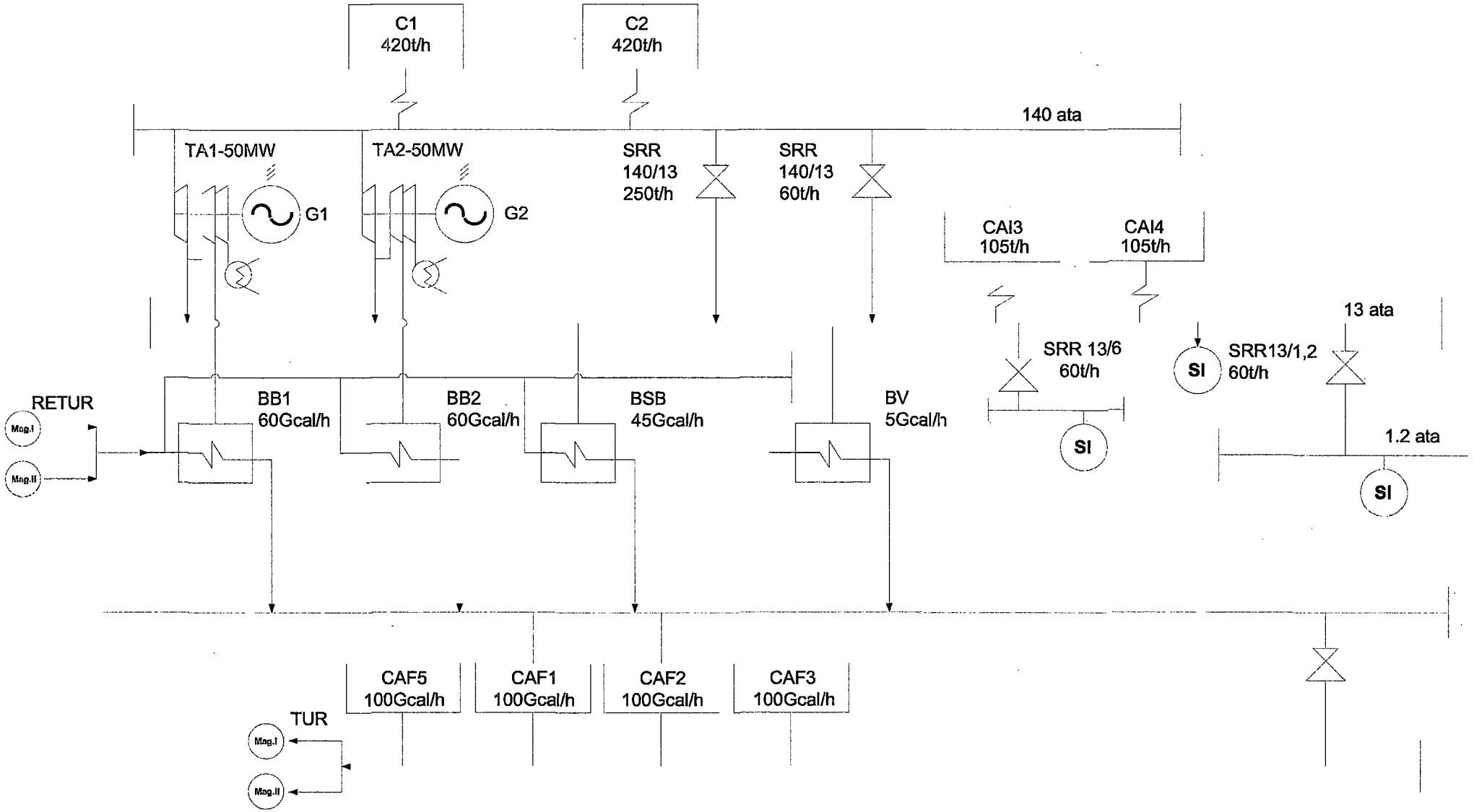
ANEXA: SCHEMA ELECTRICA MONOFILARA 6 KV CET PALASA - SITUATIA EXISTENTA



Sursa: Electrocentrale Constanta S.

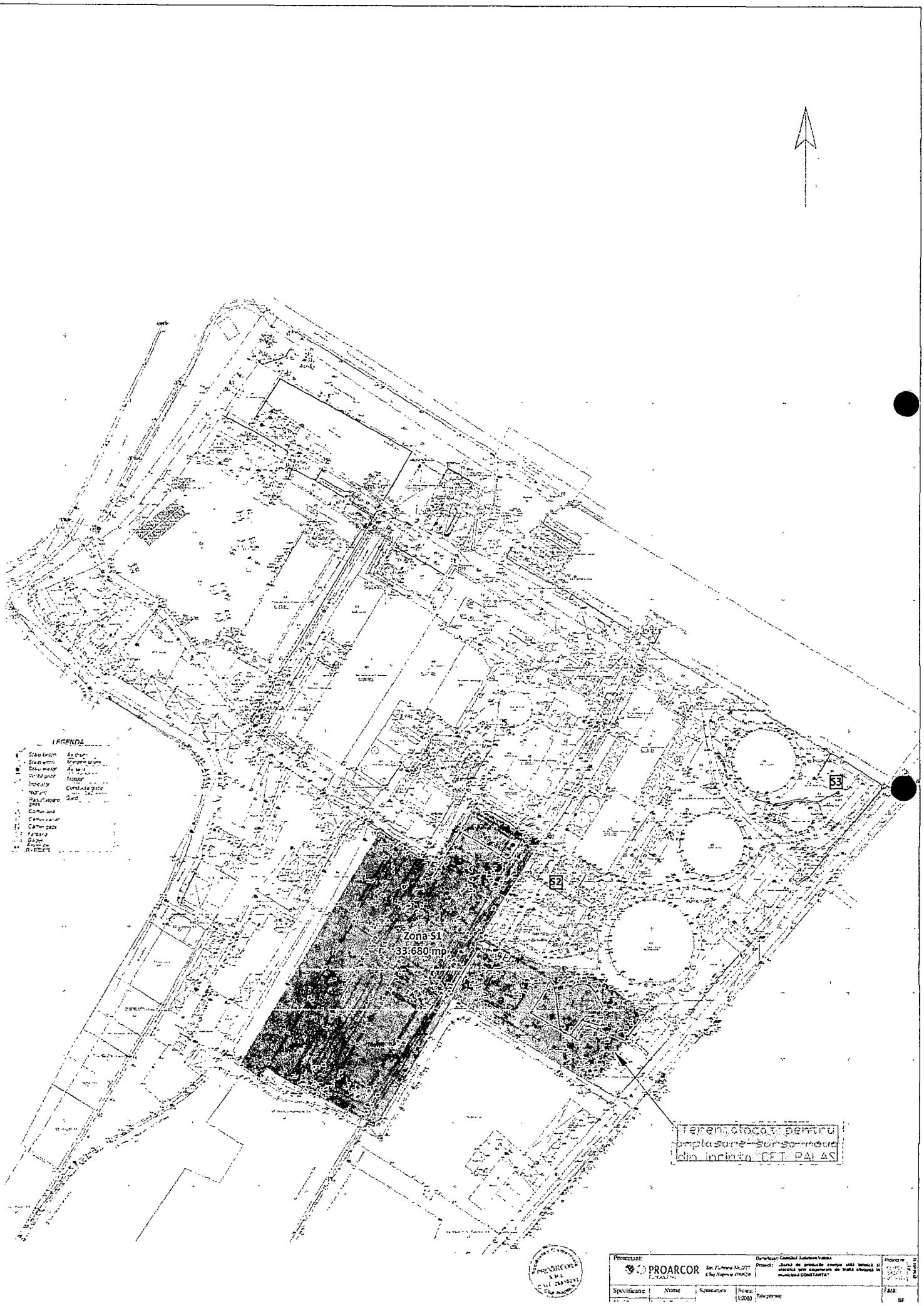
ANEXA

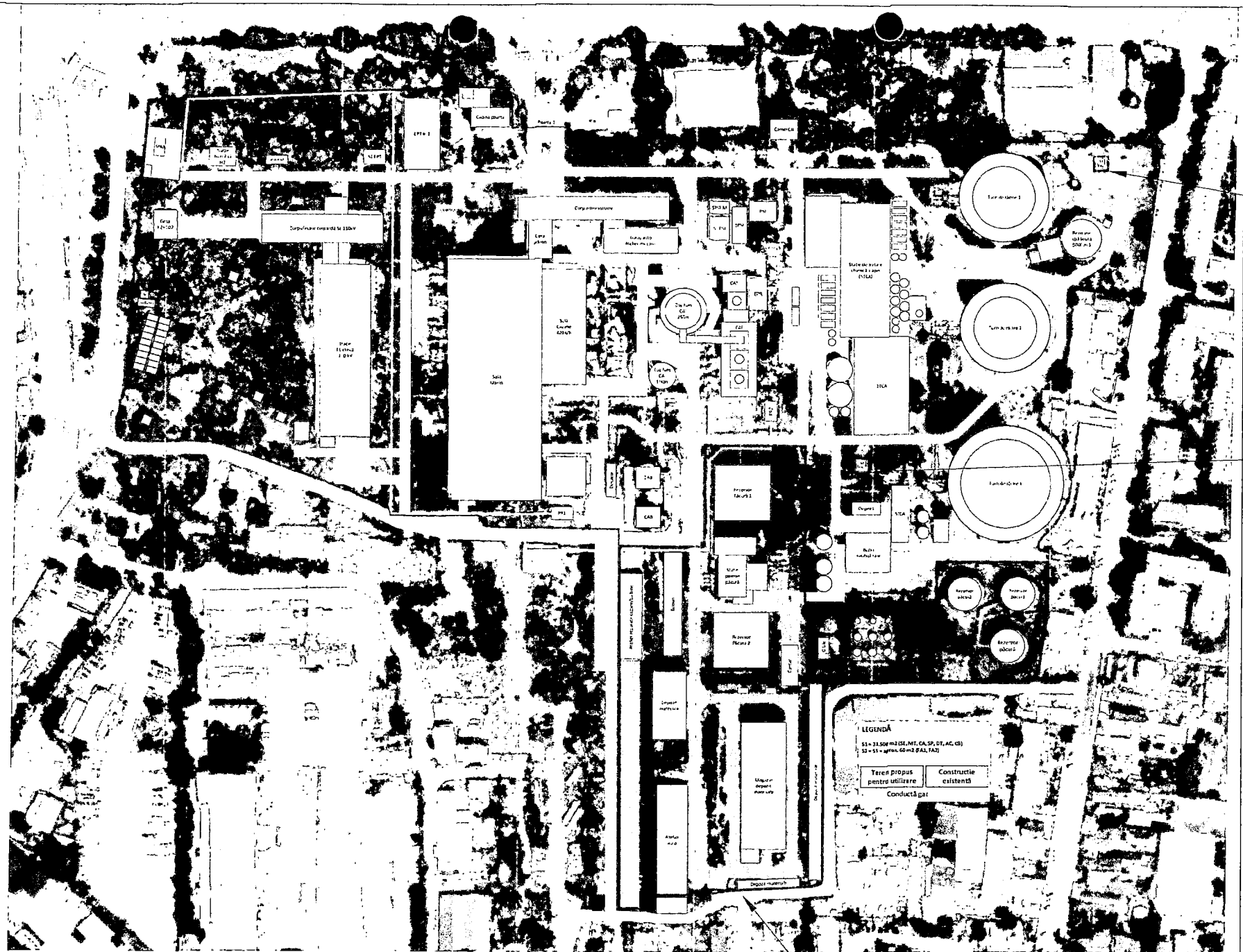
SCHEMA TERMICA DE PRINCIPIU CET-PALAS



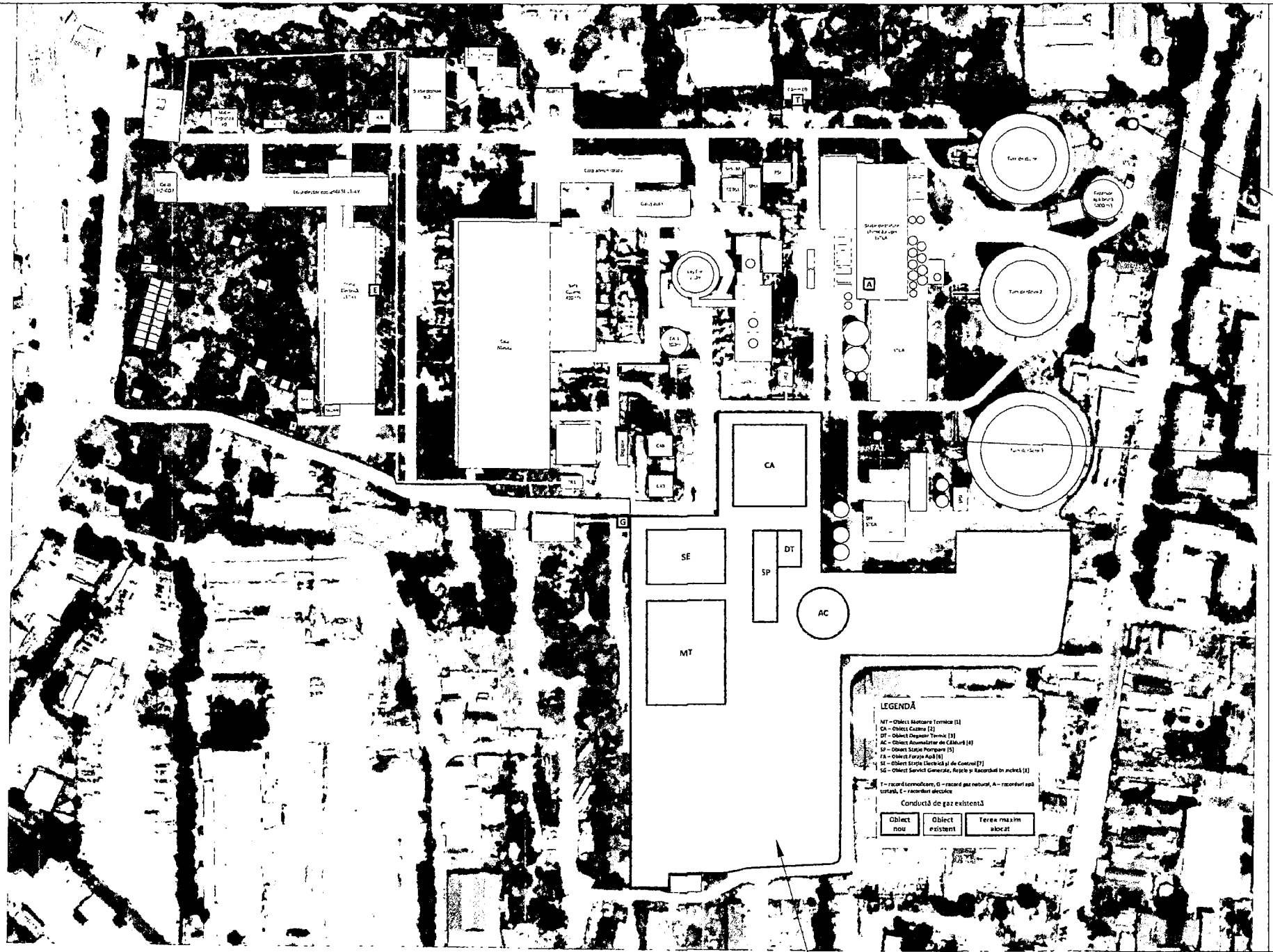
Sursa: Electrocentrale Constanta S.A.

Proiectant:				Beneficiar: U.A.T. MUNICIPIUL CONSTANTA		Proiect nr.
PROARCOR CONSULTING Str. Fabricii Nr.2/7 Cluj Napoca 400620				Proiect: „Sursa de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în municipiul CONSTANȚA"		C1-P1-SACET -SF-2022 A2 (420,594)
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: %	Titlu plansa: PLAN DE INCADRARE IN ZONA SURSA NOUA (CET PALAS)		Faza: SF
Verificat	ing. A. Tamasiu					
Proiectat:	ing. Botond Biro		Data			Plansa nr.

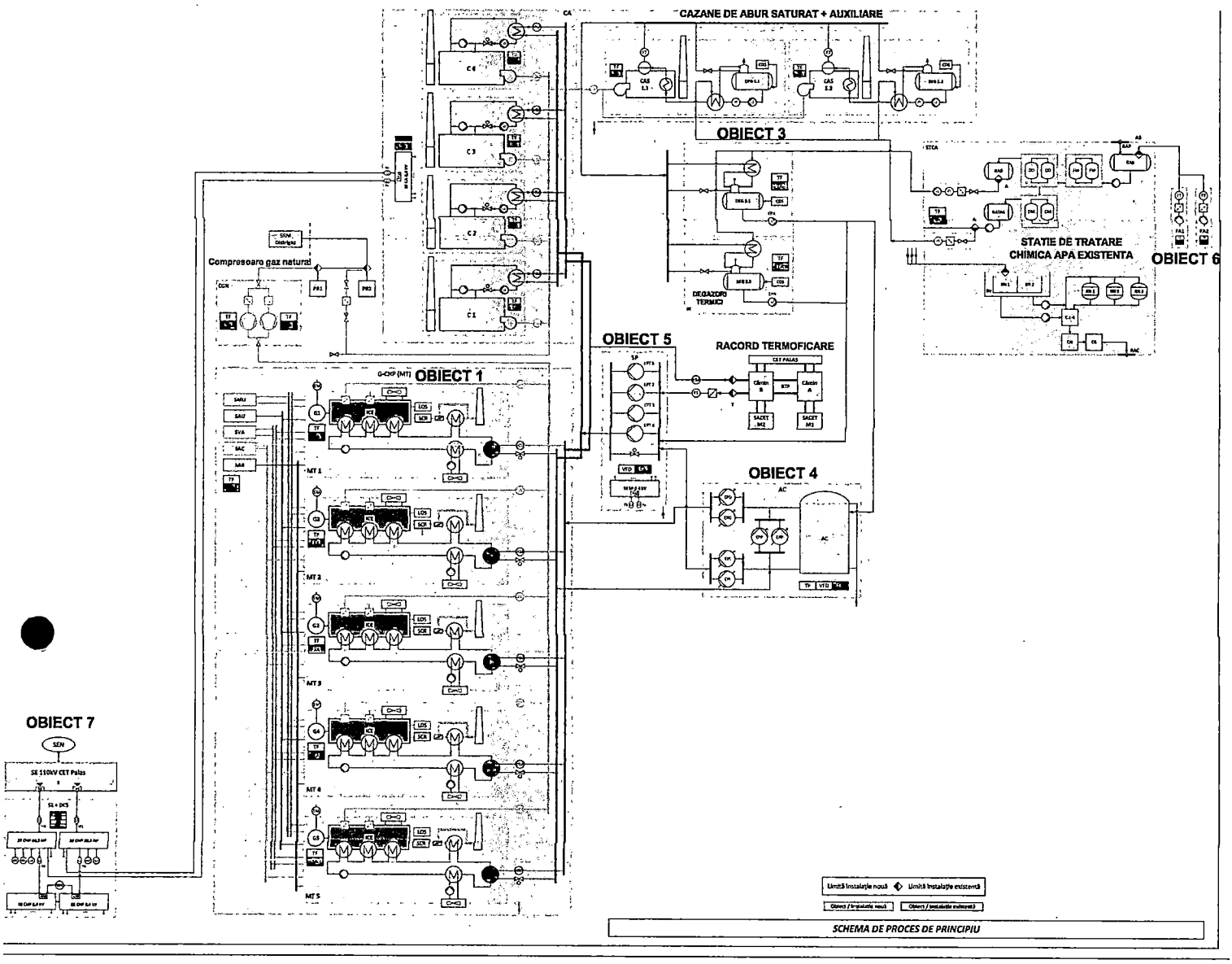

LEGENDA
S3
S2
Zona S1
33.680 mp
Terenul ocupat pentru amplasarea surselor mobile din incinta CET PALAS



Proiectant: PROARCOR CONSULTING Str. Fabricii Nr. 277 Cluj-Napoca 400620			Beneficiar: U.A.T. MUNICIPIUL CONSTANȚA Proiect: „Sursa de producție energie sub termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficiență în municipiul CONSTANȚA"		Proi CT
Specificație	Nume	Semnătura	Scara: 1:200	Titlu planșa:	Faz
Verificat	ing. A. Tamasila				
Proiectat:	ing. Botond Biro				
Desenat:	ing. Botond Biro		Data 2022	PLAN DE SITUAȚIE EXISTENTA CU TEREN ALOCAT PENTRU NOUA SURSA	PL



Proiectant: PROARCOR				Beneficiar: U.A.T. MUNICIPIUL CONSTANȚA Proiect: „Sistem de producție energie cu tehnologii de eficiență prin cogenerare de înaltă eficiență în municipiul CONSTANȚA"
Specificație	Nume	Semnătura	Scara: 1:2000	Titlu planșa: PLAN DE SITUAȚIE PROPUSĂ CU TEREN ALOCAT PENTRU NOUA SURSA V1
Verificat	ing. A. Tamasan			
Proiectat	ing. Boiovel Biro		Data 2022	
Desenat	ing. Boiovel Biro			

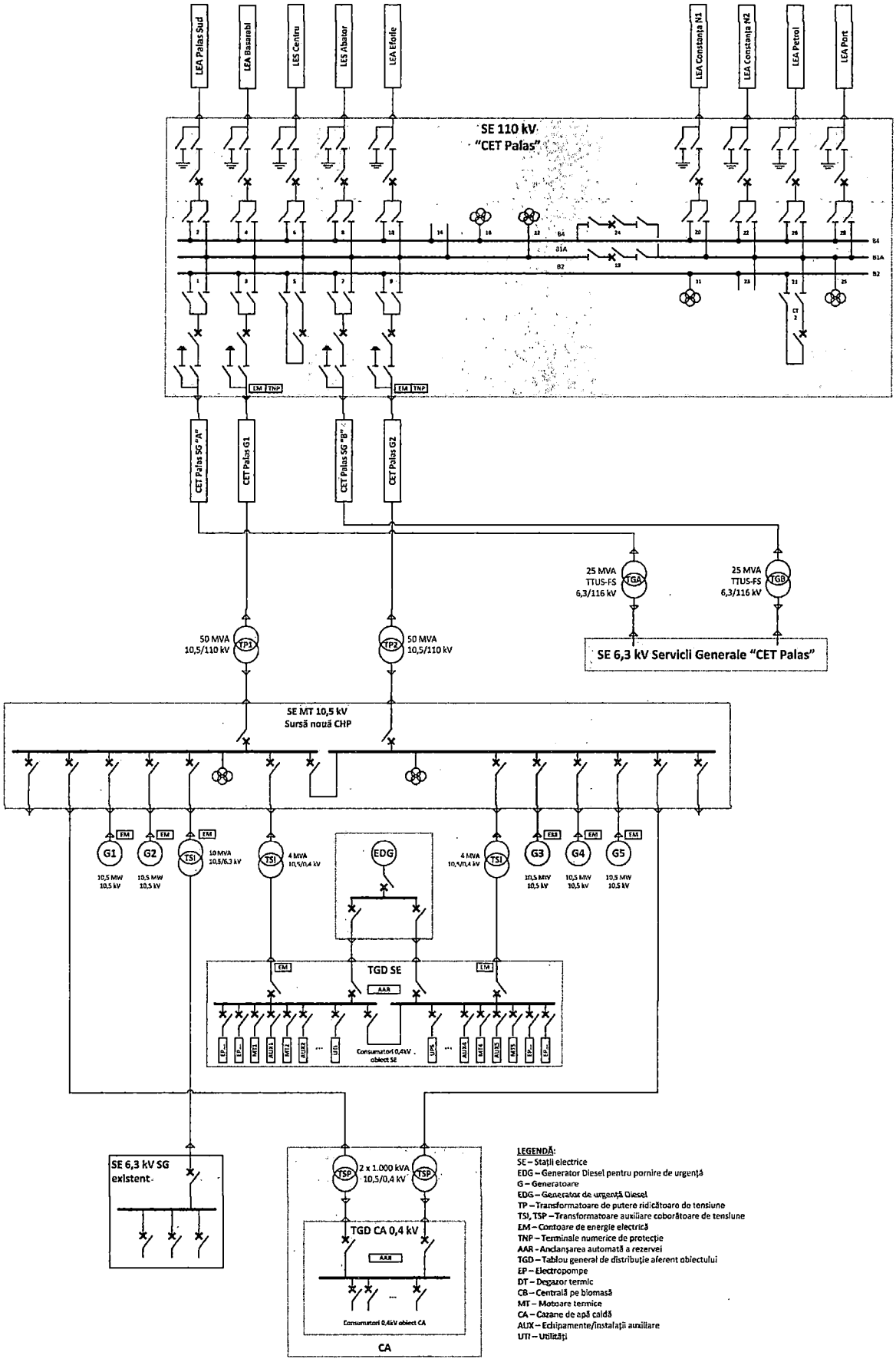


LEGENDA:

Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz (MT1,MT2,MT3,MT4,MT5)
Obiect 2 - CA : Instalație de producere energie termică cu cazane pe gaz (C1,C2,C2,C4)
Obiect 3 - DT : Degazor termic
Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură
Obiect 5 - SP : Stație de pompare agent termic
Obiect 6 - FA : Foraje de apă
Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de control distribuit

NOTĂ Obiect 8 - SG: Servicii generale si racorduri sunt in lucrări prevăzute valabile pentru toate obiectele prevăzute în proiect

Proiectant: PROARCOR CONSULTING Str. Fabricii Nr.2/7 Cluj Napoca 400620				Beneficiar: U.A.T. MUNICIPIUL CONSTANTA Proiect: „Surse de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în municipiul CONSTANȚA"	Proiect nr. CI-PI-SACET-SF-2022
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: %	Titlu planșa:	Faza: SF
Verificat	ing. A. Tamasiu				



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 tensiune
EM – Contoare de energie electrică
TNP – Terminale numerice de protecție
AAR - Anclanșarea automată a rezervei
TGD – Tablou general de distribuție aferent obiectului
EP – Electropompe
DT – Degazor termic
CB – Centrală pe biomasă
MT – Motoare termice
CA – Cazane de apă caldă
AUX – Echipamente/instalații auxiliare
UTI – Utilități

Obiect / instalație nouă | Obiect / instalație existentă

SCHEMA ELECTRICĂ DE PRINCIPIU

Proiectant: PROARCOR CONSULTING — Str. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620	Beneficiar: U.A.T. MUNICIPIUL CONSTANȚA		Proiect nr. C1-P1-SACET-SF-2022 (420594) A2
	Proiect: „Sursa de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în municipiul CONSTANȚA"		
Specificatie / Verificat: ing. A. Tamasiu	Nume	Semnatura	Scara: %
	Titlu plansa:		Faza: SF

Lista de semnături

Elaborator / Proiectant general:
PROARCOR SRL

Elaboratori:

Ing. Energetician, Anton Dan Tamasiu
Coordonator de proiect, Expert energetic

Ec. Ala Baltag
Expert economico-financiar

Ing. Andrei Szen
Expert cogenerare de înaltă eficiență

Ing. Botond Biro
Proiectanr, instalații termice

Ing. Bogdan Ciursas
Proiectant, Inginerie civilă

Verificat:
Ing. Energetician. Anton Dan Tamasiu

Aprobat:
Ing. Energetician. Anton Dan Tamasiu

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului**			
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	9.236.700,00	1.754.973,00	10.991.673,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	103.950,00	19.750,50	123.700,50
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	613.800,00	116.622,00	730.422,00
	Total capitol 1	**9.954.450,00**	**1.891.345,50**	**11.845.795,50**
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**			
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	1.467.180,00	278.764,20	1.745.944,20
	Total capitol 2	**1.467.180,00**	**278.764,20**	**1.745.944,20**
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență 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	**Documentații-suport și cheltuieli pentru Obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor**	**99.000,00**	**18.810,00**	**117.810,00**
3.3	**Expertizare tehnică**	**89.100,00**	**16.929,00**	**106.029,00**
3.4	**Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.5	**Proiectare**	**9.505.200,00**	**1.805.988,00**	**11.311.188,00**
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)	**129.900,00**	24.681,00	154.581,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (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 și a Detaliilor de execuție (VP PTE)	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)	8.662.500,00	1.645.875,00	10.308.375,00
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziție**	**9.900,00**	**1.881,00**	**11.781,00**
3.7	**Consultanță**	**1.087.700,00**	**149.663,00**	**1.237.363,00**
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finantare și a tuturor studiilor necesare	**65.000,00**	12.350,00	77.350,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor/achizitor	**968.700,00**	127.053,00	1.095.753,00
3.7.2.1	Asigurare consultanță necesară pentru managementul de proiect	668.700,00	127.053,00	795.753,00
3.7.2.2	Servicii de management de proiect pentru obiectivul de investiții	300.000,00		300.000,00
3.7.3	Auditul financiar	**54.000,00**	10.260,00	64.260,00
3.8	**Asistență tehnică**	**2.337.300,00**	**444.087,00**	**2.781.387,00**
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor	207.900,00	39.501,00	247.401,00
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	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier asigurată de investitor/achizitor	**2.070.000,00**	393.300,00	2.463.300,00
	Total capitol 3	**13.316.300,00**	**2.473.097,00**	**15.789.397,00**
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiția de bază**			
4.1	**Construcții și instalații**	**48.135.186,00**	**9.145.685,34**	**57.280.871,34**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**132.339.141,00**	**25.144.436,79**	**157.483.577,79**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**364.128.721,00**	**69.184.456,99**	**433.313.177,99**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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**

PROARCOR CONSULTING

Investiție: Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli		Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2		3	4	5
	Total capitol 4		**544.603.048,00**	**103.474.579,12**	**648.077.627,12**
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**				
5.1	**Organizare de șantier**		**2.366.100,00**	**449.559,00**	**2.815.659,00**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier		138.600,00	26.334,00	164.934,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului		2.227.500,00	423.225,00	2.650.725,00
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**		**1.276.125,00**	**0,00**	**1.276.125,00**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare		**0,00**		0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	**0,5%**	241.368,93		241.368,93
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	**0,1%**	48.135,19		48.135,19
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	**0,5%**	902.371,64		902.371,64
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare		**84.249,25**		84.249,25
5.3	**Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)**	**5,0%**	**28.477.900,00**	**5.410.801,00**	**33.888.701,00**
5.4	**Cheltuieli pentru informare și publicitate**		**30.000,00**	**5.700,00**	**35.700,00**
	Total capitol 5		**32.150.125,00**	**5.866.060,00**	**38.016.185,00**
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste**				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**		**158.400,00**	**30.096,00**	**188.496,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**		**1.089.000,00**	**206.910,00**	**1.295.910,00**
	Total capitol 6		**1.247.400,00**	**237.006,00**	**1.484.406,00**
1 + ... + 6	**TOTAL DEVIZ GENERAL**		**602.738.503,00**	**114.220.851,82**	**716.959.354,82**
			122.520.277,06 €	**23.217.979,84 €**	**145.738.256,90 €**
C+M	**din care: TOTAL LUCRĂRI EXECUȚIE "C+M" (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4.1, 4.2, 5.1.1)**		**192.034.557,00**	**36.486.565,83**	**228.521.122,83**
P+E	**din care: TOTAL LUCRĂRI "PROIECTARE + EXECUȚIE" (3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1) + (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4, 5.1, 6)**		**569.557.978,00**	**108.216.015,82**	**677.773.993,82**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 1 al Investiției

Obiect: 1 - Turbine cu gaze (TG)
Bază legală: HG 907/2016

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	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**10.334.016,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	8.510.931,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.823.085,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**10.334.016,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**21.976.416,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**21.976.416,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**241.432.576,00**
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			**241.432.576,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**273.743.008,00**
Cap. 5 - Organizare de şantier			**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 şi probe tehnologice			**594.000,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**118.800,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**475.200,00**
TOTAL OBIECT			**274.337.008,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 2 al Investiției

Obiect: 2 - Cazane de apă caldă și abur (CA)
Bază legală: HG 907/2016

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	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**6.358.770,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	5.604.390,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	754.380,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**6.358.770,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**8.263.035,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**8.263.035,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**42.535.845,00**
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			**42.535.845,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**57.157.650,00**
Cap. 5 - Organizare de şantier			**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			**57.256.650,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 3 al Investiției

Obiect: 3 - Degazor termic pentru termoficare, cu auxiliare (DT)
Bază legală: HG 907/2016

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	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**1.398.375,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	1.272.150,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	126.225,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**1.398.375,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**2.282.445,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**2.282.445,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**9.459.450,00**
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			**9.459.450,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**13.140.270**
Cap. 5 - Organizare de şantier			**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 şi probe tehnologice			**39.600,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**34.650,00**
TOTAL OBIECT			**13.179.870,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 4 al Investiției

Obiect: 4 - Acumulator de căldură (AC)
Bază legală: HG 907/2016

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	**Construcţiii şi instalaţii**	**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 şantier			**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 şi 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

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 5 al Investiției

Obiect: 5 - Stație de pompare agent termic (SP)
Bază legală: HG 907/2016

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	**Construcţiii şi instalaţii**	**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 şantier			**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 şi 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

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 6 al Investiției

Obiect: 6 - Foraje de apă (FA)
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și 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 protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			**204.930,00**
2.1	**Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**LS**	**204.930,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**2.053.260,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	1.876.050,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	177.210,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**2.053.260,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**LS**	**408.375,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**408.375,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**LS**	**509.850,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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			**509.850,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**2.971.485,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării șantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**29.700,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**0,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**	**LS**	**29.700,00**
TOTAL OBIECT			**3.206.115,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 7 al Investiției

Obiect: 7 - Stație electrică și sistem de control distribuit (SE)
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și 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 protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**5.895.945,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	4.811.895,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.084.050,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**5.895.945,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**LS**	**19.454.490,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**19.454.490,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**LS**	**40.773.150,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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			**40.773.150,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**66.123.585**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării șantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**222.750,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**14.850,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**	**LS**	**207.900,00**
TOTAL OBIECT			**66.346.335,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S1

Devizul Obiectului 8 al Investiției

Obiect: 8 - Servicii generale, demolări, rețele și racorduri în incintă (SG)
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**9.954.450,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**9.236.700,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**103.950,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/*protecţia utilităţilor***	**LS**	**613.800,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**1.262.250,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**1.262.250,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**13.793.670,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	13.145.220,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	648.450,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**13.793.670,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**63.302.085,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**63.302.085,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**945.450,00**
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			**945.450,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**78.041.205**
Cap. 5 - Organizare de şantier - comun pentru toate obiectele			**2.366.100,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**138.600,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**2.227.500,00**
Cap. 6 - Instruire, teste şi probe tehnologice			**84.150,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**79.200,00**
TOTAL OBIECT			**91.708.155,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2 (scenariul propus)
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului**			
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	9.236.700,00	1.754.973,00	10.991.673,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	103.950,00	19.750,50	123.700,50
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	613.800,00	116.622,00	730.422,00
	Total capitol 1	**9.954.450,00**	**1.891.345,50**	**11.845.795,50**
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**			
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	1.467.180,00	278.764,20	1.745.944,20
	Total capitol 2	**1.467.180,00**	**278.764,20**	**1.745.944,20**
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență 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	**Documentații-suport și cheltuieli pentru Obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor**	**99.000,00**	**18.810,00**	**117.810,00**
3.3	**Expertizare tehnică**	**89.100,00**	**16.929,00**	**106.029,00**
3.4	**Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.5	**Proiectare**	**9.505.200,00**	**1.805.988,00**	**11.311.188,00**
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)	**129.900,00**	24.681,00	154.581,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (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 și a Detaliilor de execuție (VP PTE)	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)	8.662.500,00	1.645.875,00	10.308.375,00
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziție**	**9.900,00**	**1.881,00**	**11.781,00**
3.7	**Consultanță**	**1.087.700,00**	**149.663,00**	**1.237.363,00**
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finantare și a tuturor studiilor necesare	**65.000,00**	12.350,00	77.350,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor	**968.700,00**	127.053,00	**1.095.753,00**
3.7.2.1	Asigurare consultanță necesară pentru managementul de proiect	668.700,00	127.053,00	795.753,00
3.7.2.2	Servicii de management de proiect pentru obiectivul de investiții	300.000,00		300.000,00
3.7.3	Auditul financiar	**54.000,00**	10.260,00	64.260,00
3.8	**Asistență tehnică**	**2.337.300,00**	**444.087,00**	**2.781.387,00**
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor	207.900,00	39.501,00	247.401,00
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	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier asigurată de investitor/achizitor	**2.070.000,00**	393.300,00	2.463.300,00
	Total capitol 3	**13.316.300,00**	**2.473.097,00**	**15.789.397,00**
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiția de bază**			
4.1	**Construcții și instalații**	**48.001.635,00**	**9.120.310,65**	**57.121.945,65**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**132.053.625,00**	**25.090.188,75**	**157.143.813,75**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**385.328.295,00**	**73.212.376,05**	**458.540.671,05**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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	**565.383.555,00**	**107.422.875,45**	**672.806.430,45**

PROARCOR CONSULTING

Investiție: Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2 (scenariul propus)
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli		Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2		3	4	5
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**				
5.1	**Organizare de șantier**		**2.366.100,00**	**449.559,00**	**2.815.659,00**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier		138.600,00	26.334,00	164.934,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului		2.227.500,00	423.225,00	2.650.725,00
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**		**1.273.229,00**	**0,00**	**1.273.229,00**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare		**0,00**		0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	**0,5%**	240.701,18		240.701,18
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	**0,1%**	48.001,64		48.001,64
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	**0,5%**	900.276,30		900.276,30
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare		**84.249,89**		84.249,89
5.3	**Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)**	**5,0%**	**29.516.900,00**	**5.608.211,00**	**35.125.111,00**
5.4	**Cheltuieli pentru informare și publicitate**		**30.000,00**	**5.700,00**	**35.700,00**
	Total capitol 5		**33.186.229,00**	**6.063.470,00**	**39.249.699,00**
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste**				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**		**158.400,00**	**30.096,00**	**188.496,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**		**1.089.000,00**	**206.910,00**	**1.295.910,00**
	Total capitol 6		**1.247.400,00**	**237.006,00**	**1.484.406,00**
1 + ... + 6	**TOTAL DEVIZ GENERAL**		**624.555.114,00**	**118.366.558,15**	**742.921.672,15**
			126.954.998,27 €	24.060.688,72 €	151.015.686,99 €
C+M	**din care: TOTAL LUCRĂRI EXECUȚIE "C+M" (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4.1, 4.2, 5.1.1)**		**191.615.490,00**	**36.406.943,10**	**228.022.433,10**
P+E	**din care: TOTAL LUCRĂRI "PROIECTARE + EXECUȚIE" (3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1) + (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4, 5.1, 6)**		**590.338.485,00**	**112.164.312,15**	**702.502.797,15**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 1 al Investiției

Obiect: 1 - Motoare termice cu gaz (MT)
Bază legală: HG 907/2016

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 - Investiţia de bază			
4.1	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**10.200.465,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistenţă	LS	8.377.380,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalaţii	LS	1.823.085,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**10.200.465,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**21.690.900,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**21.690.900,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**262.632.150,00**
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			**262.632.150,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**294.523.515,00**
Cap. 5 - Organizare de şantier			**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 şi probe tehnologice			**594.000,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**118.800,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**475.200,00**
TOTAL OBIECT			***295.117.515,00***

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 2 al Investiției

Obiect: 2 - Cazane de apă caldă și abur (CA)
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și 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 protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**LS**	**6.358.770,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	5.604.390,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	754.380,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**6.358.770,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**LS**	**8.263.035,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**8.263.035,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**LS**	**42.535.845,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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			**42.535.845,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**57.157.650,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării șantierului**	**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 și teste**	**LS**	**94.050,00**
TOTAL OBIECT			**57.256.650,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 3 al Investiției

Obiect: 3 - Degazor termic pentru termoficare, cu auxiliare (DT)
Bază legală: HG 907/2016

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	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**1.398.375,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	1.272.150,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	126.225,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**1.398.375,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**2.282.445,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**2.282.445,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**9.459.450,00**
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			**9.459.450,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**13.140.270**
Cap. 5 - Organizare de şantier			**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 şi probe tehnologice			**39.600,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**34.650,00**
TOTAL OBIECT			**13.179.870,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 4 al Investiției

Obiect: 4 - Acumulator de căldură (AC)
Bază legală: HG 907/2016

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 protecția mediului şi aducerea terenului la starea inițială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcții 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 funcționale**	**LS**	**7.428.465,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**7.428.465,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcționale care necesită montaj**	**LS**	**16.211.250,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcționale 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 construcții şi instalații aferente organizării de șantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării șantierului**	**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

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 5 al Investiției

Obiect: 5 - Stație de pompare agent termic (SP)
Bază legală: HG 907/2016

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	**Construcţiii şi instalaţii**	**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 şantier			**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 şi 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

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 6 al Investiției

Obiect: 6 - Foraje de apă (FA)
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și 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 protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			**204.930,00**
2.1	**Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**LS**	**204.930,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**2.053.260,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	1.876.050,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	177.210,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**2.053.260,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**LS**	**408.375,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**408.375,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**LS**	**509.850,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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			**509.850,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**2.971.485,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării șantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**29.700,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**0,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**	**LS**	**29.700,00**
TOTAL OBIECT			**3.206.115,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 7 al Investiției

Obiect: 7 - Stație electrică și sistem de control distribuit (SE)
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și 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 protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**5.895.945,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	4.811.895,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	1.084.050,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**5.895.945,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**LS**	**19.454.490,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**19.454.490,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**LS**	**40.773.150,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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			**40.773.150,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**66.123.585**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării șantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**222.750,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**14.850,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**	**LS**	**207.900,00**
TOTAL OBIECT			**66.346.335,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: S2

Devizul Obiectului 8 al Investiției

Obiect: 8 - Servicii generale, demolări, rețele și racorduri în incintă (SG)
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA)
			lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**9.954.450,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**9.236.700,00**
1.3	**Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială**	**LS**	**103.950,00**
1.4	***Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților***	**LS**	***613.800,00***
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			**1.262.250,00**
2.1	**Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**LS**	**1.262.250,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcțiii și instalații**	**LS**	**13.793.670,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	13.145.220,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	648.450,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**13.793.670,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**LS**	**63.302.085,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**63.302.085,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**LS**	**945.450,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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			**945.450,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**78.041.205**
Cap. 5 - Organizare de șantier - comun pentru toate obiectele			**2.366.100,00**
5.1.1	**Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier**	**LS**	**138.600,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării șantierului**	**LS**	**2.227.500,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**84.150,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**	**LS**	**79.200,00**
TOTAL OBIECT			**91.708.155,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: SR (contrafactual)
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului**			
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	6.138.000,00	1.166.220,00	7.304.220,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	103.950,00	19.750,50	123.700,50
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	478.000,00	90.820,00	568.820,00
	Total capitol 1	**6.719.950,00**	**1.276.790,50**	**7.996.740,50**
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**			
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	955.930,00	181.626,70	1.137.556,70
	Total capitol 2	**955.930,00**	**181.626,70**	**1.137.556,70**
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență 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	**Documentații-suport și cheltuieli pentru Obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor**	**99.000,00**	**18.810,00**	**117.810,00**
3.3	**Expertizare tehnică**	**89.100,00**	**16.929,00**	**106.029,00**
3.4	**Certificarea performanței energetice și 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	*Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor, acordurilor și* autorizațiilor (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 și a Detaliilor de execuție (VP PTE)	25.000,00	4.750,00	29.750,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)	1.500.000,00	285.000,00	1.785.000,00
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziție**	**6.600,00**	**1.254,00**	**7.854,00**
3.7	**Consultanță**	**681.800,00**	**6.840,00**	**688.640,00**
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finantare și a tuturor studiilor necesare	0,00	0,00	0,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor/achizit	645.800,00		645.800,00
3.7.3	Auditul financiar	36.000,00	6.840,00	42.840,00
3.8	**Asistență tehnică**	**1.505.000,00**	**285.950,00**	**1.790.950,00**
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	125.000,00	23.750,00	148.750,00
3.8.1.1	Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor	100.000,00	19.000,00	119.000,00
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	25.000,00	4.750,00	29.750,00
3.8.2	Dirigenție de șantier asigurată de investitor/achizitor	1.380.000,00	262.200,00	1.642.200,00
	Total capitol 3	**4.344.600,00**	**702.772,00**	**5.047.372,00**
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiția de bază**			
4.1	**Construcții și instalații**	**22.327.335,00**	**4.242.193,65**	**26.569.528,65**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**71.418.120,00**	**13.569.442,80**	**84.987.562,80**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**76.327.100,00**	**14.502.149,00**	**90.829.249,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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	**170.072.555,00**	**32.313.785,45**	**202.386.340,45**

PROARCOR CONSULTING

Investiție: Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: SR (contrafactual)
Curs ref. euro: 4,9195 lei
Bază legală: HG 907/2016

Devizul General al Investiției

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli		Valoare lei (fără TVA)	TVA (lei)	Valoare lei (cu TVA)
1	2		3	4	5
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**				
5.1	**Organizare de șantier**		**1.594.650,00**	**302.983,50**	**1.897.633,50**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier		138.600,00	26.334,00	164.934,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului		1.456.050,00	276.649,50	1.732.699,50
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**		**670.384,00**	**0,00**	**670.384,00**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare		0,00		0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	**0,5%**	112.329,68		112.329,68
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	**0,1%**	22.327,34		22.327,34
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	**0,5%**	468.727,28		468.727,28
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare		66.999,70		66.999,70
5.3	**Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)**	**2,5%**	**4.546.500,00**	**863.835,00**	**5.410.335,00**
5.4	**Cheltuieli pentru informare și publicitate**		20.000,00	**3.800,00**	**23.800,00**
	Total capitol 5		**6.831.534,00**	**1.170.618,50**	**8.002.152,50**
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste**				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**		**19.750,00**	**3.752,50**	**23.502,50**
6.2	**Probe tehnologice și teste**		**320.300,00**	**60.857,00**	**381.157,00**
	Total capitol 6		**340.050,00**	**64.609,50**	**404.659,50**
1 + ... + 6	**TOTAL DEVIZ GENERAL**		**189.264.619,00**	**35.710.202,65**	**224.974.821,65**
C+M	**din care: TOTAL LUCRĂRI EXECUȚIE "C+M" (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4.1, 4.2, 5.1.1)**		**101.559.935,00**	**19.296.387,65**	**120.856.322,65**
P+E	**din care: TOTAL LUCRĂRI "PROIECTARE + EXECUȚIE" (3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1) + (1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 4, 5.1, 6)**		**181.860.335,00**	**34.553.463,65**	**216.413.798,65**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: SR

Devizul Obiectului 1 al Investiției

Obiect: 1 [2] - Cazane de apă caldă și abur (CA), total 160 MWt
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și 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 protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială**	**LS**	**0,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților**	**LS**	**0,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			**0,00**
2.1	**Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**LS**	**0,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**LS**	**8.105.400,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	7.309.400,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	796.000,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**8.105.400,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**LS**	**9.942.900,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**9.942.900,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**LS**	**58.924.300,00**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și 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			**58.924.300,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**76.972.600,00**
Cap. 5 - Organizare de șantier			**0,00**
5.1.1	**Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier**	**LS**	**0,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării șantierului**	**LS**	**0,00**
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice			**107.400,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.900,00**
6.2	**Probe tehnologice și teste**	**LS**	**102.500,00**
TOTAL OBIECT			**77.080.000,00**

6+2C

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: SR

Devizul Obiectului 2 al Investiției

Obiect: 2 [3] - Degazor termic pentru termoficare, cu auxiliare (DT)
Bază legală: HG 907/2016

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	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**1.398.375,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	1.272.150,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	126.225,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**1.398.375,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**2.282.445,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**2.282.445,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**9.459.450,00**
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			**9.459.450,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**13.140.270**
Cap. 5 - Organizare de şantier			**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 şi probe tehnologice			**39.600,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**34.650,00**
TOTAL OBIECT			**13.179.870,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: SR

Devizul Obiectului 3 al Investiției

Obiect: 3 [5] - Stație de pompare agent termic (SP)
Bază legală: HG 907/2016

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 - Investiţia de bază			
4.1	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**3.012.800,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	**0,00**
4.1.2	Rezistenţă	LS	2.680.200,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalaţii	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 şantier			**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 şi 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

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: SR

Devizul Obiectului 4 al Investiției

Obiect: 4 [6] - Foraje de apă (FA)
Bază legală: HG 907/2016

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			**204.930,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**204.930,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**2.053.260,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	**0,00**
4.1.2	Rezistență	LS	1.876.050,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	177.210,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**2.053.260,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**408.375,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**408.375,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**509.850,00**
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			**509.850,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**2.971.485**
Cap. 5 - Organizare de şantier			**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 şi probe tehnologice			**29.700,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**0,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**29.700,00**
TOTAL OBIECT			***3.206.115,00***

Elaborator:
PROARCOR SRL

PROARCOR
CONSULTING

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța
Scenariu: SR

Devizul Obiectului 5 al Investiției

Obiect: 5 [8] - Servicii generale, rețele și racorduri în incintă (SG)
Bază legală: HG 907/2016

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	UM	Valoare (fără TVA) lei
1	2	3	4
Cap. 1 - Amenajarea terenului			**6.719.950,00**
1.2	**Amenajarea terenului**	**LS**	**6.138.000,00**
1.3	**Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială**	**LS**	**103.950,00**
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor**	**LS**	**478.000,00**
Cap. 2 - Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			**751.000,00**
2.1	**Asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii**	**LS**	**751.000,00**
Cap. 4 - Investiția de bază			
4.1	**Construcţiii şi instalaţii**	**LS**	**7.757.500,00**
4.1.1	Terasamente - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.2	Rezistență	LS	7.440.400,00
4.1.3	Arhitectură - inclus în cap. 4.1.2	LS	0,00
4.1.4	Instalații	LS	317.100,00
TOTAL I - subcap. 4.1			**7.757.500,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**LS**	**53.760.300,00**
TOTAL II - subcap. 4.2			**53.760.300,00**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**LS**	**535.200,00**
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			**535.200,00**
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)			**62.053.000**
Cap. 5 - Organizare de şantier - comun pentru toate obiectele			**1.594.650,00**
5.1.1	**Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier**	**LS**	**138.600,00**
5.1.2	**Cheltuieli conexe organizării şantierului**	**LS**	**1.456.050,00**
Cap. 6 - Instruire, teste şi probe tehnologice			**84.150,00**
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	**LS**	**4.950,00**
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	**LS**	**79.200,00**
TOTAL OBIECT			**71.202.750,00**

Elaborator:
PROARCOR SRL

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenariul S1 : CHP TG	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8
CONSUMURI													
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)							2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.024	132.523					6.732	6.471	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	500.292,3	11.006.431					559.051,39	537.389,07	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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	175.026,5	4.025.610				510.387,62	181.147,34	165.506,88	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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	23.570,0	542.110				76.388,25	57.291,19	38.810,16	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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**	**677.137,0**	**15.574.151**				**586.775,87**	**797.489,91**	**741.706,11**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**
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**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)													
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	96.646,0	2.222.859				0,00	112.906,02	108.531,10	100.071,08	100.071,08	100.071,08
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.348,4	813.012				103.077,88	36.584,52	33.425,77	31.996,20	31.996,20	31.996,20
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.485				15.427,37	11.570,53	7.838,10	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**136.754,6**	**3.145.355**				**118.505,25**	**161.061,06**	**149.794,97**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**
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	210.580,2	4.843.344				682.471,20	511.853,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**210.949,7**	**4.851.844**				**682.471,20**	**520.353,40**	**346.739,40**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
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
	qloc,max	lit/h/unit	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
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	1.259	27.697					**1.407**	**1.352**	**1.247**	**1.247**	**1.247**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit								5.500		5.500	
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	5.500,00	121.000					**0**	**11.000**	**0**	**11.000**	**0**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**6.759**	**148.697**					**1.407**	**12.352**	**1.247**	**12.247**	**1.247**
6. Energie electrică													
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						**14.000,00**					

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenariul S1 : CHP TG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8
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%
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
1. Gaz natural	re	%	-3,94%			-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%
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
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**185.439.079**	**4.265.098.827**				**266.537.231,50**	**329.063.253,24**	**275.178.281,48**	**221.485.189,02**	**193.501.845,24**	**165.518.501,47**
	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
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	**CV12**	**lei/an**	**0**	**0**				**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**170.603.953**	**4.265.098.827**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**266.537.231,50**	**329.063.253,24**	**275.178.281,48**	**221.485.189,02**	**193.501.845,24**	**165.518.501,47**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%				2,2%	3,9%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	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
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**68.625.416**	**1.578.384.569**				**58.356.958,53**	**79.313.223,68**	**73.765.325,47**	**66.873.473,50**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			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**	**lei/an**	**2.075.534**	**47.737.293**				**6.714.834,14**	**5.119.757,10**	**3.411.568,96**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**
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%
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
		lei/lit	22,45		19,68	19,87	20,07	20,27	20,48	20,68	20,89	21,10	21,31
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**154.549**	**3.400.074**					**28.810,90**	**255.470,37**	**26.045,86**	**258.378,59**	**26.569,38**
6. Energie electrică						-20,2%	-12,2%	-7,9%					
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Preturi	253,60	202,47	177,85	163,88					
		lei/MWh	892,40		1.247,59	996,07	874,93	806,19					
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**lei/an**	**11.286.652**	**11.286.652**				**11.286.652,06**					
7. Alte cheltuieli variabile													
Rată de escaladare	re	%	0,50%					**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**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	237.694.920	5.942.373.008	0,00	0,00	0,00	344.395.676,23	415.032.544,92	354.125.684,27	291.531.878,03	265.340.037,44	237.132.535,46

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenariul S1 : CHP TG	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8
CHELTUIELI FIXE													
Mentenanță și reparații									6.732	6.471	5.966	5.966	5.966
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	10.399.279	259.981.979	0,00	0,00	0,00	0,00	8.790.863,14	7.094.421,77	6.733.970,99	6.896.675,58	7.059.419,53
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			9.100,00	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						125	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an						14.064.000	20.455.200	20.660.400	20.867.760	21.077.280	21.288.960
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
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	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	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
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	32.158.504	803.962.601	0,00	0,00	0,00	15.264.000,00	30.452.063,14	28.966.851,77	28.819.820,99	29.198.135,58	29.578.680,53
		eur/an			-	-	-	3.102.754	6.190.073	5.888.170	5.858.283	5.935.184	6.012.538
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	269.853.424	6.746.335.610	0,00	0,00	0,00	359.659.676,23	445.484.608,06	383.092.536,05	320.351.699,02	294.538.173,03	266.711.215,99
		eur/an			-	-	-	73.108.990	90.554.855	77.872.250	65.118.752	59.871.567	54.215.106

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Scenariul S1 : CHP TG	**Simbol**	**UM**	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
CONSUMURI													
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**
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**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)													
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**
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	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
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	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit	5.500		5.500		5.500		5.500		5.500		5.500
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	**11.000**	**0**	**11.000**	**0**	**11.000**	**0**	**11.000**	**0**	**11.000**	**0**	**11.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**12.247**	**1.247**	**12.247**	**1.247**	**12.247**	**1.247**	**12.247**	**1.247**	**12.247**	**1.247**	**12.247**
6. Energie electrică													
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an											

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Scenariul S1 : CHP TG	Simbol	UM	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
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%
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
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%
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**
		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
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**
	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
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**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**
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%
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**
		lei/tCO2	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**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**
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%
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
		lei/lit	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**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**
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%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,37	4,42	4,46	4,51	4,55	4,60	4,64	4,69	4,74	4,78	4,83
		lei/lit	21,52	21,74	21,95	22,17	22,40	22,62	22,85	23,07	23,30	23,54	23,77
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**263.572,00**	**27.103,43**	**268.869,80**	**27.648,21**	**274.274,08**	**28.203,94**	**279.786,99**	**28.770,84**	**285.410,71**	**29.349,13**	**291.147,47**
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%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**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**	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	**CV = Σ CV(i)**	**lei/an**	**237.377.227,08**	**237.148.486,50**	**237.398.018,88**	**237.164.602,28**	**237.419.072,16**	**237.180.886,01**	**237.440.392,07**	**237.197.338,91**	**237.461.980,79**	**237.213.961,20**	**237.483.842,54**

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Scenariul S1 : CHP TG	Simbol	UM	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
CHELTUIELI FIXE													
Mentenanță și reparații			5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	7.228.077,70	7.402.650,09	7.577.266,76	7.757.797,65	7.944.242,77	8.136.602,11	8.334.875,67	8.533.193,50	8.737.430,48	8.947.581,68	9.163.652,02
Salarizare	re	%	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	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00	10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an	21.502.800	21.718.800	21.936.960	22.157.280	22.379.760	22.604.400	22.831.200	23.060.160	23.291.280	23.524.560	23.760.000
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	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
	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	lei/an	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	1.280.382,00	1.286.784,00	1.293.218,00	1.299.684,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	29.967.330,70	30.364.085,09	30.763.074,76	31.170.169,65	31.585.369,77	32.008.676,11	32.440.087,67	32.873.735,50	33.315.494,48	33.765.359,68	34.223.336,02
		eur/an	6.091.540	6.172.189	6.253.293	6.336.044	6.420.443	6.506.490	6.594.184	6.682.333	6.772.130	6.863.576	6.956.670
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	267.344.557,78	267.512.571,60	268.161.093,64	268.334.771,94	269.004.441,93	269.189.562,12	269.880.479,73	270.071.074,41	270.777.475,27	270.979.320,88	271.707.178,57
		eur/an	54.343.848	54.378.000	54.509.827	54.545.131	54.681.257	54.718.886	54.859.331	54.898.074	55.041.666	55.082.696	55.230.649

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG	**Simbol**	**UM**	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI								
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)	2	2	2	2	2	2
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural								
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**	**672.408,94**
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**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)								
Cantitate de emisie GES CO2 generată de turbinele cu gaz	MC1	tCO2/an	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**	**135.799,71**
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	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
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
	qloc,max	lit/h/unit	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
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**	**1.247**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit		5.500		5.500		5.500
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	**0**	**11.000**	**0**	**11.000**	**0**	**11.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**1.247**	**12.247**	**1.247**	**12.247**	**1.247**	**12.247**
6. Energie electrică								
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG	Simbol	UM	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%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	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%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	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
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**
	re	%						
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)						
		lei/MWh(f)	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**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**	**165.518.501,47**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	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
		lei/tCO2	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**	**68.425.030,96**
3. Apă tehnologică	re	%	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
		lei/lit	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**
4. Ulei de ungere, turbine cu gaz	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,88	4,93	4,98	5,03	5,08	5,13
		lei/lit	24,01	24,25	24,49	24,74	24,99	25,24
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**29.939,05**	**296.999,53**	**30.540,82**	**302.969,22**	**31.154,69**	**309.058,90**
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%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**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	**237.230.757,12**	**237.505.981,61**	**237.247.726,90**	**237.528.400,30**	**237.264.872,77**	**237.551.104,98**

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG	Simbol	UM	20	21	22	23	24	25
CHELTUIELI FIXE								
Mentenanţă şi reparaţii			5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
TOTAL CHELTUIELI MENTENANŢĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	9.385.636,59	83.406.040,30	9.847.363,15	10.087.105,14	10.332.766,28	10.584.346,56
Salarizare	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajaţi	180	180	180	180	180	180
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an	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
Dobânzi	CF8	lei/an	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%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	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	34.689.418,59	108.956.113,30	35.645.920,15	36.136.338,14	36.634.868,28	37.143.671,56
		eur/an	7.051.411	22.147.802	7.245.842	7.345.531	7.446.868	7.550.294
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	271.920.175,71	346.462.094,90	272.893.647,05	273.664.738,44	273.899.741,05	274.694.776,54
		eur/an	55.273.946	70.426.282	55.471.826	55.628.568	55.676.337	55.837.946

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenariul S2 : CHP MT	**Simbol**	**UM**	**Medie/an**	**Total**		1	2	3	4	5	6	7	8
CONSUMURI													
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)							5	5	5	5	5
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.024	132.523					6.732	6.471	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	660.868,5	14.539.106					740.439,19	710.166,61	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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	175.746,0	4.042.159				510.387,62	181.147,34	166.188,04	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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	23.570,0	542.110				76.388,25	57.291,19	38.810,16	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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**	**831.451,1**	**19.123.376**				**586.775,87**	**978.877,72**	**915.164,80**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**
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**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)													
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	127.666,0	2.936.318				0,00	149.539,10	143.425,25	132.167,68	132.167,68	132.167,68
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.493,7	816.354				103.077,88	36.584,52	33.563,34	32.156,44	32.156,44	32.156,44
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.485				15.427,37	11.570,53	7.838,10	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**167.919,9**	**3.862.157**				**118.505,25**	**197.694,14**	**184.826,68**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**
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	210.580,2	4.843.344				**682.471,20**	**511.853,40**	**346.739,40**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**210.949,7**	**4.851.844**				**682.471,20**	**520.353,40**	**346.739,40**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
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
	qloc,max	lit/h/unit	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
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	87.269	1.919.927					**97.530**	**93.749**	**86.432**	**86.432**	**86.432**
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit							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
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	34.000,00	748.000					**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**121.269**	**2.667.927**					**131.530**	**127.749**	**120.432**	**120.432**	**120.432**
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
Cantitate agent reducere	**Var = qar*N*Hom**	**m3/an**	**903,57**	**19.878**					**1.009,80**	**970,65**	**894,90**	**894,90**	**894,90**
6. Energie electrică													
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						**14.000,00**					

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenariul S2 : CHP MT	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8
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%
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	%	-3,94%		1,00	-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%
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
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16
Cheltuieli achiziție gaz natural	CV11	lei/an	226.546.053	5.210.559.212				266.537.231,50	403.908.163,47	339.532.698,10	274.095.101,92	239.464.806,79	204.834.511,65
	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
Cheltuieli achiziție hidrogen verde	CV12	lei/an	0	0				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli achiziție combustibil	CV1	lei/an	208.422.368	5.210.559.212	0,00	0,00	0,00	266.537.231,50	403.908.163,47	339.532.698,10	274.095.101,92	239.464.806,79	204.834.511,65
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%
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
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	CV2	lei/an	84.276.958	1.938.370.041				58.356.958,53	97.352.889,45	91.016.412,51	82.758.091,49	84.678.194,14	84.678.194,14
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			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	lei/an	2.075.534	47.737.293				6.714.834,14	5.119.757,10	3.411.568,96	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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%
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
		lei/lit	22,45		19,68	19,87	20,07	20,27	20,48	20,68	20,89	21,10	21,31
Cheltuieli achiziție ulei ungere	CV4	lei/an	2.760.355	60.727.821					2.693.337,49	2.642.068,16	2.515.663,97	2.540.820,61	2.566.228,82
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%
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
		lei/lit	5,25		4,92	4,94	4,97	4,99	5,02	5,04	5,07	5,09	5,12
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	CV5	lei/an	4.778.586	105.128.890					5.067.812,97	4.895.690,25	4.536.196,34	4.558.877,32	4.581.671,70
6. Energie electrică						-20,2%	-12,2%	-7,9%					
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Preturi	253,60	202,47	177,85	163,88					
		lei/MWh	892,40		1.247,59	996,07	874,93	806,19					
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652				11.286.652,06					
7. Alte cheltuieli variabile													
Rată de escaladare	re	%	0,50%					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
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	296.411.020	7.410.275.501	0,00	0,00	0,00	344.395.676,23	515.649.460,47	443.013.475,98	367.052.223,37	334.397.481,51	299.823.039,96

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenariul S2 : CHP MT	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8
CHELTUIELI FIXE													
Mentenanță și reparații									6.732	6.471	5.966	5.966	5.966
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	12.731.041	280.082.897					12.899.725,96	10.366.965,66	9.833.303,22	10.072.317,13	10.311.370,39
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			9.100,00	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						125	125	125	125	125	125
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an						14.064.000	14.205.000	14.347.500	14.491.500	14.637.000	14.784.000
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
Dobânzi	CF8	lei/an	0	0	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	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
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	26.842.334	671.058.359	0,00	0,00	0,00	15.264.000,00	28.310.725,96	25.926.495,66	25.542.893,22	25.933.497,13	26.325.671,39
		eur/an			-	-	-	3.102.754	5.754.797	5.270.149	5.192.173	5.271.572	5.351.290
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	323.253.354	8.081.333.860	0,00	0,00	0,00	359.659.676,23	543.960.186,43	468.939.971,64	392.595.116,58	360.330.978,63	326.148.711,35
		eur/an			-	-	-	73.108.990	110.572.251	95.322.690	79.803.866	73.245.447	66.297.126

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Scenariul S2 : CHP MT	**Simbol**	**UM**	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
CONSUMURI													
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural													
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**
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**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)													
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**
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	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
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	**86.432**	**86.432**	**86.432**	**86.432**	**86.432**	**86.432**	**86.432**	**86.432**	**86.432**	**86.432**	**86.432**
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
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
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**	**34.000**
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**
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**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**
6. Energie electrică													
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an											

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Scenariul S2 : CHP MT	Simbol	UM	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
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%
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**
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%
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**
		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
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**
	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
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**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**
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%
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**
		lei/tCO2	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 emisile EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**
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%
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
		lei/lit	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**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**
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%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,37	4,42	4,46	4,51	4,55	4,60	4,64	4,69	4,74	4,78	4,83
		lei/lit	21,52	21,74	21,95	22,17	22,40	22,62	22,85	23,07	23,30	23,54	23,77
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**2.591.891,11**	**2.617.810,02**	**2.643.988,12**	**2.670.428,00**	**2.697.132,28**	**2.724.103,60**	**2.751.344,64**	**2.778.858,08**	**2.806.646,67**	**2.834.713,13**	**2.863.060,26**
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%
Preț agent reducere gaze poluante	PARN	eur/lit	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07	1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,10
		lei/lit	5,15	5,17	5,20	5,22	5,25	5,28	5,30	5,33	5,35	5,38	5,41
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	**CV5**	**lei/an**	**4.604.580,06**	**4.627.602,96**	**4.650.740,98**	**4.673.994,68**	**4.697.364,66**	**4.720.851,48**	**4.744.455,74**	**4.768.178,02**	**4.792.018,91**	**4.815.979,00**	**4.840.058,90**
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%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**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**	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	**299.879.299,61**	**299.935.969,42**	**299.993.051,54**	**300.050.550,12**	**300.108.468,38**	**300.166.810,52**	**300.225.578,82**	**300.284.777,54**	**300.344.409,01**	**300.404.477,57**	**300.464.987,60**

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Scenariul S2 : CHP MT	Simbol	UM	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
CHELTUIELI FIXE													
Mentenanță și reparații			5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	10.565.142,80	10.818.959,48	11.087.495,31	11.356.075,41	11.639.374,66	11.922.718,18	12.206.105,98	12.504.212,92	20.181.619,05	13.115.244,33	13.428.168,81
Salarizare	re	%	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	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00	10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an	14.932.500	15.082.500	15.234.000	15.387.000	15.541.500	15.697.500	15.855.000	16.014.000	16.174.500	16.336.500	16.500.000
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	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
	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	lei/an	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	1.280.382,00	1.286.784,00	1.293.218,00	1.299.684,00
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	26.734.095,80	27.144.094,48	27.570.343,31	27.998.167,41	28.442.241,66	28.887.892,18	29.335.117,98	29.798.594,92	37.642.903,05	30.744.962,33	31.227.852,81
		eur/an	5.434.312	5.517.653	5.604.298	5.691.263	5.781.531	5.872.120	5.963.028	6.057.241	7.651.774	6.249.611	6.347.770
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	326.613.395,41	327.080.063,90	327.563.394,84	328.048.717,53	328.550.710,03	329.054.702,70	329.560.696,79	330.083.372,46	337.987.312,07	331.149.439,91	331.692.840,41
		eur/an	66.391.584	66.486.445	66.584.693	66.683.345	66.785.387	66.887.835	66.990.689	67.096.935	68.703.590	67.313.638	67.424.096

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	Simbol	UM	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI								
Număr unități CHP motor-generator	N	buc (unități)	5	5	5	5	5	5
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural								
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**	**832.127,86**
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**
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)								
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	**MC = Σ MC(i)**	**tCO2/an**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**
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	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	**Va = Vac + Vad**	**m3/an**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**	**165.114,00**
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
	qloc,max	lit/h/unit	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
Cantitate ulei ungere consumat	Vloc = Vloc1*N*Hom	lit/an	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit	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
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000
Cantitate total ulei ungere	**Vlo = Vloc+Vlos**	**lit/an**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**	**120.432**
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
Cantitate agent reducere	**Var = qar*N*Hom**	**m3/an**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**	**894,90**
6. Energie electrică								
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	Simbol	UM	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%
Curs de schimb valutar eur/lei	CSV	lei/eur	**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%
Preț combustibil: gaz natural	PGN	eur/MWh(f)	**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
Cheltuieli achiziție gaz natural	**CV11**	**lei/an**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**
	re	%						
Preț combustibil: hidrogen verde	PH2	eur/MWh(f)						
		lei/MWh(f)	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**
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**lei/an**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**	**204.834.511,65**
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	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**
		lei/tCO2	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisile EUA CO2	**CV2**	**lei/an**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**	**84.678.194,14**
3. Apă tehnologică	re	%	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
		lei/lit	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	**CV3**	**lei/an**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**
4. Ulei de ungere, motoare termice	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Preț ulei ungere	PLO	eur/lit	4,88	4,93	4,98	5,03	5,08	5,13
		lei/lit	24,01	24,25	24,49	24,74	24,99	25,24
Cheltuieli achiziție ulei ungere	**CV4**	**lei/an**	**2.891.690,87**	**2.920.607,77**	**2.949.813,85**	**2.979.311,99**	**3.009.105,11**	**3.039.196,16**
5. Agent reducere gaze poluante, motoare termice	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Preț agent reducere gaze poluante	PARN	eur/lit	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13
		lei/lit	5,44	5,46	5,49	5,52	5,55	5,57
Cheltuieli achiziție agent reducere gaze poluante	**CV5**	**lei/an**	**4.864.259,19**	**4.888.580,49**	**4.913.023,39**	**4.937.588,51**	**4.962.276,45**	**4.987.087,83**
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%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**lei/an**	**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	**300.525.941,50**	**300.587.343,70**	**300.649.196,68**	**300.711.504,94**	**300.774.273,00**	**300.837.503,43**

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	Simbol	UM	20	21	22	23	24	25
CHELTUIELI FIXE								
Mentenanță și reparații			5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	13.755.812,43	14.098.180,11	14.440.596,99	14.797.737,93	15.154.928,07	15.526.842,27
Salarizare	re	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați	125	125	125	125	125	125
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an	16.665.000	16.831.500	16.999.500	17.169.000	17.340.000	17.514.000
Alte cheltuieli fixe								
Amortizări	CF7	lei/an	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
	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	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	31.726.994,43	32.242.393,11	32.759.373,99	33.292.610,93	33.827.430,07	34.380.007,27
		eur/an	6.449.232	6.553.998	6.659.086	6.767.479	6.876.193	6.988.517
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	332.252.935,93	332.829.736,81	333.408.570,67	334.004.115,87	334.601.703,07	335.217.510,70
		eur/an	67.537.948	67.655.196	67.772.857	67.893.915	68.015.388	68.140.565

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenariul SR : CAF echivalent	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8
CONSUMURI													
1. Gaz natural													
Energie primară combustibil principal: gaz natural	EF = Σ EF(i)	MWh(f)/an	487.677,6	11.216.586				623.721,73	575.460,37	527.468,47	474.496,76	474.496,76	474.496,76
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)													
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	98.491,4	2.265.302				125.966,84	116.219,98	106.527,53	95.829,37	95.829,37	95.829,37
3. Apă tehnologică													
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	210.580,2	4.843.344				682.471,20	511.853,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00
4. Energie electrică													
Energie electrică consumată	EEC	MWh(e)/an	10.996	252.900				14.000,00	13.000,00	11.900,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00
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%	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
1. Gaz natural	re	%	-3,94%			-20,0%	-12,5%	-8,4%	-9,2%	-10,1%	-11,2%	-12,6%	-14,5%
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
		lei/MWh(f)	293,94		708,37	566,69	495,86	454,24	412,62	371,01	329,39	287,77	246,16
Cheltuieli achiziție combustibil	CV1	eur/an						57.591.123	48.266.815	39.779.364	31.770.460	27.756.450	23.742.440
		lei/an	135.292.269	3.111.722.176				283.319.529,11	237.448.597,95	195.694.580,11	156.294.776,78	136.547.856,06	116.800.935,34
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%
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
		lei/tCO2	499,02		447,28	457,14	475,05	492,44	492,44	492,44	492,44	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	CV2	eur/an						12.609.281	11.633.620	10.663.406	9.592.520	9.815.079	9.815.079
		lei/an	49.405.754	1.136.332.343				62.031.356,44	57.231.591,73	52.458.625,43	47.190.399,77	48.285.282,59	48.285.282,59
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%					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
		lei/lit	9,84					9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	CV3	eur/an						1.364.942	1.023.707	693.479	330.228	330.228	330.228
		lei/an	2.071.898	47.653.662				6.714.834,14	5.036.125,60	3.411.568,96	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
6. Energie electrică						-20,2%	-12,2%	-7,9%	-9,3%	-10,2%	-11,4%	-12,2%	-14,7%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	105,70	Preturi	253,60	202,47	177,85	163,88	148,65	133,42	118,19	103,79	88,57
		lei/MWh	519,98		1.247,59	996,07	874,93	806,19	731,28	656,37	581,46	510,61	435,70
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	eur/an						2.294.268	1.932.439	1.587.723	1.264.686	1.110.578	947.647
		lei/an	5.400.188	124.204.330				11.286.652,06	9.506.635,23	7.810.801,02	6.221.622,36	5.463.486,65	4.661.951,79
7. Alte cheltuieli variabile													
Rată de escaladare	re	%	0,50%					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
		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
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	178.255.124	4.456.378.103	0,00	0,00	0,00	364.852.371,76	310.730.450,52	260.890.613,51	212.853.968,57	193.451.407,94	172.910.603,36
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
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			9.100,00	9.191,00	9.283,00	9.376,00	9.470,00	9.565,00	9.661,00	9.758,00	9.856,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						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
		lei/an						11.251.200	11.364.000	11.478.000	11.593.200	11.709.600	11.827.200
Alte cheltuieli fixe													
Amortizări	CF7	lei/an	0	0				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
	re	%						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
		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
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
		eur/an					-	2.550.989	2.575.338	2.599.939	2.624.791	2.649.896	2.675.253
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	191.100.926	4.777.523.157	0,00	0,00	0,00	377.401.961,76	323.399.824,42	273.681.011,15	225.766.629,78	206.487.572,58	186.071.512,25
		eur/an			-	-	-	76.715.512	65.738.352	55.631.875	45.892.190	41.973.284	37.823.257

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Scenariul SR : CAF echivalent	Simbol	UM	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
CONSUMURI													
1. Gaz natural													
Energie primară combustibil principal: gaz natural	EF = Σ EF(i)	MWh(f)/an	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)													
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
3. Apă tehnologică													
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
4. Energie electrică													
Energie electrică consumată	EEC	MWh(e)/an	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00
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%	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
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%
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
		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
Cheltuieli achiziție combustibil	**CV1**	**eur/an**	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440
		lei/an	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**	**116.800.935,34**
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%
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
		lei/tCO2	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**	**eur/an**	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079
		lei/an	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**	**48.285.282,59**
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%
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
		lei/lit	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**	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228
		lei/an	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**	**1.624.556,65**
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%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
		lei/MWh	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70
Cheltuieli achiziție energie electrică	**CV6**	**eur/an**	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647
		lei/an	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**	**4.661.951,79**
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%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	**CV7**	**eur/an**	314.171	315.742	317.321	318.907	320.502	322.104	323.715	325.334	326.960	328.595	330.238
		lei/an	**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**	**1.600.479,00**	**1.608.481,00**	**1.616.523,00**	**1.624.606,00**
TOTAL CHELTUIELI VARIABILE	CV = Σ CV(i)	lei/an	172.918.292,36	172.926.020,36	172.933.786,36	172.941.591,36	172.949.435,36	172.957.319,36	172.965.242,36	172.973.205,36	172.981.207,36	172.989.249,36	172.997.332,36
CHELTUIELI FIXE													
Mentenanță și reparații													
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	104.440,99	105.483,92	106.536,69	107.604,22	108.681,59	109.768,80	110.865,85	111.972,74	113.094,39	114.225,87	115.367,19
Salarizare	re	%	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	9.955,00	10.055,00	10.156,00	10.258,00	10.361,00	10.465,00	10.570,00	10.676,00	10.783,00	10.891,00	11.000,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Cheltuieli cu salarizarea personalului	**CF6**	**eur/an**	2.428.296	2.452.688	2.477.325	2.502.206	2.527.330	2.552.698	2.578.311	2.604.167	2.630.267	2.656.611	2.683.200
		lei/an	11.946.000	12.066.000	12.187.200	12.309.600	12.433.200	12.558.000	12.684.000	12.811.200	12.939.600	13.069.200	13.200.000
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	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
	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**	251.337,1	252.593,8	253.856,7	255.125,9	256.401,5	257.683,5	258.971,8	260.266,7	261.568,0	262.875,9	264.190,3
		lei/an	**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**	**1.280.382,00**	**1.286.784,00**	**1.293.218,00**	**1.299.684,00**
TOTAL CHELTUIELI FIXE	CF = Σ CF(i)	lei/an	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	14.203.554,74	14.339.478,39	14.476.643,87	14.615.051,19
		eur/an	2.700.863	2.726.724	2.752.838	2.779.204	2.805.823	2.832.695	2.859.819	2.887.195	2.914.824	2.942.706	2.970.841
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	186.205.186,35	186.340.139,28	186.476.371,05	186.613.887,59	186.752.683,96	186.892.762,17	187.034.120,21	187.176.760,10	187.320.685,75	187.465.893,23	187.612.383,56
		eur/an	37.850.429	37.877.861	37.905.554	37.933.507	37.961.720	37.990.195	38.018.929	38.047.924	38.077.180	38.106.696	38.136.474

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul SR : CAF echivalent	Simbol	UM	20	21	22	23	24	25
CONSUMURI								
1. Gaz natural								
Energie primară combustibil principal: gaz natural	EF = Σ EF(i)	MWh(f)/an	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)								
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
3. Apă tehnologică								
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
4. Energie electrică								
Energie electrică consumată	EEC	MWh(e)/an	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00
CHELTUIELI VARIABILE								
Rată de escaladare pentru cursul de schimb valutar	re	%	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
1. Gaz natural	re	%	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
		lei/MWh(f)	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16	246,16
Cheltuieli achiziție combustibil	CV1	eur/an	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440
		lei/an	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34
2. Emisii CO2 (ardere gaz natural 100%)	re	%	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
		lei/tCO2	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87	503,87
Cheltuieli achiziție certificate emisiie EUA CO2	CV2	eur/an	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079
		lei/an	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59
3. Apă tehnologică	re	%	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
		lei/lit	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84
Cheltuieli achiziție și preparare apă tehnologică	CV3	eur/an	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228
		lei/an	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
6. Energie electrică			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
		lei/MWh	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	eur/an	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647
		lei/an	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79
7. Alte cheltuieli variabile								
Rată de escaladare	re	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Alte cheltuieli variabile (inhibitori, detergenți, uleiuri, etc.)	CV7	eur/an	331.889	333.549	335.216	336.892	338.577	340.270
		lei/an	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	173.005.455,36	173.013.619,36	173.021.823,36	173.030.068,36	173.038.355,36	173.046.683,36
CHELTUIELI FIXE								
Mentenanță și reparații								
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	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%
Salariu de bază brut, medie lunară	SBB	lei/lună	11.110,00	11.221,00	11.333,00	11.446,00	11.560,00	11.676,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați	100	100	100	100	100	100
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	eur/an	2.710.032	2.737.107	2.764.427	2.791.991	2.819.799	2.848.094
		lei/an	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
Dobânzi	CF8	lei/an	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%
Alte cheltuieli fixe	CF9	eur/an	265.511,1	266.838,7	268.173,0	269.513,8	270.861,3	272.215,7
		lei/an	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	14.754.705,28	14.895.602,20	15.037.741,96	15.181.128,48	15.325.757,84	15.472.831,03
		eur/an	2.999.229	3.027.869	3.056.762	3.085.909	3.115.308	3.145.204
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	187.760.160,64	187.909.221,56	188.059.565,32	188.211.196,84	188.364.113,20	188.519.514,40
		eur/an	38.166.513	38.196.813	38.227.374	38.258.196	38.289.280	38.320.869

C3.1 S2 - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul factual S2, fără componentă regenerabilă

2022 = 2020	S2	anul anterior demarării proiectului			200,0	30,0%			fără sursă nouă, cu sursă existentă											85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură medie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET vândută la consumatori	Volum apă adaos	ET pierdută masic	ET pierdută prin radiație	ET pierdută în rețele termice	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)	ETV (MWh)	VAD (m3)	ETM (MWh)	ETR (MWh)	ETP (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	153,17	113.958,00	54.557,54	148.800	16.204,32	43.196,14	59.400,46									-	-	113.958,00	134.068,24
Februarie	28,0	672,0	135,08	90.777,00	43.459,61	134.400	14.636,16	32.681,23	47.317,39									-	-	90.777,00	106.796,47
Martie	31,0	744,0	119,67	89.033,00	42.624,67	148.800	16.204,32	30.204,01	46.408,33									-	-	89.033,00	104.744,71
Aprilie	30,0	720,0	98,46	70.892,00	33.939,64	144.000	15.681,60	21.270,76	35.952,36									-	-	70.892,00	83.402,35
Mai	31,0	744,0	37,55	27.934,00	13.373,44	44.640	4.339,01	10.221,55	14.560,56									-	-	27.934,00	32.863,53
Iunie	30,0	720,0	31,15	22.425,00	10.736,00	43.200	4.199,04	7.489,96	11.689,00									-	-	22.425,00	26.382,35
Iulie	31,0	744,0	31,18	23.201,00	11.107,51	44.640	4.339,01	7.754,48	12.093,49									-	-	23.201,00	27.295,29
August	31,0	744,0	32,26	24.000,00	11.490,03	44.640	4.339,01	8.170,96	12.509,97									-	-	24.000,00	28.235,29
Septembrie	25,0	600,0	41,32	24.790,00	11.868,25	36.000	3.499,20	9.422,55	12.921,75									-	-	24.790,00	29.164,71
Octombrie	31,0	744,0	35,94	26.743,00	12.803,25	44.640	4.339,01	9.600,75	13.939,75									-	-	26.743,00	31.462,35
Noiembrie	30,0	720,0	114,78	82.645,00	39.566,40	144.000	15.681,60	27.397,00	43.078,60									-	-	82.645,00	97.229,41
Decembrie	31,0	744,0	128,71	95.763,00	45.846,66	148.800	16.204,32	33.712,02	49.916,34									-	-	95.763,00	112.662,35
Total an	**360,0**	**8.640**		**692.161,00**	**331.373,00**	**1.126.560**	**119.667**	**241.121**	**360.788**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**692.161,00**	**814.307,06**
	Cotă ET (raportată la ETG)			100,0%	47,9%		17,3%	34,8%	52,1%	0,0%				0,0%		0,0%		0,0%		100,0%	
	Raport EE/ET									n/a		n/a									

2023	S2	anul 1 de construire			0,0%	180,0	30,0%			fără sursă nouă, cu sursă existentă											85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură medie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET vândută la consumatori	Volum apă adaos	ET pierdută masic	ET pierdută prin radiație	ET pierdută în rețele termice	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)	ETV (MWh)	VAD (m3)	ETM (MWh)	ETR (MWh)	ETP (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	138,96	103.389,77	52.274,46	133.920	14.583,89	36.531,42	51.115,31										-	103.389,77	121.635,02
Februarie	28,0	672,0	127,97	85.995,83	43.479,99	120.960	13.172,54	29.343,30	42.515,84										-	85.995,83	101.171,56
Martie	31,0	744,0	107,53	80.001,80	40.449,37	133.920	14.583,89	24.968,54	39.552,43										-	80.001,80	94.119,77
Aprilie	30,0	720,0	84,64	60.938,87	30.811,04	129.600	14.113,44	16.014,39	30.127,83										-	60.938,87	71.692,79
Mai	31,0	744,0	45,52	33.865,04	17.122,36	40.176	3.905,11	12.837,57	16.742,68									-	-	33.865,04	39.841,23
Iunie	30,0	720,0	42,91	30.892,74	15.619,55	38.880	3.779,14	11.494,06	15.273,19									-	-	30.892,74	36.344,40
Iulie	31,0	744,0	42,48	31.607,21	15.980,79	40.176	3.905,11	11.721,32	15.626,42									-	-	31.607,21	37.184,96
August	31,0	744,0	41,86	31.146,11	15.747,65	40.176	3.905,11	11.493,35	15.398,46									-	-	31.146,11	36.642,48
Septembrie	25,0	600,0	49,45	29.672,29	15.002,48	32.400	3.149,28	11.520,53	14.669,81									-	-	29.672,29	34.908,57
Octombrie	31,0	744,0	46,26	34.416,13	17.400,99	40.176	3.905,11	13.110,03	17.015,14									-	-	34.416,13	40.489,57
Noiembrie	30,0	720,0	70,38	50.674,72	25.621,43	129.600	14.113,44	10.939,85	25.053,29									-	-	50.674,72	59.617,32
Decembrie	31,0	744,0	111,29	82.797,49	41.862,89	133.920	14.583,89	26.350,71	40.934,60									-	-	82.797,49	97.408,81
Total an	**360,0**	**8.640**		**655.398,00**	**331.373,00**	**1.013.904**	**107.700**	**216.325**	**324.025**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**655.398,00**	**771.056,47**
	Cotă ET (raportată la ETG)			100,0%	50,6%		16,4%	33,0%	49,4%	0,0%				0,0%		0,0%		0,0%		100,0%	
	Raport EE/ET									n/a		n/a									

C3.1 S2 - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul factual S2, fără componentă regenerabilă

2024	S2	anul 2 de construire		3,0%	154,0	30,0%			fără sursă nouă, cu sursă existentă											85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură medie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET vândută la consumator	Volum apă adaos	ET pierdută masic	ET pierdută prin radiație	ET pierdută în rețele termice	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)	ETV (MWh)	VAD (m3)	ETM (MWh)	ETR (MWh)	ETP (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	131,17	97.590,75	53.842,69	114.576	12.477,33	31.270,73	43.748,06											97.590,75	114.812,65
Februarie	28,0	672,0	120,79	81.172,42	44.784,39	103.488	11.269,84	25.118,19	36.388,03											81.172,42	95.496,96
Martie	31,0	744,0	101,50	75.514,59	41.662,85	114.576	12.477,33	21.374,41	33.851,74											75.514,59	88.840,69
Aprilie	30,0	720,0	79,89	57.520,88	31.735,38	110.880	12.074,83	13.710,67	25.785,50											57.520,88	67.671,62
Mai	31,0	744,0	42,96	31.965,59	17.636,03	34.373	3.341,04	10.988,52	14.329,56											31.965,59	37.606,58
Iunie	30,0	720,0	40,50	29.160,00	16.088,13	33.264	3.233,26	9.838,61	13.071,87											29.160,00	34.305,88
Iulie	31,0	744,0	40,10	29.834,40	16.460,21	34.373	3.341,04	10.033,15	13.374,19											29.834,40	35.099,29
August	31,0	744,0	39,52	29.399,16	16.220,08	34.373	3.341,04	9.838,04	13.179,08											29.399,16	34.587,25
Septembrie	25,0	600,0	46,68	28.008,00	15.452,55	27.720	2.694,38	9.861,06	12.555,45											28.008,00	32.950,59
Octombrie	31,0	744,0	43,66	32.485,77	17.923,02	34.373	3.341,04	11.221,71	14.562,75											32.485,77	38.218,55
Noiembrie	30,0	720,0	66,43	47.832,43	26.390,07	110.880	12.074,83	9.367,53	21.442,36											47.832,43	56.273,45
Decembrie	31,0	744,0	105,04	78.153,47	43.118,77	114.576	12.477,33	22.557,37	35.034,70											78.153,47	91.945,26
Total an	**360,0**	**8.640**		**618.637,46**	**341.314,19**	**867.451**	**92.143**	**185.180**	**277.323**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**618.637,46**	**727.808,78**
	Cotă ET (raportată la ETG)			100,0%	55,2%		14,9%	29,9%	44,8%	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		3,0%	124,0	30,0%			cu sursă nouă (cazane) + completare sursă exi			88,2%		95,0%		95,0%		95,0%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură medie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET vândută la consumator	Volum apă adaos	ET pierdută masic	ET pierdută prin radiație	ET pierdută în rețele termice	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)	ETV (MWh)	VAD (m3)	ETM (MWh)	ETR (MWh)	ETP (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	125,96	93.712,89	57.413,26	92.256	10.046,68	26.252,95	36.299,63			1.190,40	-	74.400,00	78.315,79	10.046,68	10.575,45	84.446,68	88.891,24	9.266,21	10.901,43
Februarie	26,0	624,0	124,91	77.946,95	47.754,25	77.376	8.426,25	21.766,46	30.192,70			998,40	-	62.400,00	65.684,21	8.426,25	8.869,73	70.826,25	74.553,94	7.120,70	8.377,30
Martie	31,0	744,0	97,46	72.513,95	44.425,72	92.256	10.046,68	18.041,56	28.088,23			1.190,40	-	62.467,27	65.755,02	10.046,68	10.575,45	72.513,95	76.330,47	-	-
Aprilie	30,0	720,0	76,72	55.235,23	33.839,90	89.280	9.722,59	11.672,74	21.395,33			1.152,00	-	45.512,64	47.908,04	9.722,59	10.234,31	55.235,23	58.142,35	-	-
Mai	31,0	744,0	35,40	26.336,59	16.135,13	27.677	2.690,18	7.511,28	10.201,46			1.190,40	-	23.646,41	24.890,95	2.690,18	2.831,77	26.336,59	27.722,73	-	-
Iunie	30,0	720,0	33,37	24.025,05	14.718,96	26.784	2.603,40	6.702,68	9.306,09			1.152,00	-	21.421,65	22.549,10	2.603,40	2.740,43	24.025,05	25.289,53	-	-
Iulie	31,0	744,0	33,04	24.580,69	15.059,37	27.677	2.690,18	6.831,13	9.521,32			1.190,40	-	21.890,51	23.042,64	2.690,18	2.831,77	24.580,69	25.874,41	-	-
August	31,0	744,0	32,56	24.222,09	14.839,68	27.677	2.690,18	6.692,23	9.382,41			1.190,40	-	21.531,91	22.665,16	2.690,18	2.831,77	24.222,09	25.496,94	-	-
Septembrie	13,8	330,0	69,03	23.075,91	14.137,47	12.276	1.193,23	7.745,21	8.938,44			528,00	-	21.882,68	23.034,40	1.193,23	1.258,03	23.075,91	24.290,43	-	-
Octombrie	31,0	744,0	41,93	31.194,92	19.111,59	27.677	2.690,18	9.393,15	12.083,33			1.190,40	-	28.504,74	30.004,98	2.690,18	2.831,77	31.194,92	32.836,76	-	-
Noiembrie	30,0	720,0	63,79	45.931,76	28.140,12	89.280	9.722,59	8.069,05	17.791,64			1.152,00	-	36.209,17	38.114,91	9.722,59	10.234,31	45.931,76	48.349,22	-	-
Decembrie	31,0	744,0	100,87	75.047,96	45.978,18	92.256	10.046,68	19.023,10	29.069,78			1.190,40	-	65.001,28	68.422,40	10.046,68	10.575,45	75.047,96	78.997,85	-	-
Total an	**346,8**	**8.322**		**573.823,99**	**351.553,62**	**682.471,20**	**72.568,84**	**149.701,54**	**222.270,37**	-	-	**13.315,20**	-	**484.868,24**	**510.387,62**	**72.568,84**	**76.388,25**	**557.437,07**	**586.775,87**	**16.386,92**	**19.278,72**
	Cotă ET (raportată la ETG)			100,0%	61,3%		12,6%	26,1%	38,7%	0,0%				84,5%		12,6%		97,1%		2,9%	
	Raport EE/ET									n/a		n/a									

C3.1 S2 - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul factual S2, fără componentă regenerabilă

2026	S2	anul 1 de operare (producție completă		3,0%	93,0	30,0%			cu sursă nouă, integral		23.000,00	88,2%		95,0%		95,0%		89,8%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură medie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET vândută la consumator	Volum apă adaos	ET pierdută masic	ET pierdută prin radiație	ET pierdută în rețele termice	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 (MWh)	ETG (MWh)	ETV (MWh)	VAD (m3)	ETM (MWh)	ETR (MWh)	ETP (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	119,81	89.138,42	60.966,39	69.192	7.535,01	20.637,02	28.172,03	33.480,00	38.688,00	2.542,17	81.840,00	48.123,41	50.656,22	7.535,01	7.931,59	89.138,42	140.427,81	-	-
Februarie	26,0	624,0	118,82	74.142,07	50.709,61	58.032	6.319,68	17.112,78	23.432,46	28.080,00	32.448,00	2.132,14	68.640,00	39.742,39	41.834,09	6.319,68	6.652,30	74.142,07	117.126,39	-	-
Martie	31,0	744,0	92,71	68.974,27	47.175,08	69.192	7.535,01	14.264,18	21.799,19	33.480,00	38.688,00	2.542,17	81.840,00	27.959,26	29.430,80	7.535,01	7.931,59	68.974,27	119.202,39	-	-
Aprilie	30,0	720,0	72,97	52.539,00	35.934,15	66.960	7.291,94	9.312,91	16.604,85	32.400,00	37.440,00	2.460,16	79.200,00	12.847,06	13.523,22	7.291,94	7.675,73	52.539,00	100.398,95	-	-
Mai	31,0	744,0	28,92	21.519,79	14.718,50	20.758	2.017,64	4.783,65	6.801,29	19.502,15	22.535,82	1.480,82	47.671,93	- 0,00	- 0,00	2.017,64	2.123,83	21.519,79	49.795,76	-	-
Iunie	30,0	720,0	27,27	19.631,02	13.426,67	20.088	1.952,55	4.251,79	6.204,35	17.678,47	20.428,45	1.342,34	43.214,03	- 0,00	- 0,00	1.952,55	2.055,32	19.631,02	45.269,35	-	-
Iulie	31,0	744,0	27,00	20.085,04	13.737,20	20.758	2.017,64	4.330,20	6.347,84	18.067,40	20.877,89	1.371,87	44.164,76	- 0,00	- 0,00	2.017,64	2.123,83	20.085,04	46.288,59	-	-
August	31,0	744,0	26,60	19.792,02	13.536,79	20.758	2.017,64	4.237,59	6.255,23	17.774,38	20.539,29	1.349,62	43.448,49	- 0,00	- 0,00	2.017,64	2.123,83	19.792,02	45.572,32	-	-
Septembrie	13,8	330,0	57,14	18.855,47	12.896,23	9.207	894,92	5.064,32	5.959,24	8.910,00	10.296,00	676,54	21.780,00	9.050,55	9.528,89	894,92	942,02	18.855,47	32.248,92	-	-
Octombrie	31,0	744,0	39,88	29.672,18	20.294,34	20.758	2.017,64	7.360,20	9.377,84	27.654,54	31.956,36	2.099,83	67.599,99	- 0,00	- 0,00	2.017,64	2.123,83	29.672,18	69.723,82	-	-
Noiembrie	30,0	720,0	60,68	43.689,67	29.881,63	66.960	7.291,94	6.516,09	13.808,04	32.400,00	37.440,00	2.460,16	79.200,00	3.997,73	4.208,13	7.291,94	7.675,73	43.689,67	91.083,88	-	-
Decembrie	31,0	744,0	95,95	71.384,59	48.823,62	69.192	7.535,01	15.025,96	22.560,97	33.480,00	38.688,00	2.542,17	81.840,00	30.369,58	31.967,98	7.535,01	7.931,59	71.384,59	121.739,57	-	-
Total an	**346,8**	**8.322**		**529.423,54**	**362.100,22**	**511.853,40**	**54.426,63**	**112.896,69**	**167.323,32**	**302.906,94**	**350.025,80**	**23.000,00**	**740.439,19**	**172.089,97**	**181.147,34**	**54.426,63**	**57.291,19**	**529.423,54**	**978.877,72**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)			100,0%	68,4%		10,3%	21,3%	31,6%	57,2%				32,5%		10,3%		100,0%		0,0%	
	Raport EE/ET									1,16		6,6%									

327.025,80

2027	S2	anul 2 de operare		3,0%	63,0	30,0%			cu sursă nouă		21.500,00	88,18%		95,00%		95,00%		89,7%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură medie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET vândută la consumator	Volum apă adaos	ET pierdută masic	ET pierdută prin radiație	ET pierdută în rețele termice	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 (MWh)	ETG (MWh)	ETV (MWh)	VAD (m3)	ETM (MWh)	ETR (MWh)	ETP (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	114,24	84.993,35	65.323,08	46.872	5.104,36	14.565,91	19.670,27	33.480,00	38.688,00	2.477,67	81.840,00	46.408,99	48.851,57	5.104,36	5.373,01	84.993,35	136.064,58	-	-
Februarie	26,0	624,0	112,82	70.398,14	54.105,68	39.312	4.281,08	12.011,38	16.292,46	28.080,00	32.448,00	2.078,05	68.640,00	38.037,06	40.039,01	4.281,08	4.506,40	70.398,14	113.185,41	-	-
Martie	31,0	744,0	87,14	64.829,20	49.825,58	46.872	5.104,36	9.899,26	15.003,62	33.480,00	38.688,00	2.477,67	81.840,00	26.244,84	27.626,15	5.104,36	5.373,01	64.829,20	114.839,16	-	-
Aprilie	30,0	720,0	67,40	48.527,64	37.296,74	45.360	4.939,70	6.291,20	11.230,90	32.400,00	37.440,00	2.397,75	79.200,00	11.187,94	11.776,77	4.939,70	5.199,69	48.527,64	96.176,46	-	-
Mai	31,0	744,0	22,23	16.537,26	12.709,99	14.062	1.366,79	2.460,48	3.827,27	15.170,47	17.530,32	1.122,68	37.083,38	- 0,00	- 0,00	1.366,79	1.438,72	16.537,26	38.522,10	-	-
Iunie	30,0	720,0	20,95	15.085,80	11.594,45	13.608	1.322,70	2.168,66	3.491,35	13.763,10	15.904,03	1.018,53	33.643,14	- 0,00	- 0,00	1.322,70	1.392,31	15.085,80	35.035,45	-	-
Iulie	31,0	744,0	20,75	15.434,70	11.862,60	14.062	1.366,79	2.205,31	3.572,10	14.067,91	16.256,25	1.041,09	34.388,23	- 0,00	- 0,00	1.366,79	1.438,72	15.434,70	35.826,95	-	-
August	31,0	744,0	20,44	15.209,53	11.689,54	14.062	1.366,79	2.153,20	3.519,99	13.842,74	15.996,06	1.024,43	33.837,81	- 0,00	- 0,00	1.366,79	1.438,72	15.209,53	35.276,54	-	-
Septembrie	13,8	330,0	43,91	14.489,82	11.136,40	6.237	606,24	2.747,19	3.353,42	8.910,00	10.296,00	659,38	21.780,00	4.973,58	5.235,35	606,24	638,14	14.489,82	27.653,49	-	-
Octombrie	31,0	744,0	44,11	32.815,26	25.220,72	14.062	1.366,79	6.227,75	7.594,54	31.448,47	36.340,46	2.327,33	76.874,04	0,00	0,00	1.366,79	1.438,72	32.815,26	78.312,77	-	-
Noiembrie	30,0	720,0	55,11	39.678,31	30.495,44	45.360	4.939,70	4.243,17	9.182,87	32.400,00	37.440,00	2.397,75	79.200,00	2.338,61	2.461,69	4.939,70	5.199,69	39.678,31	86.861,38	-	-
Decembrie	31,0	744,0	90,42	67.271,98	51.703,02	46.872	5.104,36	10.464,60	15.568,96	33.480,00	38.688,00	2.477,67	81.840,00	28.687,62	30.197,49	5.104,36	5.373,01	67.271,98	117.410,51	-	-
Total an	**346,8**	**8.322**		**485.270,99**	**372.963,23**	**346.739**	**36.870**	**75.438**	**112.308**	**290.522,70**	**335.715,12**	**21.500,00**	**710.166,61**	**157.878,64**	**166.188,04**	**36.869,65**	**38.810,16**	**485.270,99**	**915.164,80**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)			100,0%	76,9%		7,6%	15,5%	23,1%	59,9%				32,5%		7,6%		100,0%		0,0%	
	Raport EE/ET									1,16		6,4%									

C3.1 S2 - Necesar ET lunar şi Defalcare pe Surse - Scenariul factual S2, fără componentă regenerabilă

2028	S2	anul 3 de operare			3,0%	30,0	30,0%			cu sursă nouă		19.000,00	88,18%		95,00%		95,00%		89,6%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură medie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET vândută la consumatori	Volum apă adaos	ET pierdută masic	ET pierdută prin radiație	ET pierdută în rețele termice	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)	ETV (MWh)	VAD (m3)	ETM (MWh)	ETR (MWh)	ETP (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	110,05	81.879,37	72.053,76	22.320	2.430,65	7.394,96	9.825,61	33.480,00	38.688,00	2.376,07	81.840,00	45.968,72	48.388,13	2.430,65	2.558,58	81.879,37	132.786,71	-	-
Februarie	26,0	624,0	108,31	67.585,51	59.475,18	18.720	2.038,61	6.071,72	8.110,33	28.080,00	32.448,00	1.992,83	68.640,00	37.466,90	39.438,84	2.038,61	2.145,90	67.585,51	110.224,75	-	-
Martie	31,0	744,0	82,95	61.715,22	54.309,33	22.320	2.430,65	4.975,24	7.405,89	33.480,00	38.688,00	2.376,07	81.840,00	25.804,57	27.162,71	2.430,65	2.558,58	61.715,22	111.561,28	-	-
Aprilie	30,0	720,0	63,21	45.514,11	40.052,37	21.600	2.352,24	3.109,50	5.461,74	32.400,00	37.440,00	2.299,42	79.200,00	10.761,87	11.328,28	2.352,24	2.476,04	45.514,11	93.004,33	-	-
Mai	31,0	744,0	15,23	11.330,77	9.971,07	6.696	650,85	708,85	1.359,70	10.679,92	12.341,24	757,95	26.106,47	0,00	0,00	650,85	685,11	11.330,77	26.791,57	-	-
Iunie	30,0	720,0	14,36	10.336,28	9.095,92	6.480	629,86	610,51	1.240,36	9.706,42	11.216,31	688,86	23.726,81	0,00	0,00	629,86	663,01	10.336,28	24.389,82	-	-
Iulie	31,0	744,0	14,21	10.575,33	9.306,28	6.696	650,85	618,20	1.269,05	9.924,48	11.468,29	704,34	24.259,84	0,00	0,00	650,85	685,11	10.575,33	24.944,94	-	-
August	31,0	744,0	14,01	10.421,05	9.170,51	6.696	650,85	599,69	1.250,54	9.770,20	11.290,01	693,39	23.882,71	0,00	0,00	650,85	685,11	10.421,05	24.567,81	-	-
Septembrie	13,8	330,0	30,08	9.927,93	8.736,57	2.970	288,68	902,68	1.191,36	8.910,00	10.296,00	632,34	21.780,00	729,25	767,63	288,68	303,88	9.927,93	22.851,51	-	-
Octombrie	31,0	744,0	35,03	26.059,16	22.932,03	6.696	650,85	2.476,27	3.127,13	25.408,31	29.360,71	1.803,22	62.109,20	0,00	0,00	650,85	685,11	26.059,16	62.794,31	-	-
Noiembrie	30,0	720,0	50,92	36.664,78	32.264,97	21.600	2.352,24	2.047,57	4.399,81	32.400,00	37.440,00	2.299,42	79.200,00	1.912,54	2.013,20	2.352,24	2.476,04	36.664,78	83.689,24	-	-
Decembrie	31,0	744,0	86,73	64.527,51	56.784,14	22.320	2.430,65	5.312,72	7.743,37	33.480,00	38.688,00	2.376,07	81.840,00	28.616,86	30.123,01	2.430,65	2.558,58	64.527,51	114.521,59	-	-
Total an	**346,8**	**8.322**		**436.537,02**	**384.152,13**	**165.114**	**17.557**	**34.828**	**52.385**	**267.719,33**	**309.364,56**	**19.000,00**	**654.425,03**	**151.260,71**	**159.221,80**	**17.556,98**	**18.481,03**	**436.537,02**	**832.127,86**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)			100,0%	88,0%		4,0%	8,0%	12,0%	61,3%				34,7%		4,0%		100,0%		0,0%	
	Raport EE/ET									1,16		6,1%									

2029	S2	anul 4 de operare			0,0%	30,0	30,0%			cu sursă nouă		19.000,00	88,18%		95,00%		95,00%		89,6%		85,00%
Luna de productie	Zile/lună	Ore/lună	Căldură medie lunară	Necesar ET livrată la gard	ET vândută la consumatori	Volum apă adaos	ET pierdută masic	ET pierdută prin radiație	ET pierdută în rețele termice	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)	ETV (MWh)	VAD (m3)	ETM (MWh)	ETR (MWh)	ETP (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	110,05	81.879,37	72.053,76	22.320	2.430,65	7.394,96	9.825,61	33.480,00	38.688,00	2.376,07	81.840,00	45.968,72	48.388,13	2.430,65	2.558,58	81.879,37	132.786,71	-	-
Februarie	26,0	624,0	108,31	67.585,51	59.475,18	18.720	2.038,61	6.071,72	8.110,33	28.080,00	32.448,00	1.992,83	68.640,00	37.466,90	39.438,84	2.038,61	2.145,90	67.585,51	110.224,75	-	-
Martie	31,0	744,0	82,95	61.715,22	54.309,33	22.320	2.430,65	4.975,24	7.405,89	33.480,00	38.688,00	2.376,07	81.840,00	25.804,57	27.162,71	2.430,65	2.558,58	61.715,22	111.561,28	-	-
Aprilie	30,0	720,0	63,21	45.514,11	40.052,37	21.600	2.352,24	3.109,50	5.461,74	32.400,00	37.440,00	2.299,42	79.200,00	10.761,87	11.328,28	2.352,24	2.476,04	45.514,11	93.004,33	-	-
Mai	31,0	744,0	15,23	11.330,77	9.971,07	6.696	650,85	708,85	1.359,70	10.679,92	12.341,24	757,95	26.106,47	0,00	0,00	650,85	685,11	11.330,77	26.791,57	-	-
Iunie	30,0	720,0	14,36	10.336,28	9.095,92	6.480	629,86	610,51	1.240,36	9.706,42	11.216,31	688,86	23.726,81	0,00	0,00	629,86	663,01	10.336,28	24.389,82	-	-
Iulie	31,0	744,0	14,21	10.575,33	9.306,28	6.696	650,85	618,20	1.269,05	9.924,48	11.468,29	704,34	24.259,84	0,00	0,00	650,85	685,11	10.575,33	24.944,94	-	-
August	31,0	744,0	14,01	10.421,05	9.170,51	6.696	650,85	599,69	1.250,54	9.770,20	11.290,01	693,39	23.882,71	0,00	0,00	650,85	685,11	10.421,05	24.567,81	-	-
Septembrie	13,8	330,0	30,08	9.927,93	8.736,57	2.970	288,68	902,68	1.191,36	8.910,00	10.296,00	632,34	21.780,00	729,25	767,63	288,68	303,88	9.927,93	22.851,51	-	-
Octombrie	31,0	744,0	35,03	26.059,16	22.932,03	6.696	650,85	2.476,27	3.127,13	25.408,31	29.360,71	1.803,22	62.109,20	0,00	0,00	650,85	685,11	26.059,16	62.794,31	-	-
Noiembrie	30,0	720,0	50,92	36.664,78	32.264,97	21.600	2.352,24	2.047,57	4.399,81	32.400,00	37.440,00	2.299,42	79.200,00	1.912,54	2.013,20	2.352,24	2.476,04	36.664,78	83.689,24	-	-
Decembrie	31,0	744,0	86,73	64.527,51	56.784,14	22.320	2.430,65	5.312,72	7.743,37	33.480,00	38.688,00	2.376,07	81.840,00	28.616,86	30.123,01	2.430,65	2.558,58	64.527,51	114.521,59	-	-
Total an	**346,8**	**8.322**		**436.537,02**	**384.152,13**	**165.114**	**17.557**	**34.828**	**52.385**	**267.719,33**	**309.364,56**	**19.000,00**	**654.425,03**	**151.260,71**	**159.221,80**	**17.556,98**	**18.481,03**	**436.537,02**	**832.127,86**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)			100,0%	88,0%		4,0%	8,0%	12,0%	61,3%				34,7%		4,0%		100,0%		0,0%	
	Raport EE/ET									1,16		6,1%									

C3.1 S1 - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul factual S1, fără componentă regenerabilă

2022 = 2020	S1	fără sursă nouă, cu sursă existentă													85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	153,17	113.958,00									-		113.958,00	134.068,24
Februarie	28,0	135,08	90.777,00									-		90.777,00	106.796,47
Martie	31,0	119,67	89.033,00									-		89.033,00	104.744,71
Aprilie	30,0	98,46	70.892,00									-		70.892,00	83.402,35
Mai	31,0	37,55	27.934,00									-		27.934,00	32.863,53
Iunie	30,0	31,15	22.425,00									-		22.425,00	26.382,35
Iulie	31,0	31,18	23.201,00									-		23.201,00	27.295,29
August	31,0	32,26	24.000,00									-		24.000,00	28.235,29
Septembrie	25,0	41,32	24.790,00									-		24.790,00	29.164,71
Octombrie	31,0	35,94	26.743,00									-		26.743,00	31.462,35
Noiembrie	30,0	114,78	82.645,00									-		82.645,00	97.229,41
Decembrie	31,0	128,71	95.763,00									-		95.763,00	112.662,35
Total an	**360,0**		**692.161,00**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**692.161,00**	**814.307,06**
	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 medie 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	138,96	103.389,77									-		103.389,77	121.635,02
Februarie	28,0	127,97	85.995,83									-		85.995,83	101.171,56
Martie	31,0	107,53	80.001,80									-		80.001,80	94.119,77
Aprilie	30,0	84,64	60.938,87									-		60.938,87	71.692,79
Mai	31,0	45,52	33.865,04									-		33.865,04	39.841,23
Iunie	30,0	42,91	30.892,74									-		30.892,74	36.344,40
Iulie	31,0	42,48	31.607,21									-		31.607,21	37.184,96
August	31,0	41,86	31.146,11									-		31.146,11	36.642,48
Septembrie	25,0	49,45	29.672,29									-		29.672,29	34.908,57
Octombrie	31,0	46,26	34.416,13									-		34.416,13	40.489,57
Noiembrie	30,0	70,38	50.674,72									-		50.674,72	59.617,32
Decembrie	31,0	111,29	82.797,49									-		82.797,49	97.408,81
Total an	**360,0**		**655.398,00**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**655.398,00**	**771.056,47**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	0,0%				0,0%		0,0%		0,0%		100,0%	
	Raport EE/ET			n/a		n/a									

C3.1 S1 - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul factual S1, fără componentă regenerabilă

2024	S1	fără sursă nouă, cu sursă existentă													85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	131,17	97.590,75									-		97.590,75	114.812,65
Februarie	28,0	120,79	81.172,42									-		81.172,42	95.496,96
Martie	31,0	101,50	75.514,59									-		75.514,59	88.840,69
Aprilie	30,0	79,89	57.520,88									-		57.520,88	67.671,62
Mai	31,0	42,96	31.965,59									-		31.965,59	37.606,58
Iunie	30,0	40,50	29.160,00									-		29.160,00	34.305,88
Iulie	31,0	40,10	29.834,40									-		29.834,40	35.099,29
August	31,0	39,52	29.399,16									-		29.399,16	34.587,25
Septembrie	25,0	46,68	28.008,00									-		28.008,00	32.950,59
Octombrie	31,0	43,66	32.485,77									-		32.485,77	38.218,55
Noiembrie	30,0	66,43	47.832,43									-		47.832,43	56.273,45
Decembrie	31,0	105,04	78.153,47									-		78.153,47	91.945,26
Total an	**360,0**		**618.637,46**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**618.637,46**	**727.808,78**
	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 medie 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	125,96	93.712,89			1.190,40		74.400,00	78.315,79	10.046,68	10.575,45	84.446,68	88.891,24	9.266,21	10.901,43
Februarie	26,0	124,91	77.946,95			998,40		62.400,00	65.684,21	8.426,25	8.869,73	70.826,25	74.553,94	7.120,70	8.377,30
Martie	31,0	97,46	72.513,95			1.190,40		62.467,27	65.755,02	10.046,68	10.575,45	72.513,95	76.330,47	-	-
Aprilie	30,0	76,72	55.235,23			1.152,00		45.512,64	47.908,04	9.722,59	10.234,31	55.235,23	58.142,35	-	-
Mai	31,0	35,40	26.336,59			1.190,40		23.646,41	24.890,95	2.690,18	2.831,77	26.336,59	27.722,73	-	-
Iunie	30,0	33,37	24.025,05			1.152,00		21.421,65	22.549,10	2.603,40	2.740,43	24.025,05	25.289,53	-	-
Iulie	31,0	33,04	24.580,69			1.190,40		21.890,51	23.042,64	2.690,18	2.831,77	24.580,69	25.874,41	-	-
August	31,0	32,56	24.222,09			1.190,40		21.531,91	22.665,16	2.690,18	2.831,77	24.222,09	25.496,94	-	-
Septembrie	13,8	69,83	23.075,91			528,00		21.882,68	23.034,40	1.193,23	1.256,03	23.075,91	24.280,43	-	-
Octombrie	31,0	41,83	31.194,92			1.190,40		28.504,74	30.004,98	2.690,18	2.831,77	31.194,92	32.836,76	-	-
Noiembrie	30,0	63,79	45.931,76			1.152,00		36.209,17	38.114,91	9.722,59	10.234,31	45.931,76	48.349,22	-	-
Decembrie	31,0	100,87	75.047,96			1.190,40		65.001,28	68.422,40	10.046,68	10.575,45	75.047,96	78.997,85	-	-
Total an	**346,8**		**573.823,99**	-	-	**13.315,20**	-	**484.868,24**	**510.387,62**	**72.568,84**	**76.388,25**	**557.437,07**	**586.775,87**	**16.386,92**	**19.278,72**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	0,0%				84,5%		12,6%		97,1%		2,9%	
	Raport EE/ET			n/a		n/a									

C3.1 S1 - Necesar ET lunar şi Defalcare pe Surse - Scenariul factual S1, fără componentă regenerabilă

2026	S1	cu sursă nouă, integral				15.500,00	88,2%		95,0%		95,0%		90,2%		85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	119,81	89.138,42	33.480,00	21.009,07	1.713,20	61.791,39	48.123,41	50.656,22	7.535,01	7.931,59	89.138,42	120.379,20	-	-
Februarie	26,0	118,82	74.142,07	28.080,00	17.620,51	1.436,88	51.825,04	39.742,39	41.834,09	6.319,68	6.652,30	74.142,07	100.311,42	-	-
Martie	31,0	92,71	68.974,27	33.480,00	21.009,07	1.713,20	61.791,39	27.959,26	29.430,80	7.535,01	7.931,59	68.974,27	99.153,78	-	-
Aprilie	30,0	72,97	52.539,00	32.400,00	20.331,36	1.657,93	59.798,12	12.847,06	13.523,22	7.291,94	7.675,73	52.539,00	80.997,07	-	-
Mai	31,0	28,92	21.519,79	19.502,15	12.237,82	997,94	35.993,58	0,00	0,00	2.017,64	2.123,83	21.519,79	38.117,41	-	-
Iunie	30,0	27,27	19.631,02	17.678,47	11.093,43	904,62	32.627,75	0,00	0,00	1.952,55	2.055,32	19.631,02	34.683,07	-	-
Iulie	31,0	27,00	20.085,04	18.067,40	11.337,50	924,52	33.345,57	0,00	0,00	2.017,64	2.123,83	20.085,04	35.469,40	-	-
August	31,0	26,60	19.792,02	17.774,38	11.153,62	909,53	32.804,77	0,00	0,00	2.017,64	2.123,83	19.792,02	34.928,60	-	-
Septembrie	13,8	57,14	18.855,47	8.910,00	5.591,12	455,93	16.444,48	9.050,55	9.526,89	894,92	942,02	18.855,47	26.913,40	-	-
Octombrie	31,0	39,88	29.672,18	27.654,54	17.353,53	1.415,11	51.039,80	0,00	0,00	2.017,64	2.123,83	29.672,18	53.163,63	-	-
Noiembrie	30,0	60,68	43.689,67	32.400,00	20.331,36	1.657,93	59.798,12	3.997,73	4.208,13	7.291,94	7.675,73	43.689,67	71.681,98	-	-
Decembrie	31,0	95,95	71.384,59	33.480,00	21.009,07	1.713,20	61.791,39	30.369,58	31.967,98	7.535,01	7.931,59	71.384,59	101.690,96	-	-
Total an	**346,8**		**529.423,54**	**302.906,94**	**190.077,47**	**15.500,00**	**559.051,39**	**172.089,97**	**181.147,34**	**54.426,63**	**57.291,19**	**529.423,54**	**797.489,91**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	57,2%				32,5%		10,3%		100,0%		0,0%	
	Raport EE/ET			0,63		8,2%									

174.577,47

2027	S1	cu sursă nouă				15.000,00	88,2%		95,0%		95,0%		90,1%		85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	114,24	84.993,35	33.480,00	21.009,07	1.724,77	61.791,39	46.408,99	48.851,57	5.104,36	5.373,01	84.993,35	116.015,97	-	-
Februarie	26,0	112,82	70.398,14	28.080,00	17.620,51	1.446,58	51.825,04	38.037,06	40.039,01	4.281,08	4.506,40	70.398,14	96.370,45	-	-
Martie	31,0	87,14	64.829,20	33.480,00	21.009,07	1.724,77	61.791,39	26.244,84	27.626,15	5.104,36	5.373,01	64.829,20	94.790,55	-	-
Aprilie	30,0	67,40	48.527,64	32.400,00	20.331,36	1.669,13	59.798,12	11.187,94	11.776,77	4.939,70	5.199,69	48.527,64	76.774,58	-	-
Mai	31,0	22,23	16.537,26	15.300,73	9.601,38	788,24	28.239,35	130,26	137,12	1.366,79	1.438,72	16.537,26	29.540,98	-	-
Iunie	30,0	20,95	15.085,80	13.889,16	8.715,60	715,52	25.634,12	126,06	132,69	1.322,70	1.392,31	15.085,80	26.893,75	-	-
Iulie	31,0	20,75	15.434,70	14.198,17	8.909,51	731,44	26.204,44	130,26	137,12	1.366,79	1.438,72	15.434,70	27.506,05	-	-
August	31,0	20,44	15.209,53	13.973,00	8.768,21	719,84	25.788,86	130,26	137,12	1.366,79	1.438,72	15.209,53	27.090,47	-	-
Septembrie	13,8	43,91	14.489,82	8.910,00	5.591,12	459,01	16.444,48	4.973,56	5.235,35	606,24	638,14	14.489,82	22.317,98	-	-
Octombrie	31,0	44,11	32.815,26	31.578,73	19.816,01	1.626,82	58.282,37	130,26	137,12	1.366,79	1.438,72	32.815,26	59.583,98	-	-
Noiembrie	30,0	55,11	39.678,31	32.400,00	20.331,36	1.669,13	59.798,12	2.338,61	2.461,69	4.939,70	5.199,69	39.678,31	67.459,50	-	-
Decembrie	31,0	90,42	67.271,98	33.480,00	21.009,07	1.724,77	61.791,39	28.687,62	30.197,49	5.104,36	5.373,01	67.271,98	97.361,89	-	-
Total an	**346,8**		**485.270,99**	**291.169,80**	**182.712,28**	**15.000,00**	**537.389,07**	**157.231,54**	**165.506,88**	**36.869,65**	**38.810,16**	**485.270,99**	**741.706,11**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	60,0%				32,4%		7,6%		100,0%		0,0%	
	Raport EE/ET			0,63		8,2%									

C3.1 S1 - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul factual S1, fără componentă regenerabilă

2028	S1	cu sursă nouă				13.500,00	88,2%		95,0%		95,0%		90,0%		85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	110,05	81.879,37	33.480,00	21.009,07	1.683,52	61.791,39	45.968,72	48.388,13	2.430,65	2.558,58	81.879,37	112.738,09	-	-
Februarie	26,0	108,31	67.585,51	28.080,00	17.620,51	1.411,99	51.825,04	37.466,90	39.438,84	2.038,61	2.145,90	67.585,51	93.409,78	-	-
Martie	31,0	82,95	61.715,22	33.480,00	21.009,07	1.683,52	61.791,39	25.804,57	27.162,71	2.430,65	2.558,58	61.715,22	91.512,67	-	-
Aprilie	30,0	63,21	45.514,11	32.400,00	20.331,36	1.629,21	59.798,12	10.761,87	11.328,28	2.352,24	2.476,04	45.514,11	73.602,44	-	-
Mai	31,0	15,23	11.330,77	10.831,55	6.796,92	544,66	19.990,93	151,63	159,61	650,85	685,11	11.330,77	20.516,43	-	-
Iunie	30,0	14,36	10.336,28	9.853,16	6.182,97	495,46	18.185,20	146,74	154,46	629,86	663,01	10.336,28	18.693,75	-	-
Iulie	31,0	14,21	10.575,33	10.076,11	6.322,87	506,67	18.596,67	151,63	159,61	650,85	685,11	10.575,33	19.122,17	-	-
August	31,0	14,01	10.421,05	9.921,83	6.226,06	498,91	18.311,93	151,63	159,61	650,85	685,11	10.421,05	18.837,43	-	-
Septembrie	13,8	30,08	9.927,93	8.910,50	5.591,44	448,06	16.445,41	728,75	767,10	288,68	303,88	9.927,93	17.516,38	-	-
Octombrie	31,0	35,03	26.059,16	25.559,94	16.039,14	1.285,27	47.173,95	151,63	159,61	650,85	685,11	26.059,16	47.699,45	-	-
Noiembrie	30,0	50,92	36.664,78	32.400,00	20.331,36	1.629,21	59.798,12	1.912,54	2.013,20	2.352,24	2.476,04	36.664,78	64.287,36	-	-
Decembrie	31,0	86,73	64.527,51	33.480,00	21.009,07	1.683,52	61.791,39	28.616,86	30.123,01	2.430,65	2.558,58	64.527,51	94.472,98	-	-
Total an	**346,8**		**436.537,02**	**268.473,07**	**168.469,84**	**13.500,00**	**495.499,52**	**150.506,97**	**158.428,39**	**17.556,98**	**18.481,03**	**436.537,02**	**672.408,94**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	61,5%				34,5%		4,0%		100,0%		0,0%	
	Raport EE/ET			0,63		8,0%									

2029	S1	cu sursă nouă				13.500,00	88,2%		95,0%		95,0%		90,0%		85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	110,05	81.879,37	33.480,00	21.009,07	1.683,52	61.791,39	45.968,72	48.388,13	2.430,65	2.558,58	81.879,37	112.738,09	-	-
Februarie	26,0	108,31	67.585,51	28.080,00	17.620,51	1.411,99	51.825,04	37.466,90	39.438,84	2.038,61	2.145,90	67.585,51	93.409,78	-	-
Martie	31,0	82,95	61.715,22	33.480,00	21.009,07	1.683,52	61.791,39	25.804,57	27.162,71	2.430,65	2.558,58	61.715,22	91.512,67	-	-
Aprilie	30,0	63,21	45.514,11	32.400,00	20.331,36	1.629,21	59.798,12	10.761,87	11.328,28	2.352,24	2.476,04	45.514,11	73.602,44	-	-
Mai	31,0	15,23	11.330,77	10.831,55	6.796,92	544,66	19.990,93	151,63	159,61	650,85	685,11	11.330,77	20.516,43	-	-
Iunie	30,0	14,36	10.336,28	9.853,16	6.182,97	495,46	18.185,20	146,74	154,46	629,86	663,01	10.336,28	18.693,75	-	-
Iulie	31,0	14,21	10.575,33	10.076,11	6.322,87	506,67	18.596,67	151,63	159,61	650,85	685,11	10.575,33	19.122,17	-	-
August	31,0	14,01	10.421,05	9.921,83	6.226,06	498,91	18.311,93	151,63	159,61	650,85	685,11	10.421,05	18.837,43	-	-
Septembrie	13,8	30,08	9.927,93	8.910,50	5.591,44	448,06	16.445,41	728,75	767,10	288,68	303,88	9.927,93	17.516,38	-	-
Octombrie	31,0	35,03	26.059,16	25.559,94	16.039,14	1.285,27	47.173,95	151,63	159,61	650,85	685,11	26.059,16	47.699,45	-	-
Noiembrie	30,0	50,92	36.664,78	32.400,00	20.331,36	1.629,21	59.798,12	1.912,54	2.013,20	2.352,24	2.476,04	36.664,78	64.287,36	-	-
Decembrie	31,0	86,73	64.527,51	33.480,00	21.009,07	1.683,52	61.791,39	28.616,86	30.123,01	2.430,65	2.558,58	64.527,51	94.472,98	-	-
Total an	**346,8**		**436.537,02**	**268.473,07**	**168.469,84**	**13.500,00**	**495.499,52**	**150.506,97**	**158.428,39**	**17.556,98**	**18.481,03**	**436.537,02**	**672.408,94**	-	-
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	61,5%				34,5%		4,0%		100,0%		0,0%	
	Raport EE/ET			0,63		8,0%									

C3.1 SR - Necesar ET lunar şi Defalcare pe Surse - Scenariul contrafactual (de referinţă) SR

2022 = 2020	SR	cu sursă existentă					85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	153,17	113.958,00	97.753,68	16.204,32	113.958,00	134.068,24
Februarie	28,0	135,08	90.777,00	76.140,84	14.636,16	90.777,00	106.796,47
Martie	31,0	119,67	89.033,00	72.828,68	16.204,32	89.033,00	104.744,71
Aprilie	30,0	98,46	70.892,00	55.210,40	15.681,60	70.892,00	83.402,35
Mai	31,0	37,55	27.934,00	23.594,99	4.339,01	27.934,00	32.863,53
Iunie	30,0	31,15	22.425,00	18.225,96	4.199,04	22.425,00	26.382,35
Iulie	31,0	31,18	23.201,00	18.861,99	4.339,01	23.201,00	27.295,29
August	31,0	32,26	24.000,00	19.660,99	4.339,01	24.000,00	28.235,29
Septembrie	25,0	41,32	24.790,00	21.290,80	3.499,20	24.790,00	29.164,71
Octombrie	31,0	35,94	26.743,00	22.403,99	4.339,01	26.743,00	31.462,35
Noiembrie	30,0	114,78	82.645,00	66.963,40	15.681,60	82.645,00	97.229,41
Decembrie	31,0	128,71	95.763,00	79.558,68	16.204,32	95.763,00	112.662,35
Total an	**360,0**		**692.161,00**	**572.494,41**	**119.666,59**	**692.161,00**	**814.307,06**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	82,7%	17,3%	100,0%	
	Raport EE/ET						

2023	SR	cu sursă existentă					85,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	138,96	103.389,77	88.805,88	14.583,89	103.389,77	121.635,02
Februarie	28,0	127,97	85.995,83	72.823,29	13.172,54	85.995,83	101.171,56
Martie	31,0	107,53	80.001,80	65.417,91	14.583,89	80.001,80	94.119,77
Aprilie	30,0	84,64	60.938,87	46.825,43	14.113,44	60.938,87	71.692,79
Mai	31,0	45,52	33.865,04	29.959,94	3.905,11	33.865,04	39.841,23
Iunie	30,0	42,91	30.892,74	27.113,60	3.779,14	30.892,74	36.344,40
Iulie	31,0	42,48	31.607,21	27.702,11	3.905,11	31.607,21	37.184,96
August	31,0	41,86	31.146,11	27.241,00	3.905,11	31.146,11	36.642,48
Septembrie	25,0	49,45	29.672,29	26.523,01	3.149,28	29.672,29	34.908,57
Octombrie	31,0	46,26	34.416,13	30.511,03	3.905,11	34.416,13	40.489,57
Noiembrie	30,0	70,38	50.674,72	36.561,28	14.113,44	50.674,72	59.617,32
Decembrie	31,0	111,29	82.797,49	68.213,60	14.583,89	82.797,49	97.408,81
Total an	**360,0**		**655.398,00**	**547.698,07**	**107.699,93**	**655.398,00**	**771.056,47**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	83,6%	16,4%	100,0%	
	Raport EE/ET						

C3.1 SR - Necesar ET lunar şi Defalcare pe Surse - Scenariul contrafactual (de referinţă) SR

2024	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	131,17	97.590,75	85.113,42	12.477,33	97.590,75	106.076,90
Februarie	28,0	120,79	81.172,42	69.902,58	11.269,84	81.172,42	88.230,89
Martie	31,0	101,50	75.514,59	63.037,26	12.477,33	75.514,59	82.081,08
Aprilie	30,0	79,89	57.520,88	45.446,05	12.074,83	57.520,88	62.522,70
Mai	31,0	42,96	31.965,59	28.624,55	3.341,04	31.965,59	34.745,21
Iunie	30,0	40,50	29.160,00	25.926,74	3.233,26	29.160,00	31.695,65
Iulie	31,0	40,10	29.834,40	26.493,36	3.341,04	29.834,40	32.428,70
August	31,0	39,52	29.399,16	26.058,12	3.341,04	29.399,16	31.955,61
Septembrie	25,0	46,68	28.008,00	25.313,62	2.694,38	28.008,00	30.443,48
Octombrie	31,0	43,66	32.485,77	29.144,73	3.341,04	32.485,77	35.310,62
Noiembrie	30,0	66,43	47.832,43	35.757,60	12.074,83	47.832,43	51.991,77
Decembrie	31,0	105,04	78.153,47	65.676,14	12.477,33	78.153,47	84.949,42
Total an	**360,0**		**618.637,46**	**526.494,18**	**92.143,28**	**618.637,46**	**672.432,02**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	85,1%	14,9%	100,0%	
	Raport EE/ET						

2025	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	125,96	93.712,89	83.666,21	10.046,68	93.712,89	101.861,84
Februarie	26,0	124,91	77.946,95	69.520,70	8.426,25	77.946,95	84.724,95
Martie	31,0	97,48	72.513,95	62.467,27	10.046,68	72.513,95	78.819,51
Aprilie	30,0	76,72	55.235,23	45.512,64	9.722,59	55.235,23	60.038,29
Mai	31,0	35,40	26.336,59	23.646,41	2.690,18	26.336,59	28.626,73
Iunie	30,0	33,37	24.025,05	21.421,65	2.603,40	24.025,05	26.114,18
Iulie	31,0	33,04	24.580,69	21.890,51	2.690,18	24.580,69	26.718,14
August	31,0	32,56	24.222,09	21.531,91	2.690,18	24.222,09	26.328,36
Septembrie	13,8	69,93	23.075,91	21.882,68	1.193,23	23.075,91	25.082,51
Octombrie	31,0	41,93	31.194,92	28.504,74	2.690,18	31.194,92	33.907,52
Noiembrie	30,0	63,79	45.931,76	36.209,17	9.722,59	45.931,76	49.925,83
Decembrie	31,0	100,87	75.047,96	65.001,28	10.046,68	75.047,96	81.573,87
Total an	**346,8**		**573.823,99**	**501.255,15**	**72.568,84**	**573.823,99**	**623.721,73**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	87,4%	12,6%	100,0%	
	Raport EE/ET						

C3.1 SR - Necesar ET lunar și Defalcare pe Surse - Scenariul contrafactual (de referință) SR

2026	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	119,61	89.138,42	81.603,41	7.535,01	89.138,42	96.889,59
Februarie	26,0	118,82	74.142,07	67.822,39	6.319,68	74.142,07	80.589,21
Martie	31,0	92,71	68.974,27	61.439,26	7.535,01	68.974,27	74.972,03
Aprilie	30,0	72,97	52.539,00	45.247,06	7.291,94	52.539,00	57.107,61
Mai	31,0	28,92	21.519,79	19.502,15	2.017,64	21.519,79	23.391,08
Iunie	30,0	27,27	19.631,02	17.678,47	1.952,55	19.631,02	21.338,07
Iulie	31,0	27,00	20.085,04	18.067,40	2.017,64	20.085,04	21.831,57
August	31,0	26,60	19.792,02	17.774,38	2.017,64	19.792,02	21.513,07
Septembrie	13,8	57,14	18.855,47	17.960,55	894,92	18.855,47	20.495,08
Octombrie	31,0	39,88	29.672,18	27.654,54	2.017,64	29.672,18	32.252,37
Noiembrie	30,0	60,68	43.689,67	36.397,73	7.291,94	43.689,67	47.488,77
Decembrie	31,0	95,95	71.384,59	63.849,58	7.535,01	71.384,59	77.591,95
Total an	**346,8**		**529.423,54**	**474.996,91**	**54.426,63**	**529.423,54**	**575.460,37**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	89,7%	10,3%	100,0%	
	Raport EE/ET						

2027	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	114,24	84.993,35	79.888,99	5.104,36	84.993,35	92.384,08
Februarie	26,0	112,82	70.398,14	66.117,06	4.281,08	70.398,14	76.519,72
Martie	31,0	87,14	64.829,20	59.724,84	5.104,36	64.829,20	70.466,52
Aprilie	30,0	67,40	48.527,64	43.587,94	4.939,70	48.527,64	52.747,43
Mai	31,0	22,23	16.537,26	15.170,47	1.366,79	16.537,26	17.975,28
Iunie	30,0	20,95	15.085,80	13.763,10	1.322,70	15.085,80	16.397,61
Iulie	31,0	20,75	15.434,70	14.067,91	1.366,79	15.434,70	16.776,85
August	31,0	20,44	15.209,53	13.842,74	1.366,79	15.209,53	16.532,10
Septembrie	13,8	43,91	14.489,82	13.883,58	606,24	14.489,82	15.749,80
Octombrie	31,0	44,11	32.815,26	31.448,47	1.366,79	32.815,26	35.668,76
Noiembrie	30,0	55,11	39.678,31	34.738,61	4.939,70	39.678,31	43.128,60
Decembrie	31,0	90,42	67.271,98	62.167,62	5.104,36	67.271,98	73.121,72
Total an	**346,8**		**485.270,99**	**448.401,34**	**36.869,65**	**485.270,99**	**527.468,47**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	92,4%	7,6%	100,0%	
	Raport EE/ET						

C3.1 SR - Necesar ET lunar şi Defalcare pe Surse - Scenariul contrafactual (de referinţă) SR

2028	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	110,05	81.879,37	79.448,72	2.430,65	81.879,37	88.999,32
Februarie	26,0	108,31	67.585,51	65.546,90	2.038,61	67.585,51	73.462,51
Martie	31,0	82,95	61.715,22	59.284,57	2.430,65	61.715,22	67.081,76
Aprilie	30,0	63,21	45.514,11	43.161,87	2.352,24	45.514,11	49.471,86
Mai	31,0	15,23	11.330,77	10.679,92	650,85	11.330,77	12.316,05
Iunie	30,0	14,36	10.336,28	9.706,42	629,86	10.336,28	11.235,09
Iulie	31,0	14,21	10.575,33	9.924,48	650,85	10.575,33	11.494,92
August	31,0	14,01	10.421,05	9.770,20	650,85	10.421,05	11.327,23
Septembrie	13,8	30,08	9.927,93	9.639,25	288,68	9.927,93	10.791,23
Octombrie	31,0	35,03	26.059,16	25.408,31	650,85	26.059,16	28.325,17
Noiembrie	30,0	50,92	36.664,78	34.312,54	2.352,24	36.664,78	39.853,02
Decembrie	31,0	86,73	64.527,51	62.096,86	2.430,65	64.527,51	70.138,60
Total an	**346,8**		**436.537,02**	**418.980,04**	**17.556,98**	**436.537,02**	**474.496,76**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	96,0%	4,0%	100,0%	
	Raport EE/ET						

2029	SR	cu sursă echivalentă (alternativă)					92,00%
Luna de productie	zile/luna	Căldură medie 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	110,05	81.879,37	79.448,72	2.430,65	81.879,37	88.999,32
Februarie	26,0	108,31	67.585,51	65.546,90	2.038,61	67.585,51	73.462,51
Martie	31,0	82,95	61.715,22	59.284,57	2.430,65	61.715,22	67.081,76
Aprilie	30,0	63,21	45.514,11	43.161,87	2.352,24	45.514,11	49.471,86
Mai	31,0	15,23	11.330,77	10.679,92	650,85	11.330,77	12.316,05
Iunie	30,0	14,36	10.336,28	9.706,42	629,86	10.336,28	11.235,09
Iulie	31,0	14,21	10.575,33	9.924,48	650,85	10.575,33	11.494,92
August	31,0	14,01	10.421,05	9.770,20	650,85	10.421,05	11.327,23
Septembrie	13,8	30,08	9.927,93	9.639,25	288,68	9.927,93	10.791,23
Octombrie	31,0	35,03	26.059,16	25.408,31	650,85	26.059,16	28.325,17
Noiembrie	30,0	50,92	36.664,78	34.312,54	2.352,24	36.664,78	39.853,02
Decembrie	31,0	86,73	64.527,51	62.096,86	2.430,65	64.527,51	70.138,60
Total an	**346,8**		**436.537,02**	**418.980,04**	**17.556,98**	**436.537,02**	**474.496,76**
	Cotă ET (raportată la ETG)		100,0%	96,0%	4,0%	100,0%	
	Raport EE/ET						

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		-	-	-	-
NECESAR ET	Status set date		-	-	-	-
	Volum apă adaos		511.853,40	189.130,58	165.114,00	4.843.344,00
	Energie Termică Vândută		362.100,22	382.641,18	384.152,13	8.769.659,63
		Rată de variație anuală ETV	-	-	-	-
		Cotă ETV din necesar ETG	68,4%	86,4%	88,0%	85,0%
	Energie Termică Pierdută		167.323,32	60.333,13	52.384,89	1.549.699,29
		Rată de variație anuală ETP	-	-	-	-
		Cotă ETP din necesar ETG	31,6%	13,6%	12,0%	
	Energie Termică Produsă la Gard		529.423,54	442.974,32	436.537,02	10.319.258,92
		Rată de variație anuală ETG	-	-	-	-
	MT CHP GN	Energie Termică produsă în cogenerare	302.906,94	271.069,92	268.473,07	5.963.538,22
		Cotă ET1 din necesar ETG	57,2%	61,2%	61,5%	57,8%
		Energie Electrică produsă în cogenerare	190.077,47	170.099,39	168.469,84	3.742.186,49
		Energie Electrică consumată de noua sursă	15.500,00	13.659,09	13.500,00	313.815,20
		Energie Electrică livrată în SE de racord la SEN	174.577,47	156.440,30	154.969,84	3.428.371,29
		Energie Combustibil consumat în cogenerare	559.051,39	500.292,31	495.499,52	11.006.430,87
		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	31,2%	31,3%	31,3%	31,1%
		Randament global în cogenerare, net	85,4%	85,5%	85,5%	85,3%
		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%	22,2%	22,2%	22,2%
			159.602,17	142.814,40	141.444,53	3.141.916,75
		Cantitate emisie CO2 în cogenerare	112.906,02	101.039,04	100.071,08	2.222.858,78
		Reducere emisie CO2 în cogenerare	32.233,25	28.842,80	28.566,14	634.541,51
		Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, brut	229,03	229,03	229,03	229,03
		Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, net	236,46	236,34	236,33	236,68
	CA GN	Energie Termică de vârf produsă cu cazanele de apă caldă	172.089,97	151.793,68	150.506,97	3.824.329,13
		Cotă ET2 din necesar ETG	32,5%	34,3%	34,5%	37,1%
		Energie Combustibil consumat de cazanele de apă caldă	181.147,34	159.782,82	158.428,39	4.025.609,61
		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

			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	54.426,63	20.110,72	17.556,98	515.004,65
		Cotă ET3 din necesar ETG	10,3%	4,5%	4,0%	5,0%
		Energie Combustibil consumat de cazanele de abur	57.291,19	21.169,18	18.481,03	542.110,16
		Randament termic cazane de abur	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
	CA + CAS B GN	Energie Termică produsă de cazanele pe gaz	226.516,60	171.904,40	168.063,95	4.339.333,79
		Cotă ET23 din necesar ETG	42,8%	38,8%	38,5%	42,1%
		Energie Combustibil consumat de cazanele pe gaz	238.438,52	180.952,00	176.909,42	4.567.719,77
		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	7.775,17	5.900,61	5.768,79	148.947,38
		Cantitate emisie CO2 aferentă cazanelor pe gaz	48.155,04	36.545,07	35.728,63	922.496,69
		Reducere emisie CO2 aferentă cazanelor pe gaz	1.570,27	1.191,69	1.165,06	30.081,41
		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	529.423,54	442.974,32	436.537,02	10.302.872,00
		Cotă ETS din necesar ETG	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%
		Energie Combustibil consumat de configurație	797.489,91	681.244,31	672.408,94	15.574.150,64
		Randament global configurație	90,2%	90,0%	90,0%	90,2%
		Economie de energie primară, configurație, cf. EED	167.377,34	148.715,01	147.213,32	3.290.864,14
		Cantitate de emisie CO2 configurație	161.061,06	137.584,10	135.799,71	3.145.355,46
		Reducere emisie CO2 configurație	33.803,53	30.034,48	29.731,20	664.622,92
		Factor de emisie specifică CO2 configurație, brut	223,85	224,42	224,46	223,95
		Factor de emisie specifică CO2 configurație, net	228,78	229,53	229,58	229,07
	CAF echiv B ref GN	Energie Termică produsă de instalația existentă	-	-	-	16.386,92
		Cotă ET4 din necesar ETG	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
		Energie Combustibil consumat de instalația existentă	0,00	0,00	0,00	19.278,72
		Randament termic instalație existentă	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	85,0%
		Cantitate de emisie CO2 instalație existentă	n/a	#DIV/0!	n/a	3.893,53
		Energie Termică produsă de instalația alternativă (contrafactual)	529.423,54	442.974,32	436.537,02	10.319.258,92
		Cotă ET SR din necesar ETG	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	575.460,37	481.493,82	474.496,76	11.216.585,78
		Randament termic instalație alternativă	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	116.219,98	97.242,49	95.829,37	2.265.301,66
		Reducere / creștere emisie CO2 configurație sursă nouă vs. instalație alternativă	44.841,09	40.341,61	39.970,34	880.053,80
	CHP	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - HE CHP (2T)	6.731,3	6.023,8	5.966,1	132.523,1
	CA	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - CA (4C)	1.720,9	1.556,8	1.546,1	39.098,1
	CAS	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - CAS (2C)	3.686,4	1.099,0	911,6	29.094,4
	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	215.550,58	192.895,14	191.047,21	4.243.693,09
		Cantitate de emisie CO2 aferentă producerii EE în cogenerare	43.532,59	38.957,10	38.583,89	857.056,26
		Emisie specifică CO2 raportată la EE produsă (brută)	229,03	229,03	229,03	
		Emisie specifică CO2 raportată la EE livrată în SEN (netă)	249,36	249,02	248,98	
		Emisie maximă NOx	31,00	31,00	31,00	
		Debit orar emisie NOx	7,25	7,25	7,25	
		Cantitate anuală maximă NOx	48,83	43,70	43,28	961,32
		Emisie maximă CO	31,00	31,00	31,00	
		Debit orar emisie CO	7,25	7,25	7,25	
		Cantitate anuală maximă CO	48,83	43,70	43,28	961,32

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	1	2	3	4	5	6	7	0	0	0	0	0	0	0
-	-	4	real	real	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat
VAD	m3/an	5	1.126.560,00	1.008.143,05	1.126.560,00	1.013.904,00	867.451,20	682.471,20	511.853,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
ETV	MWh/an	6	**331.373,00**	**296.541,14**	**331.373,00**	**331.373,00**	**341.314,19**	**351.553,62**	**362.100,22**	**372.963,23**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**
rv	%	7	0,0%	-10,5%	11,7%	0,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cv	%	8	47,9%	43,6%	47,9%	50,6%	55,2%	61,3%	68,4%	76,9%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%
ETP	MWh/an	9	**360.788,00**	**383.384,86**	**360.788,00**	**324.025,00**	**277.323,27**	**222.270,37**	**167.323,32**	**112.307,76**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**
rp	%	10	0,0%	6,3%	-5,9%	-10,2%	-14,4%	-19,9%	-24,7%	-32,9%	-53,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cp	%	11	52,1%	56,4%	52,1%	49,4%	44,8%	38,7%	31,6%	23,1%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%
ETG	MWh/an	12	**692.161,00**	**679.926,00**	**692.161,00**	**655.398,00**	**618.637,46**	**573.823,99**	**529.423,54**	**485.270,99**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**
rg	%	13	0,0%	-1,8%	1,8%	-5,3%	-5,6%	-7,2%	-7,7%	-8,3%	-10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ET1	MWh/an	14	-	-	-	-	-	-	302.906,94	291.169,80	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07
c1	%	15	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	57,2%	60,0%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%
EE1	MWh/an	16	-	-	-	-	-	-	190.077,47	182.712,28	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84
EEC1	MWh/an	17	-	-	-	-	-	13.315,20	15.500,00	15.000,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00
EEN1	MWh/an	18	-	-	-	-	-	13.315,20	174.577,47	167.712,28	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
EF1	MWh/an	19	-	-	-	-	-	-	559.051,39	537.389,07	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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%	31,2%	31,2%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%
ηgn	%	24	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	85,4%	85,4%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
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%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%
ΔEF1	MWh/an	28	-	-	-	-	-	-	159.602,17	153.423,92	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53
MC1	tCO2/an	29	-	-	-	-	-	-	112.906,02	108.531,10	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08
ΔMC1	tCO2/an	30	-	-	-	-	-	-	32.233,25	30.985,50	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14
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	-	-	-	-	-	-	236,46	236,51	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33
ET2	MWh/an	33	-	-	-	-	-	484.868,24	172.089,97	157.231,54	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97
c2	%	34	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	84,5%	32,5%	32,4%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%
EF2	MWh/an	35	-	-	-	-	-	510.387,62	181.147,34	165.506,88	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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%

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	1	2	3	4	5	6	7	0	0	0	0	0	0	0
ET3	MWh/an	37	-	-	-	-	-	72.568,84	54.426,63	36.869,65	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98
c3	%	38	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	12,6%	10,3%	7,6%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
EF3	MWh/an	39	-	-	-	-	-	76.388,25	57.291,19	38.810,16	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	-	-	-	-	-	557.437,07	226.516,60	194.101,19	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95
c23	%	42	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	97,1%	42,8%	40,0%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%
EF23	MWh/an	43	-	-	-	-	-	586.775,87	238.438,52	204.317,04	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42
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	-	-	-	-	-	19.134,00	7.775,17	6.662,51	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79
MC23	tCO2/an	47	-	-	-	-	-	118.505,25	48.155,04	41.263,87	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63
ΔMC23	tCO2/an	48	-	-	-	-	-	3.864,30	1.570,27	1.345,56	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06
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	-	-	-	-	-	557.437,07	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
cs	%	51	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	97,1%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EFS	MWh/an	52	-	-	-	-	-	586.775,87	797.489,91	741.706,11	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94
ηgs	%	53	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	90,2%	90,1%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%
ΔEFS	MWh/an	54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19.134,00	167.377,34	160.086,44	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32
MCS	tCO2/an	55	-	-	-	-	-	118.505,25	161.061,06	149.794,97	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
ΔMCS	tCO2/an	56	-	-	-	-	-	3.864,30	33.803,53	32.331,06	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20
FESS	gCO2/kWh	57	-	-	-	-	-	212,59	223,85	224,25	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46
FESSn	gCO2/kWh	58	-	-	-	-	-	217,79	228,78	229,40	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58
ET4	MWh/an	59	692.161,00	679.926,00	692.161,00	655.398,00	618.637,46	16.386,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c4	%	60	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	2,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EF4	MWh/an	61	814.307,06	799.912,94	814.307,06	771.056,47	727.808,78	19.278,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ηb4	%	62	85,0%	85,0%	85,0%	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
MC4	tCO2/an	63	164.457,45	161.550,42	164.457,45	155.722,56	146.988,26	3.893,53	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	-	-	-	-	618.637,46	573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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	-	-	-	-	672.432,02	623.721,73	575.460,37	527.468,47	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
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	-	-	-	-	135.804,37	125.966,84	116.219,98	106.527,53	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
ΔMC SR	tCO2/an	69	-	-	-	-	-	7.461,59	44.841,09	43.267,43	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34
Hom1	oh	70							6.731,27	6.470,44	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07
Hom2	oh	71						4.848,68	1.720,90	1.607,45	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05
Hom3	oh	72						4.915,59	3.686,44	2.259,47	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65
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							215.550,58	207.198,35	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21
MCE = ae*MC = EFE*FE	tCO2/an	75							43.532,59	41.845,78	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89
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							249,36	249,51	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98
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							48,83	46,94	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28
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							48,83	46,94	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28

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	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat
VAD	m3/an	5	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
ETV	MWh/an	6	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
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	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89
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	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07	268.473,07
c1	%	15	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%	61,5%
EE1	MWh/an	16	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84
EEC1	MWh/an	17	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00
EEN1	MWh/an	18	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
EF1	MWh/an	19	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%	31,3%
ηgn	%	24	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
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	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%	22,2%
ΔEF1	MWh/an	28	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53	141.444,53
MC1	tCO2/an	29	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08
ΔMC1	tCO2/an	30	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14	28.566,14
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	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33	236,33
ET2	MWh/an	33	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97	150.506,97
c2	%	34	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%
EF2	MWh/an	35	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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%

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	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98
c3	%	38	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
EF3	MWh/an	39	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95	168.063,95
c23	%	42	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%	38,5%
EF23	MWh/an	43	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42	176.909,42
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	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79	5.768,79
MC23	tCO2/an	47	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63	35.728,63
ΔMC23	tCO2/an	48	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06	1.165,06
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	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94
ηgs	%	53	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%
ΔEFS	MWh/an	54	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32	147.213,32
MCS	tCO2/an	55	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
ΔMCS	tCO2/an	56	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20	29.731,20
FESS	gCO2/kWh	57	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46	224,46
FESSn	gCO2/kWh	58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58	229,58
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	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
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	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
ΔMC SR	tCO2/an	69	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34	39.970,34
Hom1	oh	70	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07	5.966,07
Hom2	oh	71	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05	1.546,05
Hom3	oh	72	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65
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	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21	191.047,21
MCE = ae*MC = EFE*FE	tCO2/an	75	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89	38.583,89
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	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98	248,98
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	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28
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	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28	43,28

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		-	-	-	-
NECESAR ET	Status set date		-	-	-	-
	Volum apă adaos		511.853,40	189.130,58	165.114,00	4.843.344,00
	Energie Termică Vândută		362.100,22	382.641,18	384.152,13	8.769.659,63
		Rată de variație anuală ETV	-	-	-	-
		Cotă ETV din necesar ETG	68,4%	86,4%	88,0%	85,0%
	Energie Termică Pierdută		167.323,32	60.333,13	52.384,89	1.549.599,29
		Rată de variație anuală ETP	-	-	-	-
		Cotă ETP din necesar ETG	31,6%	13,6%	12,0%	
	Energie Termică Produsă la Gard		529.423,54	442.974,32	436.537,02	10.319.258,92
		Rată de variație anuală ETG	-	-	-	-
	MT CHP GN	Energie Termică produsă în cogenerare	302.906,94	270.355,28	267.719,33	5.947.816,23
		Cotă ET1 din necesar ETG	57,2%	61,0%	61,3%	57,6%
		Energie Electrică produsă în cogenerare	350.025,80	312.410,55	309.364,56	6.873.032,09
		Energie Electrică consumată de noua sursă	23.000,00	19.295,45	19.000,00	437.815,20
		Energie Electrică livrată în SE de racord la SEN	327.025,80	293.115,09	290.364,56	6.435.216,89
		Energie Combustibil consumat în cogenerare	740.439,19	660.868,47	654.425,03	14.539.106,33
		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	44,2%	44,4%	44,4%	44,3%
		Randament global în cogenerare, net	85,1%	85,3%	85,3%	85,2%
		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%
			305.661,79	272.650,44	269.985,63	5.998.309,72
		Cantitate emisie CO2 în cogenerare	149.539,10	133.469,00	132.167,68	2.936.317,92
		Reducere emisie CO2 în cogenerare	61.711,26	55.064,48	54.526,30	1.211.418,63
		Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, brut	229,03	229,03	229,03	229,03
		Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, net	237,39	236,87	236,82	237,12
	CA GN	Energie Termică de vârf produsă cu cazanele de apă caldă	172.089,97	152.508,31	151.260,71	3.840.051,12
		Cotă ET2 din necesar ETG	32,5%	34,4%	34,7%	37,2%
		Energie Combustibil consumat de cazanele de apă caldă	181.147,34	160.535,07	159.221,80	4.042.159,08
		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

Perioada	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	54.426,63	20.110,72	17.556,98	515.004,65
		Cotă ET3 din necesar ETG	10,3%	4,5%	4,0%	5,0%
		Energie Combustibil consumat de cazanele de abur	57.291,19	21.169,18	18.481,03	542.110,16
		Randament termic cazane de abur	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
	CA + CAS B GN	Energie Termică produsă de cazanele pe gaz	226.516,60	172.619,03	168.817,69	4.355.055,78
		Cotă ET23 din necesar ETG	42,8%	39,0%	38,7%	42,2%
		Energie Combustibil consumat de cazanele pe gaz	238.438,52	181.704,24	177.702,83	4.584.269,24
		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	7.775,17	5.925,14	5.794,66	149.487,04
		Cantitate emisie CO2 aferentă cazanelor pe gaz	48.155,04	36.696,99	35.888,86	925.839,02
		Reducere emisie CO2 aferentă cazanelor pe gaz	1.570,27	1.196,64	1.170,29	30.190,40
		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	529.423,54	442.974,32	436.537,02	10.302.872,00
		Cotă ETS din necesar ETG	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%
		Energie Combustibil consumat de configurație	978.877,72	842.572,71	832.127,86	19.123.375,57
		Randament global configurație	89,8%	89,7%	89,6%	89,8%
		Economie de energie primară, configurație, cf. EED	313.336,96	278.576,58	275.780,29	6.147.796,76
		Cantitate de emisie CO2 configurație	197.694,14	170.165,99	168.056,54	3.862.156,93
		Reducere emisie CO2 configurație	63.281,53	56.261,12	55.696,59	1.241.609,03
		Factor de emisie specifică CO2 configurație, brut	224,79	225,27	225,31	224,86
		Factor de emisie specifică CO2 configurație, net	230,83	231,18	231,20	230,74
	CAF echiv B ref GN	Energie Termică produsă de instalația existentă	-	-	-	16.386,92
		Cotă ET4 din necesar ETG	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
		Energie Combustibil consumat de instalația existentă	0,00	0,00	0,00	19.278,72
		Randament termic instalație existentă				85,0%
		Cantitate de emisie CO2 instalație existentă				3.893,53
		Energie Termică produsă de instalația alternativă (contrafactual)	529.423,54	442.974,32	436.537,02	10.319.258,92
		Cotă ET SR din necesar ETG	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	575.460,37	481.493,82	474.496,76	11.216.585,78
		Randament termic instalație alternativă	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	116.219,98	97.242,49	95.829,37	2.266.301,66
		Reducere / creștere emisie CO2 configurație sursă nouă vs. instalație alternativă	81.474,17	72.923,49	72.227,18	1.596.855,27
	CHP	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - HE CHP (5M)	6.731,3	6.023,8	5.966,1	132.522,8
	CA	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - CA (4C)	1.720,9	1.556,8	1.546,1	39.098,2
	CAS	Nr. ore medii de operare la sarcina nominală - CAS (2C)	3.686,7	1.099,0	911,6	29.094,7
	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	396.936,47	354.280,00	350.825,79	7.794.160,10
		Cantitate anuală de emisie CO2 aferentă producerii EE în cogenerare	80.165,29	71.550,39	70.852,78	1.574.108,57
		Emisie specifică CO2 raportată la EE produsă (brută)	229,03	229,03	229,03	
		Emisie specifică CO2 raportată la EE livrată în SEN (netă)	245,13	244,10	244,01	
	CHP	Emisie maximă NOx	75,00	75,00	75,00	
		Debit orar emisie NOx	15,81	15,81	15,81	
		Cantitate anuală maximă NOx	106,43	95,24	94,33	2.095,39
	CHP	Emisie maximă CO	100,00	100,00	100,00	
		Debit orar emisie CO	21,08	21,08	21,08	
		Cantitate anuală maximă CO	141,91	126,99	125,78	2.793,85

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.3. Centralizator producții, consumuri, performanțe garantate și indicatori pentru configurația propusă în scenariul S2

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		-	-	-	-
	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	343.502,72	306.588,47	303.599,24	6.744.946,24
		Cantitate anuală de emisie CO2 aferentă producerii ET în cogenerare	69.373,81	61.918,61	61.314,90	1.362.209,34
		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**	

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	1	2	3	4	5	6	7	0	0	0	0	0	0	0
-	-	4	real	real	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat
VAD	m3/an	5	1.126.560,00	1.008.143,05	1.126.560,00	1.013.904,00	867.451,20	682.471,20	511.853,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
ETV	MWh/an	6	**331.373,00**	**296.541,14**	**331.373,00**	**331.373,00**	**341.314,19**	**351.553,62**	**362.100,22**	**372.963,23**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**
rv	%	7	0,0%	-10,5%	11,7%	0,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cv	%	8	47,9%	43,6%	47,9%	50,6%	55,2%	61,3%	68,4%	76,9%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%	88,0%
ETP	MWh/an	9	**360.788,00**	**383.384,86**	**360.788,00**	**324.025,00**	**277.323,27**	**222.270,37**	**167.323,32**	**112.307,76**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**
rp	%	10	0,0%	6,3%	-5,9%	-10,2%	-14,4%	-19,9%	-24,7%	-32,9%	-53,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cp	%	11	52,1%	56,4%	52,1%	49,4%	44,8%	38,7%	31,6%	23,1%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%
ETG	MWh/an	12	**692.161,00**	**679.926,00**	**692.161,00**	**655.398,00**	**618.637,46**	**573.823,99**	**529.423,54**	**485.270,99**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**
rg	%	13	0,0%	-1,8%	1,8%	-5,3%	-5,6%	-7,2%	-7,7%	-8,3%	-10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ET1	MWh/an	14	-	-	-	-	-	-	302.906,94	290.522,70	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33
c1	%	15	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	57,2%	59,9%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%
EE1	MWh/an	16	-	-	-	-	-	-	350.025,80	335.715,12	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56
EEC1	MWh/an	17	-	-	-	-	-	13.315,20	23.000,00	21.500,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00
EEN1	MWh/an	18	-	-	-	-	-	13.315,20	327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
EF1	MWh/an	19	-	-	-	-	-	-	740.439,19	710.166,61	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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%	44,2%	44,2%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%
ηgn	%	24	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	85,08%	85,2%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%
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	-	-	-	-	-	-	305.561,79	293.035,24	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63
MC1	tCO2/an	29	-	-	-	-	-	-	149.539,10	143.425,25	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68
ΔMC1	tCO2/an	30	-	-	-	-	-	-	61.711,26	59.181,40	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30
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	-	-	-	-	-	-	237,39	237,17	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82
ET2	MWh/an	33	-	-	-	-	-	484.868,24	172.089,97	157.878,64	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71
c2	%	34	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	84,5%	32,5%	32,5%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%
EF2	MWh/an	35	-	-	-	-	-	510.387,62	181.147,34	166.188,04	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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%

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	1	2	3	4	5	6	7	0	0	0	0	0	0	0
ET3	MWh/an	37	-	-	-	-	-	72.568,84	54.426,63	36.869,65	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98
c3	%	38	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	12,6%	10,3%	7,6%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
EF3	MWh/an	39	-	-	-	-	-	76.388,25	57.291,19	38.810,16	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	-	-	-	-	-	557.437,07	226.516,60	194.748,29	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69
c23	%	42	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	97,1%	42,8%	40,1%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%
EF23	MWh/an	43	-	-	-	-	-	586.775,87	238.438,52	204.998,20	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83
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	-	-	-	-	-	19.134,00	7.775,17	6.684,72	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66
MC23	tCO2/an	47	-	-	-	-	-	118.505,25	48.155,04	41.401,44	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86
ΔMC23	tCO2/an	48	-	-	-	-	-	3.864,30	1.570,27	1.350,05	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29
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	-	-	-	-	-	557.437,07	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
cs	%	51	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	97,1%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
EFS	MWh/an	52	-	-	-	-	-	586.775,87	978.877,72	915.164,80	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86
ηgs	%	53	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,0%	89,8%	89,7%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%
ΔEFS	MWh/an	54,00	-	-	-	-	-	19.134,00	313.336,96	299.719,96	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29
MCS	tCO2/an	55	-	-	-	-	-	118.505,25	197.694,14	184.826,68	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
ΔMCS	tCO2/an	56	-	-	-	-	-	3.864,30	63.281,53	60.531,44	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59
FESS	gCO2/kWh	57	-	-	-	-	-	212,59	224,79	225,13	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31
FESSn	gCO2/kWh	58	-	-	-	-	-	217,79	230,83	231,18	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20
ET4	MWh/an	59	692.161,00	679.926,00	692.161,00	655.398,00	618.637,46	16.386,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c4	%	60	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	2,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EF4	MWh/an	61,00	814.307,06	799.912,94	814.307,06	771.056,47	727.808,78	19.278,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ηb4	%	62	85,0%	85,0%	85,0%	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
MC4	tCO2/an	63,00	164.457,45	161.550,42	164.457,45	155.722,56	146.988,26	3.893,53	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		-	-	-	618.637,46	573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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	-	-	-	-	672.432,02	623.721,73	575.460,37	527.468,47	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
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	-	-	-	-	135.804,37	125.966,84	116.219,98	106.527,53	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
ΔMC SR	tCO2/an	69	-	-	-	-	-	7.461,59	81.474,17	78.299,15	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18
Hom1	oh	70							6.731,27	6.470,44	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06
Hom2	oh	71						4.848,68	1.720,90	1.607,45	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06
Hom3	oh	72						4.915,59	3.686,69	2.259,47	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65
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							396.936,47	380.707,87	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79
MCE = ae*MC = EFE*FE	tCO2/an	75							80.165,29	76.887,76	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78
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							245,13	244,70	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01
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							106,43	102,31	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33
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							141,91	136,41	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78

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	1	2	3	4	5	6	7	0	0	0	0	0	0	0
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							343.502,72	329.458,73	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24
MCT = at*MC = EFT*FE	tCO2/an	75a							69.373,81	66.537,49	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90
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

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	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat	prognozat
VAD	m3/an	5	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
ETV	MWh/an	6	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**	**384.152,13**
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	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**	**52.384,89**
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	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**
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	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33	267.719,33
c1	%	15	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%	61,3%
EE1	MWh/an	16	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56
EEC1	MWh/an	17	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00
EEN1	MWh/an	18	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
EF1	MWh/an	19	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%	44,4%
ηgn	%	24	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%	85,3%
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	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63	269.985,63
MC1	tCO2/an	29	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68
ΔMC1	tCO2/an	30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30	54.526,30
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	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82	236,82
ET2	MWh/an	33	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71	151.260,71
c2	%	34	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%
EF2	MWh/an	35	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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%

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	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98	17.556,98
c3	%	38	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
EF3	MWh/an	39	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69	168.817,69
c23	%	42	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%	38,7%
EF23	MWh/an	43	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83	177.702,83
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	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66	5.794,66
MC23	tCO2/an	47	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86	35.888,86
ΔMC23	tCO2/an	48	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29	1.170,29
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	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86
ηgs	%	53	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%	89,6%
ΔEFS	MWh/an	54,00	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29	275.780,29
MCS	tCO2/an	55	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
ΔMCS	tCO2/an	56	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59	55.696,59
FESS	gCO2/kWh	57	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31	225,31
FESSn	gCO2/kWh	58	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20	231,20
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	61,00	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	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	63,00	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	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
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	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
ΔMC SR	tCO2/an	69	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18	72.227,18
Hom1	oh	70	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06	5.966,06
Hom2	oh	71	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06	1.546,06
Hom3	oh	72	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65	911,65
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	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79	350.825,79
MCE = ae*MC = EFE*FE	tCO2/an	75	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78	70.852,78
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	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01	244,01
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	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33	94,33
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	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78	125,78

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
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	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24	303.599,24
MCT = at*MC = EFT*FE	tCO2/an	75a	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90	61.314,90
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 - Specificaţii tehnice

C.3.4. Centralizator parametri de operare - Scenariul contrafactual SR

Perioada	AN		Y	yyyy	1	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	Perioada de analiză financiară		YAF	y	2	0	0	0	1	2	3	4	5
	Perioada de reabilitare rețele		YRT	y	3	0	0	1	2	3	4	5	6
Necesar ET	Volum Apă Adaos		VAD	m3/an	4	1.126.560,00	1.008.143,05	1.126.560,00	1.013.904,00	867.451,20	682.471,20	511.853,40	346.739,40
	Energie Termică Vândută		ETV	MWh/an	5	**331.373,00**	**296.541,14**	**331.373,00**	331.373,00	341.314,19	351.553,62	362.100,22	372.963,23
	Energie Termică Pierdută		ETP	MWh/an	6	**360.788,00**	**383.384,86**	**360.788,00**	324.025,00	277.323,27	222.270,37	167.323,32	112.307,76
	Energie Termică Produsă la Gard		ETG	MWh/an	7	**692.161,00**	**679.926,00**	**692.161,00**	**655.398,00**	**618.637,46**	**573.823,99**	**529.423,54**	**485.270,99**
existent	CAF GN	Energie Termică produsă de instalația existentă	ET4	MWh/an	8	692.161,00	679.926,00	692.161,00	655.398,00	618.637,46			
		Energie Combustibil consumat de instalația existentă	EF4	MWh/an	9	769.067,78	755.473,33	769.067,78	728.220,00	687.374,96			
		Randament termic instalație existentă	ηb4	%	10	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%			
		Cantitate de emisie CO2 instalație existentă	MC4	tCO2/an	11	155.320,93	152.575,39	155.320,93	147.071,31	138.822,25			
contrafactual	CAF GN echiv.	Energie Termică produsă de instalația alternativă (contrafactual)	ET SR	MWh/an	12	-	-	-	-		573.823,99	529.423,54	485.270,99
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	EF SR	MWh/an	13	-	-	-	-	-	623.721,73	575.460,37	527.468,47
		Randament termic instalație alternativă	ηb SR	%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	MC SR	tCO2/an	15	-	-	-	-	-	125.966,84	116.219,98	106.527,53
	CA + CAS	Căldură maximă la vârf	Qtmax	MWt	16	**160,00**	160,00	160,00	160,00	**160,00**	160,00	160,00	160,00
	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
		Număr cazane echivalente	Nw	buc	18	2	2	2	2	6	6	6	6
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qtw = Nw*Qtw1	MWt	19	232,60	232,60	232,60	232,60	150,00	150,00	150,00	150,00
	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
		Număr cazane echivalente	Ns	buc	21	2	2	2	2	2	2	2	2
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qts = Ns*Qts1	MWt	22	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80
	B = B1+B2	CAPACITATE TERMICĂ NOMINALĂ CAZANE ECHIVALENTE	Qt = Qtw + Qts	MWt	23	**247,40**	**247,40**	**247,40**	**247,40**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**
		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%
		CONSUM NOMINAL COMBUSTIBIL GAZ	Pf = Qt / ηt,ref	MWf	25	**268,91**	**268,91**	**268,91**	**268,91**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**
		Ore de operare pe an (disponibilitate 95%)	Ho	h/an	26					**8.322**	8.322	8.322	8.322
		Căldura medie orară anuală	Qtma	MWt	27					-	69,0	63,6	58,3
		Ore medii de operare la sarcina nominală	Hom	h/an	28					-	3.482	3.213	2.945

Anexa C3 - Specificații tehnice

C.3.4. Centralizator parametri de operare - Scenariul contrafactual SR

Perioadă	AN		Y	yyyy	1	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	Perioada de analiză financiară		YAF	y	2	6	7	8	9	10	11	12	13
	Perioada de reabilitare rețele		YRT	y	3	7	0	0	0	0	0	0	0
Necesar ET	Volum Apă Adaos		VAD	m3/an	4	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
	Energie Termică Vândută		ETV	MWh/an	5	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
	Energie Termică Pierdută		ETP	MWh/an	6	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89
	Energie Termică Produsă la Gard		ETG	MWh/an	7	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**
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	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	EF SR	MWh/an	13	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
		Randament termic instalație alternativă	ηb SR	%	14	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	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
	CA + CAS	Căldură maximă la vârf	Qtmax	MWt	16	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
	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
		Număr cazane echivalente	Nw	buc	18	6	6	6	6	6	6	6	6
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qtw = Nw*Qtw1	MWt	19	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
	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
		Număr cazane echivalente	Ns	buc	21	2	2	2	2	2	2	2	2
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qts = Ns*Qts1	MWt	22	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80
	B = B1+B2	CAPACITATE TERMICĂ NOMINALĂ CAZANE ECHIVALENTE	Qt = Qtw + Qts	MWt	23	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**
		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%
		CONSUM NOMINAL COMBUSTIBIL GAZ	Pf = Qt / ηt,ref	MWf	25	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**
		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
		Căldura medie orară anuală	Qtma	MWt	27	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5
		Ore medii de operare la sarcina nominală	Hom	h/an	28	2.649	2.649	2.649	2.649	2.649	2.649	2.649	2.649

Anexa C3 - Specificații tehnice

C.3.4. Centralizator parametri de operare - Scenariul contrafactual SR

Perioadă	AN		Y	yyyy	1	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
	Perioada de analiză financiară		YAF	y	2	14	15	16	17	18	19	20	21
	Perioada de reabilitare rețele		YRT	y	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Necesar ET	Volum Apă Adaos		VAD	m3/an	4	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
	Energie Termică Vândută		ETV	MWh/an	5	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
	Energie Termică Pierdută		ETP	MWh/an	6	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89
	Energie Termică Produsă la Gard		ETG	MWh/an	7	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**
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	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	EF SR	MWh/an	13	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
		Randament termic instalație alternativă	ηb SR	%	14	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	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
	CA + CAS	Căldură maximă la vârf	Qtmax	MWt	16	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
	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
		Număr cazane echivalente	Nw	buc	18	6	6	6	6	6	6	6	6
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qtw = Nw*Qtw1	MWt	19	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
	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
		Număr cazane echivalente	Ns	buc	21	2	2	2	2	2	2	2	2
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qts = Ns*Qts1	MWt	22	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80
	B = B1+B2	CAPACITATE TERMICĂ NOMINALĂ CAZANE ECHIVALENTE	Qt = Qtw + Qts	MWt	23	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**
		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%
		CONSUM NOMINAL COMBUSTIBIL GAZ	Pf = Qt / ηt,ref	MWt	25	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**
		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
		Căldura medie orară anuală	Qtma	MWt	27	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5
		Ore medii de operare la sarcina nominală	Hom	h/an	28	2.649	2.649	2.649	2.649	2.649	2.649	2.649	2.649

Anexa C3 - Specificaţii tehnice

C.3.4. Centralizator parametri de operare - Scenariul contrafactual SR

Perioada	AN		Y	yyyy	1	2044	2045	2046	2047
	Perioada de analiză financiară		YAF	y	2	22	23	24	25
	Perioada de reabilitare rețele		YRT	y	3	0	0	0	0
Necesar ET	Volum Apă Adaos		VAD	m3/an	4	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
	Energie Termică Vândută		ETV	MWh/an	5	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
	Energie Termică Pierdută		ETP	MWh/an	6	52.384,89	52.384,89	52.384,89	52.384,89
	Energie Termică Produsă la Gard		ETG	MWh/an	7	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**	**436.537,02**
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	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
		Energie Combustibil consumat de instalația alternativă	EF SR	MWh/an	13	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
		Randament termic instalație alternativă	ηb SR	%	14	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
		Cantitate de emisie CO2 produsă de instalația alternativă	MC SR	tCO2/an	15	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
	CA + CAS	Căldură maximă la vârf	Qtmax	MWt	16	160,00	160,00	160,00	160,00
	B1: CA	Capacitate termică nominală unitate cazan de apă caldă	Qtw1	MWt	17	25,00	25,00	25,00	25,00
		Număr cazane echivalente	Nw	buc	18	6	6	6	6
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qtw = Nw*Qtw1	MWt	19	150,00	150,00	150,00	150,00
	B2: CAS	Capacitate termică nominală unitate cazan de apă caldă	Qts1	MWt	20	7,40	7,40	7,40	7,40
		Număr cazane echivalente	Ns	buc	21	2	2	2	2
		Capacitate termică nominală totală cazane de apă caldă	Qts = Ns*Qts1	MWt	22	14,80	14,80	14,80	14,80
	B = B1+B2	CAPACITATE TERMICĂ NOMINALĂ CAZANE ECHIVALENTE	Qt = Qtw + Qts	MWt	23	**164,80**	**164,80**	**164,80**	**164,80**
		Randament termic de referință cazane echivalente	ηt = ηt,ref	%	24	92,00%	92,00%	92,00%	92,00%
		CONSUM NOMINAL COMBUSTIBIL GAZ	Pf = Qt / ηt,ref	MWf	25	**179,13**	**179,13**	**179,13**	**179,13**
		Ore de operare pe an (disponibilitate 95%)	Ho	h/an	26	8.322	8.322	8.322	8.322
		Căldura medie orară anuală	Qtma	MWt	27	52,5	52,5	52,5	52,5
		Ore medii de operare la sarcina nominală	Hom	h/an	28	2.649	2.649	2.649	2.649

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.5. Centralizator parametri de operare și performanțe garantate de configurația propusă în scenariul S1 (ver

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			real	1.126.560,00	331.373,00	0,0%	47,9%	360.788,00	0,0%	52,1%	692.161,00	0,0%	
2021			real	1.008.143,05	296.541,14	-10,5%	43,6%	383.384,86	6,3%	56,4%	679.926,00	-1,8%	
2022		1	prognozat	1.126.560,00	331.373,00	11,7%	47,9%	360.788,00	-5,9%	52,1%	692.161,00	1,8%	
2023	1	2	prognozat	1.013.904,00	331.373,00	0,0%	50,6%	324.025,00	-10,2%	49,4%	655.398,00	-5,3%	
2024	2	3	prognozat	867.451,20	341.314,19	3,0%	55,2%	277.323,27	-14,4%	44,8%	618.637,46	-5,6%	
2025	3	4	prognozat	682.471,20	351.553,62	3,0%	61,3%	222.270,37	-19,9%	38,7%	573.823,99	-7,2%	
2026	4	5	prognozat	511.853,40	362.100,22	3,0%	68,4%	167.323,32	-24,7%	31,6%	529.423,54	-7,7%	
2027	5	6	prognozat	346.739,40	372.963,23	3,0%	76,9%	112.307,76	-32,9%	23,1%	485.270,99	-8,3%	
2028	6	7	prognozat	165.114,00	384.152,13	3,0%	88,0%	52.384,89	-53,4%	12,0%	436.537,02	-10,0%	
2029	7		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2030	8		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2031	9		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2032	10		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2033	11		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2034	12		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2035	13		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2036	14		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2037	15		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2038	16		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2039	17		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2040	18		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2041	19		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2042	20		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2043	21		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2044	22		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2045	23		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2046	24		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2047	25		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2048			prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2049			prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2050			prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
Centralizator valori statistice													
2026 2047	22		total perioadă	4.160.873	8.418.106		86,4%	1.327.329		13,6%	9.745.435		
2026	1		primul an	511.853	362.100		68,4%	167.323		31,6%	529.424		
2026 2047	22		medie anuală	189.131	382.641		86,4%	60.333		13,6%	442.974		
2047	22		ultimul an	165.114	384.152	6,1%	88,0%	52.385	-68,7%	12,0%	436.537	-17,5%	

Anexa C3

C3.5. Centsiune ani verticali)

Perioad		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			0,0%																	
2021			0,0%																	
2022			0,0%																	
2023	1		0,0%																	
2024	2		0,0%																	
2025	3		0,0%		13.315,20	- 13.315,20								92,0%						
2026	4	302.906,94	57,2%	190.077,47	15.500,00	174.577,47	559.051,39	34,0%	54,2%	88,2%	31,2%	85,4%	48,81%	92,0%	22,2%	159.602,17	112.906,02	32.233,25	229,03	236,46
2027	5	291.169,80	60,0%	182.712,28	15.000,00	167.712,28	537.389,07	34,0%	54,2%	88,2%	31,2%	85,4%	48,81%	92,0%	22,2%	153.423,92	108.531,10	30.985,50	229,03	236,51
2028	6	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2029	7	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2030	8	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2031	9	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2032	10	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2033	11	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2034	12	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2035	13	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2036	14	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2037	15	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2038	16	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2039	17	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2040	18	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2041	19	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2042	20	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2043	21	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2044	22	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2045	23	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2046	24	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2047	25	268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2048		268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2049		268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
2050		268.473,07	61,5%	168.469,84	13.500,00	154.969,84	495.499,52	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.444,53	100.071,08	28.566,14	229,03	236,33
Centralizato																				
2026 2047	22	5.963.538	61,2%	3.742.186	300.500	3.441.686	11.006.431	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	3.141.917	2.222.859	634.542	229,03	236,34
2026	1	302.907	57,2%	190.077	15.500	174.577	559.051	34,0%	54,2%	88,2%	31,2%	85,4%	48,81%	92,0%	22,2%	159.602	112.906	32.233	229,03	236,46
2026 2047	22	271.070	61,2%	170.099	13.659	156.440	500.292	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	142.814	101.039	28.843	229,03	236,34
2047	22	268.473	61,5%	168.470	13.500	154.970	495.500	34,0%	54,2%	88,2%	31,3%	85,5%	48,81%	92,0%	22,2%	141.445	100.071	28.566	229,03	236,33

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			0,0%				0,0%												
2021			0,0%				0,0%												
2022			0,0%				0,0%												
2023	1		0,0%				0,0%												
2024	2		0,0%				0,0%												
2025	3	484.868,24	84,5%	510.387,62	95,0%	72.568,84	12,6%	76.388,25	95,0%	557.437,07	97,1%	586.775,87	95,0%	92,0%	19.134,00	118.505,25	3.864,30	212,59	
2026	4	172.089,97	32,5%	181.147,34	95,0%	54.426,63	10,3%	57.291,19	95,0%	226.516,60	42,8%	238.438,52	95,0%	92,0%	7.775,17	48.155,04	1.570,27	212,59	
2027	5	157.231,54	32,4%	165.506,88	95,0%	36.869,65	7,6%	38.810,16	95,0%	194.101,19	40,0%	204.317,04	95,0%	92,0%	6.662,51	41.263,87	1.345,56	212,59	
2028	6	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2029	7	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2030	8	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2031	9	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2032	10	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2033	11	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2034	12	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2035	13	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2036	14	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2037	15	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2038	16	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2039	17	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2040	18	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2041	19	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2042	20	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2043	21	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2044	22	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2045	23	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2046	24	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2047	25	150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2048		150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2049		150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
2050		150.506,97	34,5%	158.428,39	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.063,95	38,5%	176.909,42	95,0%	92,0%	5.768,79	35.728,63	1.165,06	212,59	
Centralizato																			
2026 2047	22	3.339.461	34,3%	3.515.222	95,0%	442.436	4,5%	465.722	95,0%	3.781.897	93,0%	3.980.944	95,0%	92,0%	129.813	803.991	26.217	212,59	
2026	4	172.090	32,5%	181.147	95,0%	54.427	10,3%	57.291	95,0%	226.517	80,1%	238.439	95,0%	92,0%	7.775	48.155	1.570	212,59	
2026 2047	22	151.794	34,3%	159.783	95,0%	20.111	4,5%	21.169	95,0%	171.904	93,1%	180.952	95,0%	92,0%	5.901	36.545	1.192	212,59	
2047	22	150.507	34,5%	158.428	95,0%	17.557	4,0%	18.481	95,0%	168.064	94,4%	176.909	95,0%	92,0%	5.769	35.729	1.165	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		-	0,0%							
2021		-	0,0%							
2022		-	0,0%							
2023	1	-	0,0%							
2024	2	-	0,0%							
2025	3	557.437,07	97,1%	586.775,87	95,0%	19.134,00	118.505,25	3.864,30	212,59	217,79
2026	4	529.423,54	100,0%	797.489,91	90,2%	167.377,34	161.061,06	33.803,53	223,85	228,78
2027	5	485.270,99	100,0%	741.706,11	90,1%	160.086,44	149.794,97	32.331,06	224,25	229,40
2028	6	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2029	7	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2030	8	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2031	9	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2032	10	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2033	11	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2034	12	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2035	13	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2036	14	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2037	15	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2038	16	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2039	17	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2040	18	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2041	19	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2042	20	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2043	21	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2044	22	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2045	23	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2046	24	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2047	25	436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2048		436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2049		436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
2050		436.537,02	100,0%	672.408,94	90,0%	147.213,32	135.799,71	29.731,20	224,46	229,58
Centralizato										
2026 2047	22	9.745.435	100,0%	14.987.375	90,0%	3.271.730	3.026.850	660.759	224,42	229,53
2026	1	529.424	100,0%	797.490	90,2%	167.377	161.061	33.804	223,85	228,78
2026 2047	22	442.974	100,0%	681.244	90,0%	148.715	137.584	30.034	224,42	229,53
2047	22	436.537	100,0%	672.409	90,0%	147.213	135.800	29.731	224,46	229,58

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		692.161,00	100,0%	814.307,06	85,0%	164.457,45						
2021		679.926,00	100,0%	799.912,94	85,0%	161.550,42						
2022		692.161,00	100,0%	814.307,06	85,0%	164.457,45						
2023	1	655.398,00	100,0%	771.056,47	85,0%	155.722,56						
2024	2	618.637,46	100,0%	727.808,78	85,0%	146.988,26	618.637,46	100,0%	672.432,02	92,0%	135.804,37	
2025	3	16.386,92	2,9%	19.278,72	85,0%	3.893,53	573.823,99	100,0%	623.721,73	92,0%	125.966,84	- 7.461,59
2026	4	-	0,0%	-	n/a	n/a	529.423,54	100,0%	575.460,37	92,0%	116.219,98	44.841,09
2027	5	-	0,0%	-	n/a	n/a	485.270,99	100,0%	527.468,47	92,0%	106.527,53	43.267,43
2028	6	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2029	7	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2030	8	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2031	9	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2032	10	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2033	11	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2034	12	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2035	13	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2036	14	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2037	15	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2038	16	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2039	17	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2040	18	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2041	19	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2042	20	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2043	21	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2044	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2045	23	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2046	24	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2047	25	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2048		-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2049		-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
2050		-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	39.970,34
Centralizato												
2026 2047	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	9.745.435	100,0%	10.592.864	92,0%	2.139.335	887.515
2026	18	-	0,0%	-	n/a	n/a	529.424	100,0%	575.460	92,0%	116.220	44.841
2026 2047	22	-	0,0%	-			442.974,32	100,0%	481.494			
2047	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537	100,0%	474.497	92,0%	95.829	39.970

Anexa C3
C3.5. Cent

Perioadă		EED (27/2012/EU), art. 2 (41)								EED II Recast 2022.06 (27/2012/EU), art. 24 alin. 1								
		I				II					I				II			
AN	AF	CHP GN	RE	CHP +RE	CA GN	CHP GN	RE	CHP +RE	CA GN		CHP GN	RE	CHP +RE	CA GN	CHP GN	RE	CHP +RE	CA GN
yyyy	y																	
1	2																	
2020		75%			25%	45%	5%	50%	50%	(a)	75%			25%	47%	3%	50%	50%
2021		75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	49%	1%	50%	50%
2022		75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	48%	2%	50%	50%
2023	1	75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	46%	4%	50%	50%
2024	2	75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	45%	5%	50%	50%
2025	3	75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	47%	3%	50%	50%
2026	4	75%			25%	45%	5%	50%	50%	(b)	80%			20%	45%	5%	50%	50%
2027	5	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2028	6	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2029	7	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2030	8	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2031	9	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2032	10	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2033	11	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2034	12	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2035	13	75%			25%	45%	5%	50%	50%	(c)					45%	35%	80%	20%
2036	14	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2037	15	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2038	16	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2039	17	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2040	18	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2041	19	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2042	20	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2043	21	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2044	22	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2045	23	75%			25%	45%	5%	50%	50%	(d)					45%	50%	95%	5%
2046	24	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	50%	95%	5%
2047	25	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	50%	95%	5%
2048		75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	50%	95%	5%
2049		75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	50%	95%	5%
2050		75%			25%	45%	5%	50%	50%	(e)					0%	100%	100%	0%
Centralizat																		
2026 2047	22																	
2026	1																	
2026 2047	22																	
2047	22																	

Anexa C3 - Specificații tehnice

C3.6. Centralizator parametri de operare și performanțe garantate de configurația propusă în scenariul S2 (ver

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			real	1.126.560,00	331.373,00	0,0%	47,9%	360.788,00	0,0%	52,1%	692.161,00	0,0%	
2021			real	1.008.143,05	296.541,14	-10,5%	43,6%	383.384,86	6,3%	56,4%	679.926,00	-1,8%	
2022		1	prognozat	1.126.560,00	331.373,00	11,7%	47,9%	360.788,00	-5,9%	52,1%	692.161,00	1,8%	
2023	1	2	prognozat	1.013.904,00	331.373,00	0,0%	50,6%	324.025,00	-10,2%	49,4%	655.398,00	-5,3%	
2024	2	3	prognozat	867.451,20	341.314,19	3,0%	55,2%	277.323,27	-14,4%	44,8%	618.637,46	-5,6%	
2025	3	4	prognozat	682.471,20	351.553,62	3,0%	61,3%	222.270,37	-19,9%	38,7%	573.823,99	-7,2%	
2026	4	5	prognozat	511.853,40	362.100,22	3,0%	68,4%	167.323,32	-24,7%	31,6%	529.423,54	-7,7%	
2027	5	6	prognozat	346.739,40	372.963,23	3,0%	76,9%	112.307,76	-32,9%	23,1%	485.270,99	-8,3%	
2028	6	7	prognozat	165.114,00	384.152,13	3,0%	88,0%	52.384,89	-53,4%	12,0%	436.537,02	-10,0%	
2029	7		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2030	8		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2031	9		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2032	10		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2033	11		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2034	12		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2035	13		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2036	14		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2037	15		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2038	16		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2039	17		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2040	18		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2041	19		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2042	20		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2043	21		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2044	22		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2045	23		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2046	24		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2047	25		prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2048			prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2049			prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
2050			prognozat	165.114,00	384.152,13	0,0%	88,0%	52.384,89	0,0%	12,0%	436.537,02	0,0%	
Centralizator valori statistice													
2026 2047	22		total perioadă	4.160.873	8.418.106		86,4%	1.327.329		13,6%	9.745.435		
2026	1		primul an	511.853	362.100		68,4%	167.323		31,6%	529.424		
2026 2047	22		medie anuală	189.131	382.641		86,4%	60.333		13,6%	442.974		
2047	22		ultimul an	165.114	384.152	6,1%	88,0%	52.385	-68,7%	12,0%	436.537	-17,5%	

Anexa C3

C3.6. Centsiune ani verticali)

Perioad		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			0,0%																	
2021			0,0%																	
2022			0,0%																	
2023	1		0,0%																	
2024	2		0,0%																	
2025	3		0,0%		13.315,20	- 13.315,20								92,0%						
2026	4	302.906,94	57,2%	350.025,80	23.000,00	327.025,80	740.439,19	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	305.561,79	149.539,10	61.711,26	229,03	237,39
2027	5	290.522,70	59,9%	335.715,12	21.500,00	314.215,12	710.166,61	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,2%	48,84%	92,0%	29,2%	293.035,24	143.425,25	59.181,40	229,03	237,17
2028	6	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2029	7	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2030	8	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2031	9	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2032	10	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2033	11	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2034	12	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2035	13	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2036	14	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2037	15	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2038	16	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2039	17	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2040	18	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2041	19	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2042	20	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2043	21	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2044	22	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2045	23	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2046	24	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2047	25	267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2048		267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2049		267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
2050		267.719,33	61,3%	309.364,56	19.000,00	290.364,56	654.425,03	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.985,63	132.167,68	54.526,30	229,03	236,82
Centralizato																				
2026 2047	22	5.947.816	61,0%	6.873.032	424.500	6.448.532	14.539.106	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	5.998.310	2.936.318	1.211.419	229,03	236,87
2026	1	302.907	57,2%	350.026	23.000	327.026	740.439	47,3%	40,9%	88,2%	44,2%	85,1%	48,83%	92,0%	29,2%	305.562	149.539	61.711	229,03	237,39
2026 2047	22	270.355	61,0%	312.411	19.295	293.115	660.868	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	272.650	133.469	55.064	229,03	236,87
2047	22	267.719	61,3%	309.365	19.000	290.365	654.425	47,3%	40,9%	88,2%	44,4%	85,3%	48,84%	92,0%	29,2%	269.986	132.168	54.526	229,03	236,82

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			0,0%				0,0%													
2021			0,0%				0,0%													
2022			0,0%				0,0%													
2023	1		0,0%				0,0%													
2024	2		0,0%				0,0%													
2025	3	484.868,24	84,5%	510.387,62	95,0%	72.568,84	12,6%	76.388,25	95,0%	557.437,07	97,1%	586.775,87	95,0%	92,0%	19.134,00	118.505,25	3.864,30	212,59		
2026	4	172.089,97	32,5%	181.147,34	95,0%	54.426,63	10,3%	57.291,19	95,0%	226.516,60	42,8%	238.438,52	95,0%	92,0%	7.775,17	48.155,04	1.570,27	212,59		
2027	5	157.878,64	32,5%	166.188,04	95,0%	36.869,65	7,6%	38.810,16	95,0%	194.748,29	40,1%	204.998,20	95,0%	92,0%	6.684,72	41.401,44	1.350,05	212,59		
2028	6	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2029	7	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2030	8	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2031	9	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2032	10	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2033	11	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2034	12	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2035	13	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2036	14	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2037	15	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2038	16	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2039	17	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2040	18	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2041	19	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2042	20	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2043	21	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2044	22	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2045	23	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2046	24	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2047	25	151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2048		151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2049		151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
2050		151.260,71	34,7%	159.221,80	95,0%	17.556,98	4,0%	18.481,03	95,0%	168.817,69	38,7%	177.702,83	95,0%	92,0%	5.794,66	35.888,86	1.170,29	212,59		
Centralizato																				
2026 2047	22	3.355.183	34,4%	3.531.771	95,0%	442.436	4,5%	465.722	95,0%	3.797.619	93,0%	3.997.493	95,0%	92,0%	130.353	807.334	26.326	212,59		
2026	1	172.090	32,5%	181.147	95,0%	54.427	10,3%	57.291	95,0%	226.517	80,1%	238.439	95,0%	92,0%	7.775	48.155	1.570	212,59		
2026 2047	22	152.508	34,4%	160.535	95,0%	20.111	4,5%	21.169	95,0%	172.619	93,1%	181.704	95,0%	92,0%	5.925	36.697	1.197	212,59		
2047	22	151.261	34,7%	159.222	95,0%	17.557	4,0%	18.481	95,0%	168.818	94,5%	177.703	95,0%	92,0%	5.795	35.889	1.170	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		-	0,0%							
2021		-	0,0%							
2022		-	0,0%							
2023	1	-	0,0%							
2024	2	-	0,0%							
2025	3	557.437,07	97,1%	586.775,87	95,0%	19.134,00	118.505,25	3.864,30	212,59	217,79
2026	4	529.423,54	100,0%	978.877,72	89,8%	313.336,96	197.694,14	63.281,53	224,79	230,83
2027	5	485.270,99	100,0%	915.164,80	89,7%	299.719,96	184.826,68	60.531,44	225,13	231,18
2028	6	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2029	7	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2030	8	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2031	9	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2032	10	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2033	11	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2034	12	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2035	13	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2036	14	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2037	15	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2038	16	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2039	17	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2040	18	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2041	19	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2042	20	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2043	21	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2044	22	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2045	23	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2046	24	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2047	25	436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2048		436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2049		436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
2050		436.537,02	100,0%	832.127,86	89,6%	275.780,29	168.056,54	55.696,59	225,31	231,20
Centralizato										
2026 2047	22	9.745.435	100,0%	18.536.600	89,7%	6.128.663	3.743.652	1.237.745	225,27	231,18
2026	1	529.424	100,0%	978.878	89,8%	313.337	197.694	63.282	224,79	230,83
2026 2047	22	442.974	100,0%	842.573	89,7%	278.576	170.166	56.261	225,27	231,18
2047	22	436.537	100,0%	832.128	89,6%	275.780	168.057	55.697	225,31	231,20

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		692.161,00	100,0%	814.307,06	85,0%	164.457,45								
2021		679.926,00	100,0%	799.912,94	85,0%	161.550,42								
2022		692.161,00	100,0%	814.307,06	85,0%	164.457,45								
2023	1	655.398,00	100,0%	771.056,47	85,0%	155.722,56								
2024	2	618.637,46	100,0%	727.808,78	85,0%	146.988,26	618.637,46	100,0%	672.432,02	92,0%	135.804,37			
2025	3	16.386,92	2,9%	19.278,72	85,0%	3.893,53	573.823,99	100,0%	623.721,73	92,0%	125.966,84	- 7.461,59		
2026	4	-	0,0%	-	n/a	n/a	529.423,54	100,0%	575.460,37	92,0%	116.219,98	81.474,17		
2027	5	-	0,0%	-	n/a	n/a	485.270,99	100,0%	527.468,47	92,0%	106.527,53	78.299,15		
2028	6	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2029	7	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2030	8	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2031	9	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2032	10	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2033	11	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2034	12	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2035	13	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2036	14	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2037	15	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2038	16	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2039	17	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2040	18	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2041	19	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2042	20	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2043	21	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2044	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2045	23	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2046	24	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2047	25	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2048		-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2049		-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
2050		-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537,02	100,0%	474.496,76	92,0%	95.829,37	72.227,18		
Centralizato														
2026 2047	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	9.745.435	100,0%	10.592.864	92,0%	2.139.335	1.604.317		
2026	1	-	0,0%	-	n/a	n/a	529.424	100,0%	575.460	92,0%	116.220	81.474		
2026 2047	22	-	0,0%	-			442.974,32	100,0%	481.494					
2047	22	-	0,0%	-	n/a	n/a	436.537	100,0%	474.497	92,0%	95.829	72.227		

Anexa C3

C3.6. Cent

Perioadă		EED (27/2012/EU), art. 2 (41)								EED II Recast 2022.06 (27/2012/EU), art. 24 alin. 1								
AN	AF	I				II					I				II			
yyyy	y	CHP GN	RE	CHP +RE	CA GN	CHP GN	RE	CHP +RE	CA GN		CHP GN	RE	CHP +RE	CA GN	CHP GN	RE	CHP +RE	CA GN
1	2																	
2020		75%			25%	45%	5%	50%	50%	(a)	75%			25%	47%	3%	50%	50%
2021		75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	49%	1%	50%	50%
2022		75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	48%	2%	50%	50%
2023	1	75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	46%	4%	50%	50%
2024	2	75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	45%	5%	50%	50%
2025	3	75%			25%	45%	5%	50%	50%		75%			25%	47%	3%	50%	50%
2026	4	75%			25%	45%	5%	50%	50%	(b)	80%			20%	45%	5%	50%	50%
2027	5	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2028	6	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2029	7	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2030	8	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2031	9	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2032	10	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2033	11	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2034	12	75%			25%	45%	5%	50%	50%		80%			20%	45%	5%	50%	50%
2035	13	75%			25%	45%	5%	50%	50%	(c)					45%	35%	80%	20%
2036	14	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2037	15	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2038	16	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2039	17	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2040	18	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2041	19	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2042	20	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2043	21	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2044	22	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	35%	80%	20%
2045	23	75%			25%	45%	5%	50%	50%	(d)					45%	50%	95%	5%
2046	24	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	50%	95%	5%
2047	25	75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	50%	95%	5%
2048		75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	50%	95%	5%
2049		75%			25%	45%	5%	50%	50%						45%	50%	95%	5%
2050		75%			25%	45%	5%	50%	50%	(e)					0%	100%	100%	0%
Centralizato																		
2026 2047	22																	
2026	1																	
2026 2047	22																	
2047	22																	

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 14,1 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.	50	50
		- 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	5
2		Număr de ore medii de operare la sarcina nominală, pentru obținerea energiei termice anuale de referință	Ho; Ho = ET,ref/Qt	ore/an	6.731,27	6.731,27
3		Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	22,5	9,0
4		Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	45,0	45,0
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**	**302.907**	**302.907**
6		Energie termică totală consumată (ipoteză)	ETC	MWh(t)/an	0	0
7		Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	302.907	302.907
8		Putere electrică unitară	Pe1	MWe	14,119	10,4
9		Putere electrică totală	Pe = N*Pe1	MWe	28,2	52
10		Energie electrică totală produsă	EE = Pe*Ho	MWh(e)/an	190.077	350.026
11		Putere termică de combustie unitară	Pf1	MWf	41,53	22,0
12		Putere termică de combustie totală	Pf = N*Pf	MWf	83,05	110,0
13		Energie combustibil total consumat	EF = Pf*Ho	MWh(f)/an	559.056	740.439
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	15.500	23.000
18		Pondere energie electrică consumată	wi = EEC / EE	%	8,15%	6,57%
19		Putere electrică medie consumată de serviciile proprii	Pec = EEC/Ho	MWe	2,30	3,42
20		Energie electrică livrată în SEN	EEN = EE - EEC	MWh(e)/an	174.577	327.026
21		Capacitate utilă unitară de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență	Pu1 = Qt1 + Pe1	MW	36,6	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**	**73,2**	**97,0**
23		Energie utilă produsă	EU = EE + ET	MWh/an	492.984	652.933
24		Energie utilă livrată	EUN = EEN + ETN	MWh/an	477.484	629.933
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)	%	48,81%	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%

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*
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)	%	22,21%	29,21%
		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	718.657	1.046.001
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**	**159.601**	**305.562**
				tep/an	**13.723**	**26.274**
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	8,387	4,443
31		Debit de emisie CO2 total generat prin arderea GN	qc = qc1*N	tCO2/h	16,774	22,216
32		Cantitate de emisie CO2 generată prin arderea GN de instalația de cogenerare	MC = qc*Ho	tCO2/an	112.907	149.539
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	145.140	211.250
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**	**32.233**	**61.711**
			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**	**229,0**	**229,0**
		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	236,5	237,4
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	43.533,23	80.165,29
40		Cantitate de emisie CO2 generată prin arderea GN aferentă producerii energiei termice în cogenerare de înaltă eficiență	MCT = MC*at	tCO2/an	69.373,81	69.373,81
41		Emisie specifică de CO2 pentru instalația de cogenerare, raportată la energia electrică utilă (brută)	FESE = MCE*1000/EE	gCO2/kWh(e)	229,03	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)	249,36	245,13
		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	43.533,23	80.165,29
45		Emisie specifică de referință (valoare nespecificată în Ghid) *# 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	43.644,37	81.756,45
			MCE ref v2 EE GN	tCO2/an	67.070,92	125.640,04
			MCE ref v3 EE Cărbune	tCO2/an	143.708,68	269.201,10
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	111,14	1.591,16
			ΔMCE ref v2 EE GN	tCO2/an	23.537,69	45.474,75
			ΔMCE ref v3 EE Cărbune	tCO2/an	100.175,45	189.035,81
48		Debit gaze de ardere uscate, estimat per unitate	qg1	Nm3/h	117.000	42.164
49		Debit gaze de ardere uscate, total	qg = qg1*N	Nm3/h	234.000,00	210.820,00

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*
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	7,25	15,81
52		Cantitate maximă de emisie NOx anuală @ 15% O2 analiză uscată	MNOX	t/an	48.828,60	106.431,40
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	7,25	21,08
55		Cantitate maximă de emisie NOx anuală @ 15% O2 analiză uscată	MCO	t/an	48.828,60	141.908,54
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.	50	50
		- 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	1.720,90	1.720,90
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**	**172.090**	**172.090**
6		Energie termică totală consumată (ipoteză)	ETC	MWh(t)/an	0	0
7		Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	172.090	172.090
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	181.148	181.148
14		Randament			95,0%	95,0%
15		Masă emisie CO2	MC	tCO2/an	36.585	36.585
16		Masă emisie CO2 referință	MC,ref	tCO2/an	37.778	37.778
17		Reducere emisie CO2	ΔMC	tCO2/an	1.193	1.193
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	5.907	5.907

		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

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*
		- an de referință (primul an de producție completă)	Y	yyyy	2026	2026
1		Număr de unități în cadrul instalației de cogenerare	N	buc	2	2
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	3.686,44	3.686,44
3		Capacitate termică unitară	Qt1	MWt	7,382	7,382
4		Capacitate termică totală	Qt = N*Qt1	MWt	14,764	14,764
5		**Energie termică totală produsă (ET anuală de referință din scenariul S2)**	**ET = Qt*Ho = ET,ref**	**MWh(t)/an**	**54.427**	**54.427**
6		Energie termică totală consumată (ipoteză)	ETC	MWh(t)/an	0	0
7		Energie termică totală livrată	ETN = ET - ETC	MWh(t)/an	54.427	54.427
11		Putere termică de combustie unitară	Pf1	MWf	7,771	7,771
12		Putere termică de combustie totală	Pf = N*Pf	MWf	15,541	15,541
13		Energie combustibil total consumat	EF = Pf*Ho	MWh(f)/an	57.291	57.291
14		Randament			95,0%	95,0%
15		Masă emisie CO2	MC	tCO2/an	11.571	11.571
16		Masă emisie CO2 referință	MC,ref	tCO2/an	11.948	11.948
17		Reducere emisie CO2	ΔMC	tCO2/an	377,3	377,3
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	1.868,2	1.868,2

Avantaje S2 față de S1

1) Flexibilitate mai mare în operare, prin numărul de unități care participă la asigurarea necesarului de energie termică în cadrul SACET.

2) 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.

3) 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.

4) Obținerea unui factor de emisie specifică de CO2 mai mic, raportat la energia electrică netă livrată în SEN.

5) Stabilitatea și predictibilitatea mai mare a producției de energie (capacitatea turbinelor de gaz este variabilă cu temperatura aerului - scade la creșterea temperaturii)

Obiect 1	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CHP TG GN	N		buc	2		EED
	Pf1	Pf1 = Pe1/ηe1	kWf	41.526		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	83.053		
	Pe1	ηe = Pe1/Pf1	kWe	14.119	34,0%	48,81%
	Pe	Pe = N*Pe1	kWe	28.238		
	Qt1	ηt = Qt1/Pf1	kWt	22.500	54,2%	92,00%
	Qt	Qt = N*Qt1	kWt	45.000		
	Pu1	Pu1 = Pe1 + Qt1; ηg = Pu1/Pf1	kW	36.619	88,2%	
	Pu	Pu = N*Pu1	kW	73.238		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	8,387		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	16,773		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	229,0	-8,4%	
	EEP	EEP = 1 - 1/((ηt/ηt,ref) + (ηe/ηe,ref))	%	22,2%		
		EEP = 1 - Pf/Pf,ref = ΔPf/Pf,ref	%	22,2%		
	Pf,ref	Pf,ref = Pe/ηe,ref + Qt/ηt,ref	kWf	106.764		
	ΔPf	ΔPf = Pf,ref - Pf	kWf	23.711	22,2%	
	qc,ref	qc,ref = Pf,ref*FE	tCO2/h	21,562		
	Δqc	Δqc = qc,ref - qc	tCO2/h	4,789	22,2%	

Obiect 2	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		

Obiect 2	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CAS GN	N		buc	2		EED
	Pf1		kWf	7.770		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	15.540		
	qs1		t/h	12,0		
	qs	qs = N*qs1	t/h	24,0		
	Qts1	Qts1 = Pf1 * ηb	kWt	7.382	95%	92,0%
	Qtsg	Qts3 = N*Qts1	kWt	14.763		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	1,569		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	3,138		
	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	16.047		
	Δqc	Δqc = Δqc1*N	tCO2/h	3,241		

Anexa C3.8.S2 - Performanţele orare ale surselor de producere a energiei termice şi electrice **Scenariul S2**

Obiect 1	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
MT CHP GN	N		buc	5		EED
	Pf1		kWf	22.000		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	110.000		
	Pe1	ηe = Pe1/Pf1	kWe	10.400	47,3%	48,83%
	Pe	Pe = N*Pe1	kWe	52.000		
	Qt1	ηt = Qt1/Pf1	kWt	9.000	40,9%	92,00%
	Qt	Qt = N*Qt1	kWt	45.000		
	Pu1	Pu1 = Pe1 + Qt1; ηg = Pu1/Pf1	kW	19.400	88,2%	
	Pu	Pu = N*Pu1	kW	97.000		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	4,443		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	22,216		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	229,0	-8,4%	
	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	155.394		
	ΔPf	ΔPf = Pf,ref - Pf	kWf	45.394	29,2%	
	qc,ref	qc,ref = Pf,ref*FE	tCO2/h	31,383		
	Δqc	Δqc = qc,ref - qc	tCO2/h	9,168	29,2%	

Obiect 2	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		

Obiect 2	Parametru	Formulă	UM	Valoare	Randament	REF
CAS GN	N		buc	2		EED
	Pf1		kWf	7.770		
	Pf	Pf = N*Pf1	kWf	15.540		
	qs1		t/h	12,0		
	qs	qs = N*qs1	t/h	24,0		
	Qts1	Qts1 = Pf1 * ηb	kWt	7.382	95%	92,0%
	Qtsg	Qts3 = N*Qts1	kWt	14.763		
	qc1	qc1 = Pf1*FE	tCO2/h	1,569		
	qc	qc = N*qc1	tCO2/h	3,138		
	fes	fes = qc / Pu	tCO2/kWh	212,6		

ANEXA C3.9

LISTA REGLEMENTĂRILOR TEHNICE ŞI LEGISLATIVE SPECIFICE PROIECTELOR DE INVESTIŢII ÎN CENTRALE DE COGENERARE

- SINTEZĂ -

Această anexă include o sinteză a principalelor reglementări tehnice şi legislative aplicabile investiţiilor publice sau private în centrale de producere în cogenerare a energiei termice şi electrice.

1 Sisteme de management

- **(SR) EN ISO 9001:2015** – Sistem de management al Calităţii. Cerinţe;
- **(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. Cerinţe cu Ghid de utilizare;
- **(SR) OHSAS 18001:2008** – Sistem de management al sănătăţii şi securităţii ocupaţionale. Cerinţe;
- **(SR) EN ISO 50001** – Sisteme de management al energiei. Cerinţe şi Ghid de utilizare

2 Reglementări generale aplicabile investiţiilor

2.1 Investiţii publice sau private

- **HG nr. 907/2016** – Etapele de elaborare şi Conţinutul-cadru al documentaţiilor tehnico-economice aferente obiectivelor / proiectelor de investiţii publice sau private, finanţate din fonduri publice (modificată prin HG nr. 79/2017);

2.2 Construcţii şi instalaţii aferente acestora (C+I)

- **Legea nr. 10/1995** – Calitatea în construcţii (modificată şi 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 construcţii (cu modificările şi completările ulterioare, ultima ediţie 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 naţională 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 națională de prevenire a situațiilor de urgență
- **HG nr. 642/2005** – Criteriile de clasificare a unităților administrativ-teritoriale, instituțiilor publice și operatorilor economici din punct de vedere al protecției civile, în funcție 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 situațiilor 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 contravenţiilor 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 – Ţevi de oţel fără sudură utilizate la presiune. Condiţii tehnice de livrare. Partea 5. Ţevi de oţel inoxidabil
- SR EN 10002-1:2002 – Materiale metalice. Incercarea la tracţiune. Metode de încercare la temperatura ambiantă;
- SR EN 10222-2:2002 / AC:2002 – Piese forjate din oţel pentru recipiente sub presiune. Partea 2: Oţeluri feritice şi martensitice cu caracteristici specificate la temperatură ridicată
- SR EN ISO 8492:2005 – Materiale metalice. Ţevi. Încercarea la aplatizare;
- SR EN ISO 8496:2005 – Materiale metalice. Ţevi. Încercarea la tracţiune pe inel;
- SR EN ISO 8493:2005 – Materiale metalice. Ţevi. Încercarea la lărgire;
- SR EN ISO 8495:2005 – Materiale metalice. Ţevi. Încercarea la lărgire a inelului;
- SR EN ISO 148–1:2011 Materiale metalice. Încercarea la încovoiere prin şoc 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 ţevilor din oţel. Partea 7: Examinarea automată cu ultrasunete pe toată circumferinţa ţevilor de oţel fără sudură şi sudate (cu excepţia celor sudate sub strat de flux) pentru detectarea imperfecţiunilor longitudinale;
- SR EN 10246-6:2006 – Examinări nedistructive ale ţevilor din oţel. Examinarea automată cu ultrasunete pe toată circumferinţa ţevilor de oţel sudate pentru detectarea imperfecţiunilor transversale;
- SR EN 10246-14:2002 – Examinări nedistructive ale ţevilor din oţel. Examinarea automată cu ultrasunete a ţevilor de oţel fără sudură şi sudate (cu excepţia celor sudate sub strat de flux) pentru detectarea imperfecţiunilor de laminare;
- SR EN 10253-2:2008 – *Racorduri pentru sudare cap la cap. Partea 2: Oţeluri nealiate şi oţeluri aliate feritice cu condiţii de inspecţie specifice.*
- SR EN 10253-5:2005 – Racorduri pentru sudare cap la cap. Partea 4: Oţel inoxidabil austenitic cu condiţii de inspecţie specifice.
- SR EN 1092-1:2008 – Flanşe şi îmbinările lor. Flanşe rotunde pentru conducte, robinete, racorduri şi accesorii desemnate prin PN. Partea 1: Flanşe de oţel
- SR EN 1759-1:2005 – Flanşe şi asamblările lor. Flanşe rotunde pentru ţevi, robinete, racorduri şi accesorii, clase desemnate
- SR EN 1515-1:2002 – Flanşe şi îmbinarea lor. Prezoane şi piuliţe. Partea 1: Alegerea prezoanelor şi piuliţelor
- SR EN 1515-2:2002 – Flanşe şi îmbinarea lor. Prezoane şi piuliţe. Partea 2: Clasificarea materialelor pentru prezoane şi piuliţe pentru flanşele de oţel, desemnate prin PN

- SR EN 1514-1:2003 – Flanşe şi îmbinarea lor. Dimensiunile garniturilor pentru flanşe desemnate prin PN. Partea 1: Garnituri plate nemetalice cu sau fără inserţie
- SR EN 1514-2:2005 – Flanşe şi îmbinarea lor. Dimensiunile garniturilor pentru flanşe desemnate prin PN. Partea 2: Garnituri spirale pentru utilizări cu flanşe de oţel
- SR EN 1514-3:2004 – Flanşe şi 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 şi garnituri metaloplastice pentru flanşe de oţel
- SR EN 10163-2:2005 – Condiţii de livrare privind starea suprafeţei tablelor, platbenzilor şi a profilelor din oţel laminate la cald. Table şi platbenzi;
- SR EN 10028-1:2008 + A1:2009 – Produse plate de oţeluri pentru recipiente sub presiune. Condiţii generale;
- SR EN 10028-2:2004 / AC:2006 – Produse plate de oţeluri pentru recipiente sub presiune. Oţeluri nealiate şi aliate cu caracteristici specificate la temperaturi ridicate;
- SR EN 10029:2011 – Table de oţel laminate la cald, cu grosimi mai mari sau egale cu 3 mm. Toleranţe la dimensiuni, de formă şi la masă
- SR EN 10250-1:2002 – Piese forjate din oţel pentru uz general. Partea 1: Condiţii generale
- SR EN 10269:2002 / A1:2006 / AC:2009 – Oţeluri 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 oţeluri 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 oţel carbon şi oţel aliat. Partea 1: Şuruburi parţial şi complet filetate şi prezoane
- SR EN ISO 4017:2002 – Şuruburi cu cap hexagonal complet filetate. Grade A şi B
- SR EN ISO 4032:2002 – Piuliţe hexagonale, stil 1. Grad A şi 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 oţel, nichel, titan şi aliajele acestora (cu excepţia sudării cu fascicul de electroni). Niveluri de calitate pentru imperfecţiuni;

- 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 Instalaţii 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

Vane

- 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 şi 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 construcţiilor 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 calităţii 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 calității 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 construcţii şi instalaţii 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 și exploatarea instalațiilor 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. Reţele 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

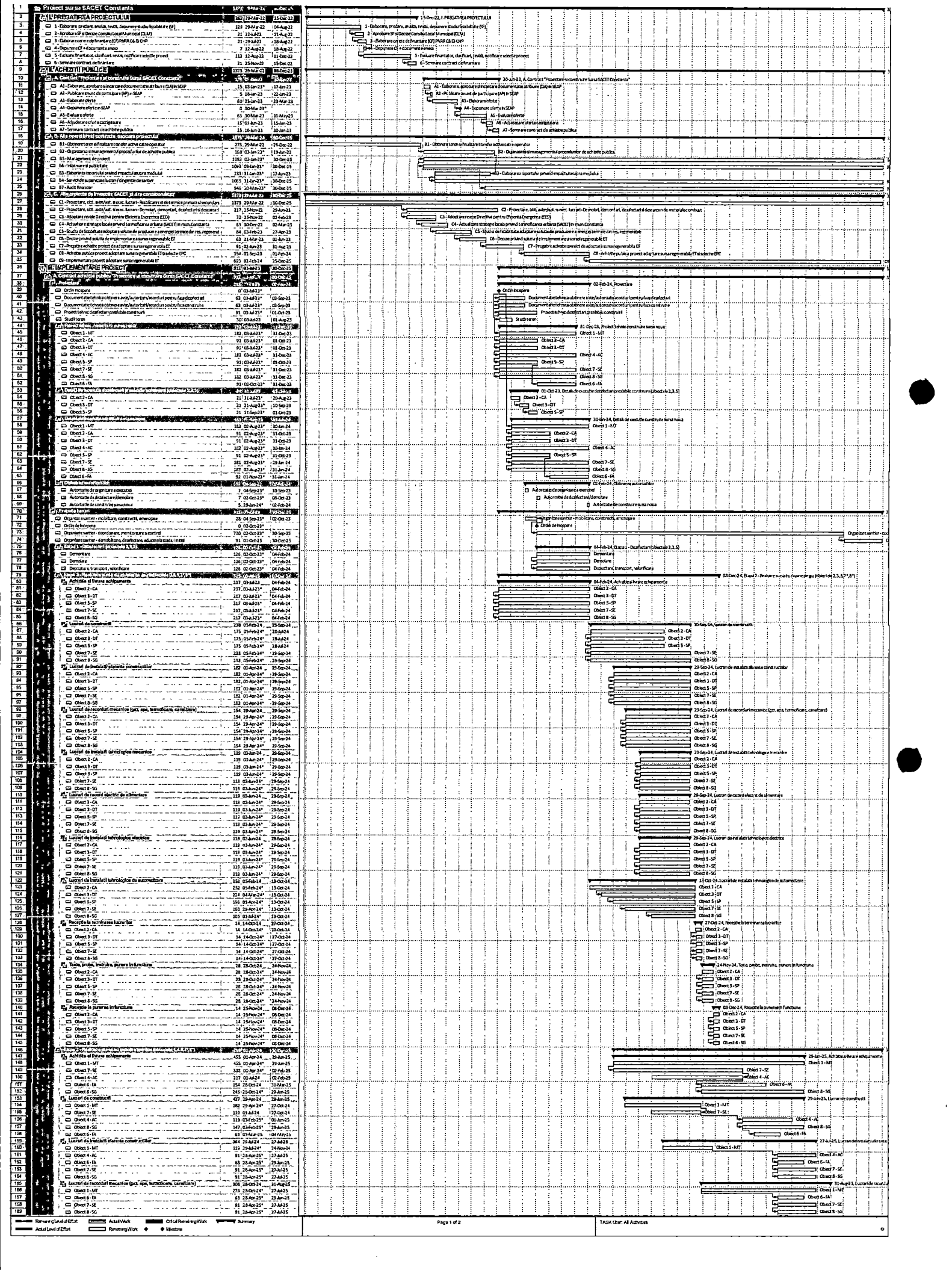
- **GP 043-1999** – Ghidul pentru proiectarea, execuția şi exploatarea sistemelor de alimentare cu apă și canalizare utilizând conducte din PVC, polietilenă şi polipropilenă
- **NP 133-2013** – Normativul privind proiectarea, execuția și exploatarea sistemelor de alimentare cu apă și canalizare a localităților. 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

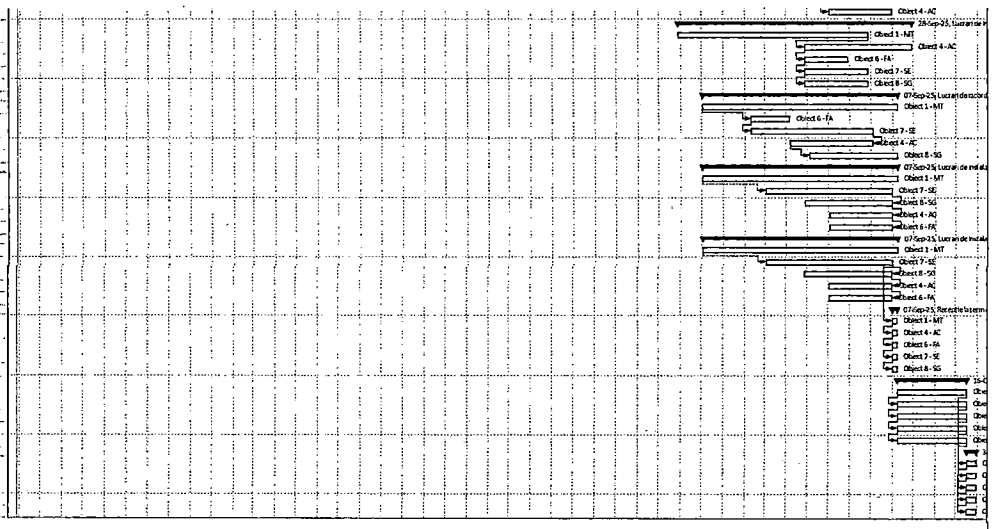
10 Cerințe privind personalul de specialitate

- **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);


Proiect sursa SACET Constanta
1 - PREGATIREA PROIECTULUI
1 - Elaborare, proiect, avize, revizii, documente studiu fezabilitate (SF)
2 - Aprobare SF si Decizie Consiliu Local Municipal (CLM)
3 - Elaborare cerere de finantare (CF) PNRR C6 I3 CHP
4 - Documente CF + documente anexa
5 - Evaluare finantator, clarificari, revizii, notificare selectie proiect
6 - Semnare contract de finantare
2 - ACHIZITII PUBLICE
A. Contract "Proiectare si construire Sursa SACET Constanta"
A1 - Elaborare, aprobare si incarcare documentatie atribuire (DA) in SEAP
A2 - Publicare anunt de participare (AP) in SEAP
A3 - Elaborare oferte
A4 - Deschidere oferte in SEAP
A5 - Evaluare oferte
A6 - Adjudecare oferta castigatoare
A7 - Semnare contract de achizitie publica
B. Alte operatiuni pt contractul "Sursa SACET Constanta"
B1 - Obtinere teren si finalizare transfer active catre operator
B2 - Organizare si management procedurilor de achizitie publica
B3 - Elaborare rest oferte
B4 - Audit financiar
C. Alte aspecte de finantare SACET si de conectionare
C1 - Proiectare, obt. avize/aut. si exec. lucrari - Realizare retele termice primare si secundare
C2 - Proiectare, obt. avize/aut. si exec. lucrari - Demolari, demontari, dezafectari si descarcari
C3 - Adaptare reviziei Directive pentru Eficienta Energetica (EED)
C4 - Actualizare strategie locala privind tranzitia energetica a Sursa (SACET) in mun. Constanta
C5 - Studiu de fezabilitate adoptare solutie de producere a energiei termice din res. regenerabile
C6 - Decizie privind solutia de implementare a sursei regenerabile ET
C7 - Pregatire achizitie proiect de adaptare sursa regenerabila ET
C8 - Achizitie publica proiect adaptare sursa regenerabila ET si selectie EPC
C9 - Implementare proiect adaptare sursa regenerabila ET
3 - IMPLEMENTARE PROIECT
A. Contract executie lucrari "Proiectare si construire Sursa SACET Constanta"
Proiectare
Ordin incepere
Documentatie tehnica obtinere avize/autorizatii/acorduri pentru fiza dezafectari
Documentatie tehnica obtinere avize/autorizatii/acorduri pentru fiza constructie
Proiect tehnic dezafectari preliminare construire
Studii teren
Obiect 1 - MT
Obiect 2 - CA
Obiect 3 - DT
Obiect 4 - AC
Obiect 5 - SP
Obiect 7 - SE
Obiect 8 - SG
Obiect 6 - FA
Dezafectari (demolari, demontari, transport, valorificare)
Obiect 2 - CA
Obiect 3 - DT
Obiect 5 - SP
Autorizatie de organizare a executiei
Autorizatie de dezafectare/demolare
Autorizatie de construire sursa noua
Executie lucrari
Organizare santier - mobilizare, constructii, amenajare
Ordin de incepere
Organizare santier - coordonare, monitorizare si control
Organizare santier - demobilizare, dezafectare, aducere la stadiul initial
Executie lucrari (Obiect 1 MT)
Demontare
Demolare
Dezafectare, transport, valorificare
Achizitie si livrare echipamente
Lucrari de constructii
Lucrari de instalatii aferente constructiilor
Lucrari de instalatii pt energetica mecanica (gaz, apa, termoficare, canalizare)
Lucrari de instalatii tehnologice mecanice
Lucrari de instalatii electrice de alimentare
Lucrari de instalatii tehnologice electrice
Lucrari de instalatii tehnologice de automatizare
Receptie lucrari
Teste, probe, instruire, punere in functiune
Receptie punere in functiune
Achizitie si livrare echipamente
Lucrari de constructii
Lucrari de instalatii aferente constructiilor
Lucrari de instalatii pt energetica mecanica (gaz, apa, termoficare, canalizare)
Remaining Level of Effort
Actual Level of Effort
Actual Work
Remaining Work
Critical Remaining Work
Milestone
Summary
Page 1 of 2
TASK filter: All Activities

170	Obiect 4 - AC	91	02-Jun-25*	31-Aug-25	
171	Lucrari de instalatii termotehnice exterioare	196	28-Oct-24*	28-Sep-25	
172	Obiect 1 - MT	273	28-Oct-24*	27-Jul-25	
173	Obiect 4 - AC	154	23-Apr-25*	28-Sep-25	
174	Obiect 6 - FA	63	28-Apr-25*	28-Jun-25	
175	Obiect 7 - SE	91	28-Apr-25*	27-Jul-25	
176	Obiect 8 - SG	91	28-Apr-25*	27-Jul-25	
177	Lucrari de racord electric de alimentare	280	02-Dec-24*	07-Sep-25	
178	Obiect 1 - MT	182	02-Dec-24*	07-Sep-25	
179	Obiect 6 - FA	56	10-Feb-25*	06-Apr-25	
180	Obiect 7 - SE	175	10-Feb-25*	03-Aug-25	
181	Obiect 4 - AC	119	07-Apr-25*	03-Aug-25	
182	Obiect 8 - SG	126	05-May-25*	07-Sep-25	
183	Lucrari de instalatii termotehnice electrice	280	02-Dec-24	07-Sep-25	
184	Obiect 1 - MT	182	02-Dec-24*	07-Sep-25	
185	Obiect 7 - SE	182	03-Mar-25*	31-Aug-25	
186	Obiect 8 - SG	126	28-Apr-25*	31-Aug-25	
187	Obiect 4 - AC	91	02-Jun-25*	31-Aug-25	
188	Obiect 6 - FA	91	02-Jun-25*	31-Aug-25	
189	Lucrari de instalatii termotehnice de automatizare	280	02-Dec-24	07-Sep-25	
190	Obiect 1 - MT	280	02-Dec-24*	07-Sep-25	
191	Obiect 7 - SE	182	03-Mar-25*	31-Aug-25	
192	Obiect 8 - SG	126	28-Apr-25*	31-Aug-25	
193	Obiect 4 - AC	91	02-Jun-25*	31-Aug-25	
194	Obiect 6 - FA	91	02-Jun-25*	31-Aug-25	
195	Receptia lucrarilor	7	01-Sep-25	07-Sep-25	
196	Obiect 1 - MT	7	01-Sep-25*	07-Sep-25	
197	Obiect 4 - AC	7	01-Sep-25*	07-Sep-25	
198	Obiect 6 - FA	7	01-Sep-25*	07-Sep-25	
199	Obiect 7 - SE	7	01-Sep-25*	07-Sep-25	
200	Obiect 8 - SG	7	01-Sep-25*	07-Sep-25	
201	Teste, probe, insatire, punere in functiune	100	08-Sep-25	16-Dec-25	
202	Obiect 1 - MT	100	03-Sep-25*	16-Dec-25	
203	Obiect 4 - AC	100	08-Sep-25*	16-Dec-25	
204	Obiect 6 - FA	100	09-Sep-25*	16-Dec-25	
205	Obiect 7 - SE	100	08-Sep-25*	16-Dec-25	
206	Obiect 8 - SG	100	09-Sep-25*	16-Dec-25	
207	Receptia lucrarilor	14	17-Dec-25	30-Dec-25	
208	Obiect 1 - MT	14	17-Dec-25	30-Dec-25	
209	Obiect 4 - AC	14	17-Dec-25	30-Dec-25	
210	Obiect 6 - FA	14	17-Dec-25	30-Dec-25	
211	Obiect 7 - SE	14	17-Dec-25	30-Dec-25	
212	Obiect 8 - SG	14	17-Dec-25	30-Dec-25	



ROMÂNIA
JUDEȚUL CONSTANȚA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI CONSTANȚA
PRIMAR

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 1794 din 05.08.2022

În scopul: **elaborării unor studii de specialitate și obținerii autorizației de construire;**

Ca urmare a cererii adresate de **UAT MUNICIPIUL CONSTANȚA reprezentată prin PRIMAR VERGIL CHIȚAC**, cu sediul în *județul* **Constanța**, *municipiul* **Constanța**, *Strada* **B-DUL TOMIS** *nr.* **51**, *înregistrată la nr.* **154275** *din* **25/07/2022**,

pentru imobilul- teren și/sau construcții-, situat în județul Constanța, municipiul Constanța, strada **B-DUL AUREL VLAICU**, nr. **123,** identificat prin plan situatie,

în temeiul reglementărilor documentației de urbanism, faza **P.U.G.**, aprobată prin Hotărârea Consiliului Local Constanța nr. **HCL nr. 653/25.11.1999, a cărui valabilitate a fost prelungită prin HCL nr. 429/31.10.2018,**

în conformitate cu prevederile Legii nr.50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC:

- **Terenul este situat în intravilanul municipiului Constanța.**
- **Imobilul identificat cu nr. cadastral 237748, este proprietatea SC ELECTROCENTRALE CONSTANȚA SA, conform extrasului de carte funciară pentru infomare nr. 237748, eliberat sub nr. cerere 109717/25.07.2022.Se notează ca sarcină întabulare drept de ipotecă legală în favoarea ANAF DIRECȚIA GENERALĂ DE ADMINISTRARE A MARILOR CONTRIBUABILI SERVICIUL DE EXECUTARE SILITĂ - REGIUNEA SUD EST ȘI ANAF DGRFP GALAȚI AJFP CONSTANȚA.**
- **Reglementări *extrase din documentațiile de urbanism și amenajarea teritoriului sau din regulamentele aprobate care* instituie un regim special asupra imobilului:**
  - **Monument, ansamblu, sit urban, zona de protectie a unui monument: NU**
  - ***Interdicții de construire:* NU**

2. REGIMUL ECONOMIC:

- **Folosința actuală a imobilului cu număr cadastral 237748 este: curți-construcții - teren; Construcții - industriale și edilitare conform Anexa Nr. 1 La Partea I CF 237748/2022.**
- **Destinația terenului stabilită prin planurile de urbanism și amenajarea teritoriului aprobate: ZRA 2b - Subzona unitatilor industriale si de servicii.**
- **Utilizari admise - Pentru toate ZR sunt admise utilizari compatibile cu caracteristicile de functionare pentru diferitele tipuri de unitati; in cazul in care aceste caracteristici nu permit dezvoltarea activitatilor si/ sau este necesara schimbarea destinatiei se cere PUZ (reparcelare/ reconfigurare zona); activitati industriale productive si de servicii, IMM cu profil nepoluant desfasurate in constructii industriale mari si mijlocii, distributia si depozitarea bunurilor si materialelor produse, cercetarea industriala care necesita suprafete mari de teren (ZRA 2b);**
- **Utilizari admise cu conditionari - ZRA2b: activitatile actuale sunt permise in continuare cu conditia diminuarii cu cel *putin 50% a poluarii actuale in termen de 5 ani de la aprobarea RLUMC, extinderea sau conversia activitatilor actuale va fi* autorizata, cu conditia sa nu agraveze poluarea factorilor de mediu si a prezentarii unui program de retehnologizare si ecologizare**
- **Utilizari interzise - ZRA2b: se interzice amplasarea locuintelor, cu exceptia celor de serviciu pentru personalul care asigura permanenta in conformitate cu prevederile legale; se interzice amplasarea unitatilor de invatamant si orice alte servicii de interes general in interiorul limitelor in care poluarea depaseste CMA; se interzice amplasrea de unitati militare cu exceptia celor a caror functionare este impusa de specificul activitatii industriale; se interzice amplasarea altor servicii de interes general nespecificate la Art. 2.**
- **Terenul face parte din zona de impozitare D conform HCL nr. 236/2005 privind împărțirea pe zone a terenurilor din municipiul Constanța.**

3. REGIMUL TEHNIC:

- **POSIBILITATI MAXIME DE OCUPARE SI UTILIZARE A TERENULUI- conform PUZ, dar nu peste 50%**
- **COEFICIENT MAXIM DE UTILIZARE A TERENULUI - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: CUT maxim = 10.0 mc/mp teren**
- **SUPRAFAȚA TEREN- 160.597 mp.**

- CARACTERISTICI ALE PARCELELOR (suprafete, forme, dimensiuni) - conform PUZ cu urmatoarele conditionari:
pentru a fi construibile parcelele vor avea un front minim la strada de 40.0 metri in toate ZRA si o suprafata minima de 3000 mp.; parcelele cu dimensiuni si suprafete mai mici ca cele anterior specificate nu sunt construibile pentru activitati productive; pentru activitati neproductive se recomanda ca dimensiunea parcelei sa nu fie mai mica de 1000 mp, iar frontul la strada de minim 20.0 m; dimensiunile se pastreaza si in cazul parcelelor nou aparute prin diviziunea unor parcele anterioare (prin schimb, instrainare etc.); in cazul in care in momentul aprobarii prezentului regulament parcelele au dimensiuni mai mici decat cele specificate anterior este necesara relocarea unitatilor productive respective in termen de 2 ani de la data aprobarii RLUMC; crearea de parcele noi industriale se face numai pe baza PUZ cu regulament aferent, aprobate conform legii.
- AMPLASAREA CLADIRILOR FATA DE ALINIAMENT- conform PUZ cu urmatoarele conditionari: amplasarea constructiilor industriale fata de drumurile publice si calle ferate se va face astfel incat sa nu fie incomodata functionarea acestora de eventuala vecinatate a unor utilaje industriale; subtraversarea sau supratraversarea acestora cu constructii de orice natura necesare folosintelor industriale se va face numai cu avizele institutiilor abilitate; prin PUZ se vor preciza retragerile de la aliniament spre strazile perimetrale si interioare, ele vor fi insa obligatoriu mai mari de: 10,0 metri pe strazile de categ. a II-a, respectiv 6,0 - 8.0 metri pe strazile de categ. a III-a;
- AMPLASAREA CLADIRILOR FATA DE LIMITELE LATERALE SI POSTERIOARE ALE PARCELELOR- conform PUZ cu urmatoarele conditionari: se interzice amplasarea cladirilor pe limita parcelei in cazul cladirilor amplasate pe parcele situate catre alte ZR; in general se recomanda evitarea amplasarii cladirilor pe limita de parcela; din considerente geotehnice, cladirile se vor dispune izolat fata de limitele laterale si posterioare ale parcelei la o distanta egala cu 1/2 din inaltime dar nu mai putin de 6.0 metri. In cadrul parcelei industriale se vor respecta distantele minime egale cu jumatate din inaltimea cladirii dar nu mai putin de 6.0 metri fata de limitele laterale si posterioare ale parcelelor; se interzice amplasarea, pe fatadele spre alte ZR, a calcanelor sau a ferestrelor cu parapetul sub 1.80 metri de la nivelul solului.
- AMPLASAREA CLADIRILOR UNELE FATA DE ALTELE PE ACEEASI PARCELA - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: distanta intre cladiri va fi egala sau mai mare decat media inaltimilor fronturilor opuse dar nu mai putin de 6,0 metri; distanta de mai sus se poate reduce la jumatate daca nu sunt accese in cladire si / sau daca nu sunt ferestre care sa lumineze incaperi in care se desfasoara activitati permanente; in toate cazurile se va tine seama de conditiile de protectie fata de incendii si alte norme tehnice specifice; se vor respecta distantele minime de protectie impotriva riscurilor tehnologice; se vor asigura in interiorul parcelei fluxurile adecvate pentru circulatia pietonala, carosabila si feroviara uzinala.
- CIRCULATII SI ACCESE - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: pentru a fi construibile, toate parcelele trebuie sa aiba acces dintr-o cale publica sau privata cu latime de minim 4.0 metri pentru a permite accesul mijloacelor de stingere a incendiilor si a mijloacelor de transport grele; accesele carosabile in parcele din strazile de categoria I si II vor fi la minimum 40 m distanta, iar daca aceasta nu este posibil accesele se vor asigura dintr-o dublura a cailor principale de circulatie; se vor asigura suprafetele necesare pentru stationare, manevre, inregistrare si control si trasee pentru transporturi agabaritice si grele; pentru circulatia pietonala se vor asigura accese corespunzatoare din spatiul public pietonal, dimensionate conform fluxurilor specifice activitatilor desfasurate.
- STATIONAREA AUTOVEHICULELOR - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: stationarea vehiculelor se va face in afara drumurilor publice, fiecare unitate avand prevazute in interiorul parcelei spatiile necesare de circulatie, manevre, stationare si parcare; in spatiul de retragere fata de aliniament, maxim 30% din suprafata poate fi rezervat parcajelor cu conditia inconjurarii acestora cu gard viu avand inaltimea de minimum 0.90m. Se vor respecta prevederile HCL nr. 113/2017, HCL nr. 28/2018, HCL nr. 532/2018, HCL nr. 318/2020, HCL nr. 371/2020 și HCL nr. 102/2022.
- INALTIMEA MAXIMA ADMISIBILA A CLADIRILOR - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: inaltimea stabilita prin PUZ se va exprima in metri de la nivelul terenului la cornisa; inaltimea cladirilor nu va depasi inaltimea maxima admisibila in ZR inconjuratoare; inaltimea maxima in zonele industriale nu va depasi in general 20.0 m;
- ASPECTUL EXTERIOR AL CLADIRILOR - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: volumele construite vor fi simple si se vor armoniza cu caracterul zonei si cu vecinatatile imediate; fatadele posterioare si laterale vor fi tratate arhitectural la acelasi nivel cu fatada principala; tratarea acoperirii cladirilor va tine seama de faptul ca acestea se percep din constructiile inalte din vecinatate.
- CONDITII DE ECHIPARE EDILITARA- conform PUZ cu urmatoarele conditionari: toate cladirile vor fi racordate la retelele publice de apa si canalizare si se va asigura preepurarea apelor uzate, inclusiv a apelor meteorice care provin din intretinerea si functionarea instalatiilor, din parcaje, circulatii si platforme exterioare;
- SPATII LIBERE SI SPATII PLANTATE - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: orice parte a terenului incintei vizibila dintr-o circulatie publica, inclusiv de pe calea ferata, va fi astfel amenajata incat sa nu altereze aspectul general al localitatii;
suprafetele libere din spatiul de retragere fata de aliniament vor fi plantate cu arbori in proportie de minim 40% formand de preferinta o perdea vegetala pe tot frontul incintei; in interiorul parcelei industriale se va planta obligatoriu 10% din suprafata (inclusiv zona de protectie laterala); suprafetele libere neocupate cu circulatii, parcaje si platforme functionale vor fi plantate cu un arbore la fiecare 200 mp.;
- IMPREJMUIRI - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: imprejmuirile spre strada vor fi transparente cu inaltimi de maxim 2.20 metri din care un soclu de 0.50 m., si vor fi dublate cu gard viu; intre parcelele industriale se vor realiza imprejmuiri opace din materiale durabile; portile de intrare vor fi retrase fata de aliniament pentru a permite stationarea vehicolelor tehnice inainte de admiterea lor in incinta pentru a nu incomoda circulatia pe drumurile publice.

4. Regimul de actualizare/modificare a documentatiilor de urbanism si a regulamentelor locale aferent: **nu este cazul prezentei solicitări**

Prezentul certificat de urbanism poate fi utilizat în scopul declarat pentru:

SURSĂ DE PRODUCȚIE ENERGIE UTILĂ TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ ÎN MUNICIPIUL CONSTANȚA

Certificatul de urbanism nu ţine loc de autorizaţie de construire/desfiinţare şi nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcţii.

5. OBLIGAȚII 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: AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI CONSTANȚA – strada Unirii nr. 23

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 al 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.

6. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE/DESFIINȚARE va fi însoțită de următoarele documente:

a) certificatul de urbanism (copie);

b) dovada, în copie conformă cu originalul, a titlului asupra imobilului, teren şi/sau construcţii şi, 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.

c) documentaţia tehnică- după caz (2 exemplare originale): **•P.A.C. •S.F.**

d) avizele şi acordurile stabilite prin certificatul de urbanism:

d.1) avize şi acorduri privind utilităţile urbane şi infrastructura (copie): **• alimentare cu apă – RAJA SA •canalizare – RAJA SA •alimentare cu energie electrica – E-DISTRIBUȚIE DOBROGEA SA • TRANSGAZ • ENGIE**

Alte avize/acorduri: **Acord deținătorilor de sarcini;**

d.2) avize şi acorduri privind: **• securitatea la incendiu • protecţie civilă**

d.3) avize/acorduri specifice ale administraţiei publice centrale şi/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora (copie): **Direcția Județeană de cultură Constanța; Statul Major General; Aviz Autoritatea Aeronautică Civilă Română dacă H>45m;**

d.4) studii de specialitate (1 exemplar original): **Deviz general conform *HGR nr. 907/2016; Studiu geotehnic verificat; Calcul volum* deșeuri inerte;**

e) **actul administrativ al autorităţii competente pentru protecţia mediului (copie);**

f) documentele de plată ale următoarelor taxe (copie): **Taxa AC (scutit cf. cod fiscal), OAR/UAR (0,05% din valoarea lucrărilor), taxa depozitare deșeuri inerte (3 lei/tona).**

Prezentul certificat de urbanism are valabilitatea de **24** luni de la data emiterii.

PRIMAR,

Vergil Chițac

ROMÂNIA PRIMAR Județul Constanța-Municipiul Constanța

SECRETAR GENERAL,

Viorela Mirabela Călin

ARHITECT ȘEF,

Arh. Dan Petre Leu

Achitat taxa de: **0** lei, conform chitanței nr. **SCUTIT CF. COD FISCAL** din -

Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct la data de

Întocmit: Arh. Demirel Curtasan

ANCPI

Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară CONSTANTA
Biroul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară Constanta

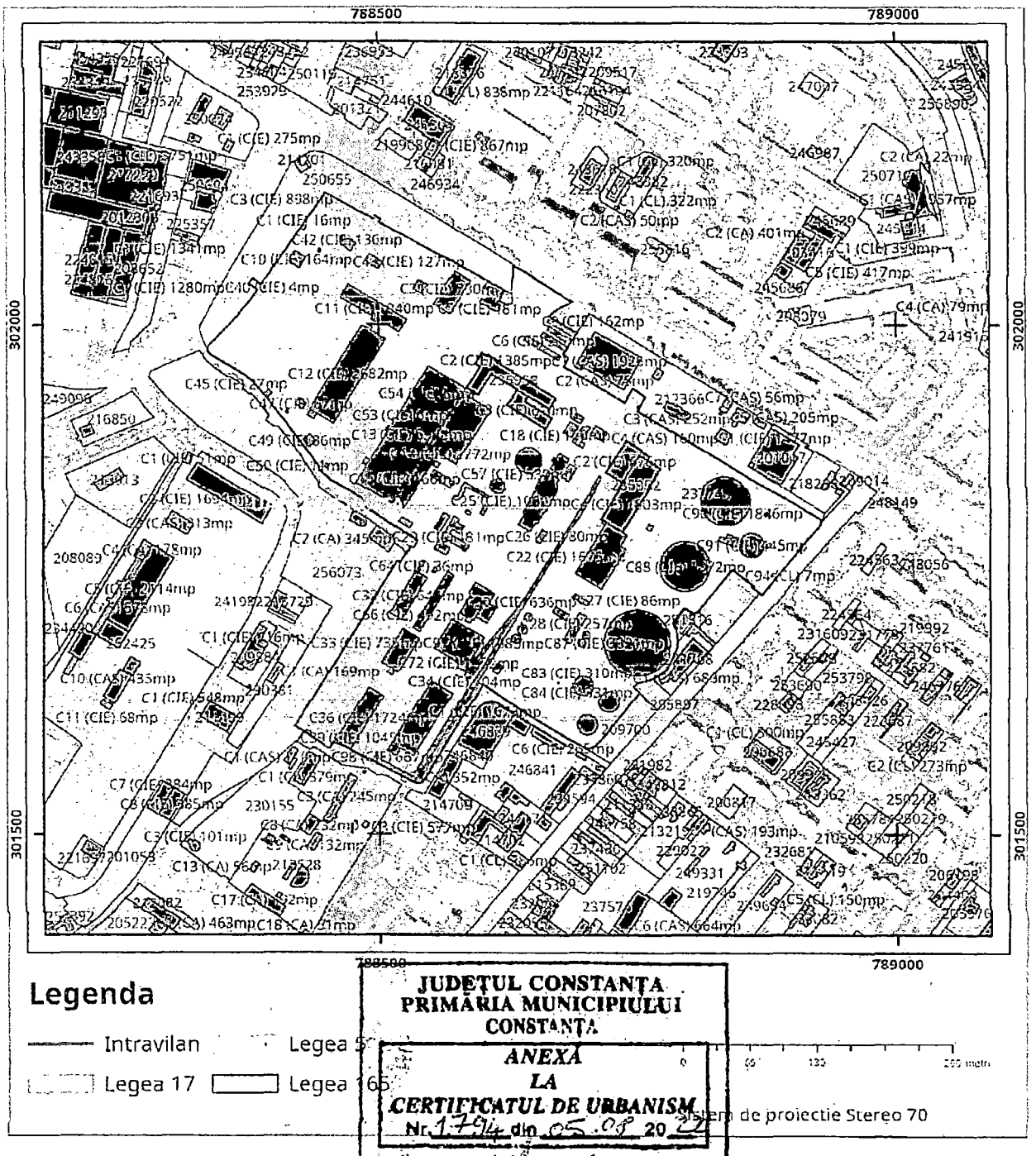
Cod verificare
100117641838

EXTRAS DE PLAN CADASTRAL

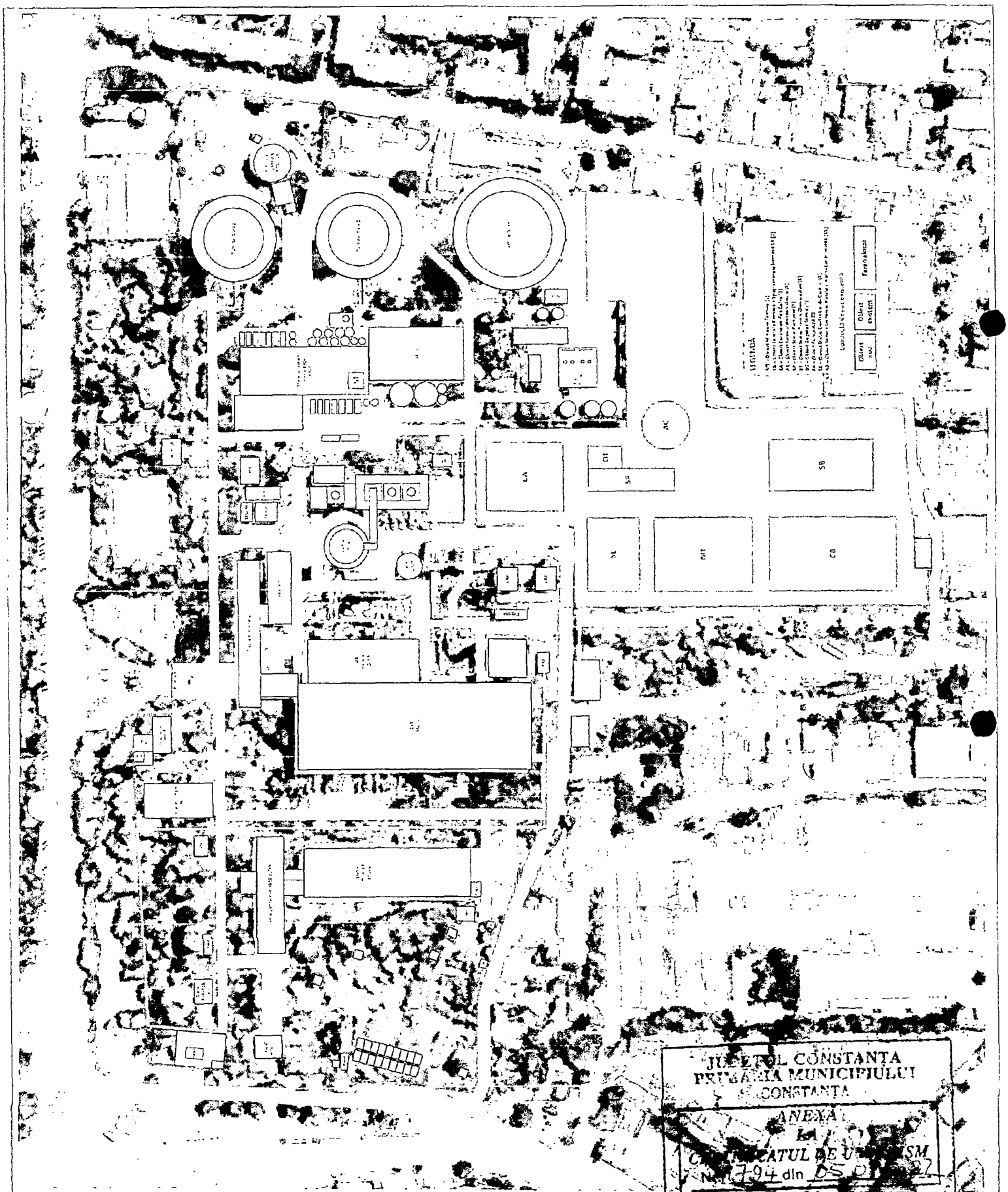
pentru imobilul cu IE **237748**, UAT Constanţa / CONSTANTA, Loc. Constanta, Bdul. Aurel Vlaicu, Nr. 123

Nr.cerere	109712
Ziua	25
Luna	07
Anul	2022

Teren: 160.597 mp
Teren: Intravilan
Categoria de folosinta(mp): Curti Constructii 160597mp
Plan detaliu



JUDEŢUL CONSTANŢA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI
CONSTANŢA
ANEXĂ
LA
CERTIFICATUL DE URBANISM
Nr. 1794 din 05.09 20 22
Arhitect şef,



JUDEȚUL CONSTANȚA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI
CONSTANȚA

ANEXĂ
la
CERTIFICATUL DE URBANISM
Nr. 794 din 05.07.2017

Arhitect șef,

ANEXA C7 SF : ACB

ANALIZA COST-BENEFICIU

Proiect:
„Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în Municipiul Constanța”

Fază:
Studiu de fezabilitate

Beneficiar:
Municipiul Constanța

Elaborator:
PROARCOR SRL

Contract:
68468 / 29.03.2022

Revizia 2

C1-P1-SACET-SF-2022

Cuprins

Cuprins 2
1 Prezentarea cadrului de analiză 3
1.1 Denumirea obiectivului de investiție 3
1.2 Beneficiarul investiției 3
1.3 Finanțarea investiției 3
1.4 Cadrul de analiză 3
1.5 Perioada de referință 3
1.6 Descrierea succintă a configurației noii surse 3
1.7 Prezentare generală. Metodologie 4
1.7.1 Analiza financiară 5
1.7.2 Analiza economică 5
2 Definirea obiectivelor. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc 7
2.1 Obiective 7
2.2 Vulnerabilități cauzate de factori de risc 7
2.3 Crearea de noi locuri de muncă în faza de implementare a investiției 7
2.4 Protecția mediului 7
2.5 Performanțe și indicatori principali 8
3 Identificarea proiectului. Situația utilităților și analiza de consum 9
3.1 Scenarii 9
3.1.1 Scenariul contrafactual (SR) 9
3.1.2 Scenariul factual S1 9
3.1.3 Scenariul factual S2 9
3.2 Date de bază 10
4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții 12
4.1 Impactul social și cultural. Egalitatea de șanse 12
4.2 Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției 12
4.3 Impactul asupra factorilor de mediu 12
4.4 Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic 13
5 Analiza cererii de bunuri și servicii 14
6 Analiza financiară 17
6.1 Cheltuieli de investiție 18
6.2 Consumurile și cheltuieli de exploatare 18
6.3 Producțiile și veniturile 24
6.4 Rezultatele analizei financiare 25
7 Analiza economică 28
8 Analiza de senzitivitate 31
9 Analiza de risc 34
10 Concluzii 39

1 Prezentarea cadrului de analiză

1.1 Denumirea obiectivului de investiție

Sursă de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență pentru Municipiul Constanța

1.2 Beneficiarul investiției

UAT Municipiul Constanța, Constanța RO 900725, Bulevardul Tomis nr. 51, CUI: 4785631

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 Anexei C8 - Ghid Specific PNRR C6 I3 CHP inclusiv anexele aferente.

1.4 Cadrul de analiză

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

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:

- 5 motoare termice pe gaz identice cu o capacitate utilă totală de minim 45 MWt și minim 52 MWe, cazul scenariului de proiect S1
- 2 turbine pe gaz identice cu o capacitate utilă totală de minim 45 MWt și minim 28,2 MWe, cazul scenariului de proiect S2;
- 4 cazane de apă caldă pe gaz identice cu o capacitate utilă totală de minim 100 MWt și 2 cazane de abur saturat 12 t/h 6 bar pe gaz identice cu o capacitate utilă totală de minim 14,8 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).

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 **45 MWt** și **28,2 MWe** (2 x 14,1 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 două cazane de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **14,8 MWt** (2 x 7,4 MWt). Capacitatea nominală totală este cca. **115 MWt.**
Scenariul factual S2	Soluția B	CHP MT	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz, flexibile, cu capacitatea nominală totală de **45 MWt** și **52 MWe** (5 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 două cazane de abur 12 t/h 6 bar pe gaz, flexibile, cu sarcina termică nominală de **14,8 MWt** (2 x 7,4 MWt). Capacitatea nominală totală este cca. **115 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. **160 MWt** (6 x 25 MWt + 2 x 7,4 MWt)

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 si criteriu de evaluare VAN.

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 (cu excepția cazului în care acesta poate fi recuperat de către promotorul proiectului) și Beneficiile incluse sunt:
    - Veniturile: vânzarea energiei, subvențiile și valorile reziduale.
    - Cheltuielile: costurile de capital ale tehnologiei de încălzire centralizată, costurile cu combustibilul, costurile de exploatare a acesteia și costurile legate de emisiile de CO_2.
- Rata de actualizare stabilită în baza costului mediu ponderat al capitalului propriu (WACC) este de **9,1 %**, stabilită conform Anexei C7.5.
- Principalele input-uri pentru analiză precum prețul gazului și prețul energiei electrice urmează trenduri descrescătoare pe orizontul de timp analizat în conformitate cu trendurile macroeconomice actuale.
- Prețul 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 și care urmează un trend descrescător pe orizontul de timp analizat. Precizăm că acest preț conține și o componentă de profit / cotă de dezvoltare, necesară pentru a acoperi investiția de bază aferentă scenariului contrafactual, rezultând 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.

Indicatori-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 maxim de output electric).

În acest sens, factorul de emisie pentru energia electrică ce trebuie produsă suplimentar la nivel național în scenariul contrafactual și parțial în scenariul S1 a avut un factor de emisie specific unei centrale pe cărbune de 0,850 tCO2 / MWh(e).
Pentru calculele de analiză economică s-au utilizat prețurile umbră ale CO2 preluate din Vademecum EAV 2021-2027 publicat de CE.

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 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 în cadrul *Planului de Analiză și Acoperire a Riscurilor (PAAR) din Municipiul Constanța*, elaborat în 2021 de Comitetul Local pentru Situații de Urgență (CLSU) din cadrul Primăriei Municipiului Constanța. 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, se va face referire la 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.

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 (CO_2 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

Parametru	**Simbol și UM**	**Scenariul 1**	**Scenariul 2**
Capacitate termică nominală în cogenerare	Qt (MWt)	45,0	45,0
Capacitatea electrică nominală în cogenerare	Pe (MWe)	28,2	52,0
Capacitatea de consum nominală în cogenerare	Pf (MWf)	83,1	110,0
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 (%)	31,2%	44,2%
Randament global în cogenerare, net	ηgn (%)	85,4%	85,1%
Economie de energie primară în cogenerare, cf. EED, valoare procentuală	EEP (%)	22,2%	29,2%
Economie de energie primară în cogenerare, cf. EED, valoare absolută	ΔEF1 (MWh/an)	159.601	305.562
Cantitate de emisie CO2 în cogenerare	MC1 (tCO2/an)	112.907	149.539
Reducere de emisie CO2 în cogenerare, cf. EED	ΔMC1 (tCO2/an)	32.233	61.711
Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, brut, raportat la energia utilă	FES (gCO2/kWh)	229,03	229,03
Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, net, raportat la energia utilă netă	FESn (gCO2/kWh)	236,46	237,39
Factor de emisie specifică CO2 în cogenerare, raportat la energia electrică livrată în SEN (netă)	FESNE (gCO2/kWhe)	249,36	245,13
Reducere emisie CO2 în cogenerare obținută pentru producerea și livrarea energiei electrice în rețea, prin cogenerarea de înaltă eficiență, calculată prin raportare la condiția de referință probabilă (250 g/kWh(e))	ΔMCE (tCO2/an)	111,14	1.591,16
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	160	160

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 centrală, parametrii cantitativi si calitativi urmăriți putând fi îmbunătățiți mult mai consistent cu alte alternative tehnice analizate în prezentul studiu.
Ca scenariu contrafactual a fost utilizat principiul "do minimum", reprezentând soluția unei surse convenționale de producere separată a energiei termice cu toate auxiliarele necesare, 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, scopul incluzând toate serviciile, lucrările și echipamentele auxiliare necesare (degazor termic, pompe de circulație, foraje de apă, racorduri tehnologice și de utilități). Acest scenariu prevede un cost investițional de 38.472.328,29 euro fără TVA, conform Anexă C7.7 *(C2.6)*.
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 Constanța și va fi implementat conform graficului de realizare a investiției (vezi Anexa C4.1), în decurs de maxim 3 ani, în anii 2023-2025, cu termen limită 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 asigura continuitatea serviciului public de alimentare cu energie termică.

Noua sursă va include următoarele:

- instalație de cogenerare de înaltă eficiență formată dintr-un număr de 5 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 2 cazane 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
  - degazoarele termice 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 o sisteme de reducere a emisiilor poluante o stația electrică de transformare aferentă noii surse
  - acumulatorul de căldură pentru maximizarea eficienței de exploatare a instalației de cogenerare de înaltă eficiență
  - forajele de apă necesare operării independente de alte surse de alimentare

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	253,6	202,5	177,8	163,9	148,6	133,4	118,2	103,8	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
ET	€/MWh	-	-	-	145,5	135,1	124,7	114,4	104,6	94,3	94,3	94,4	94,5	94,6	94,6
GN @ PCI	€/MWh	144,0	115,2	100,8	92,3	83,9	75,4	67,0	58,4	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	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	-	-
ET	€/MWh	94,7	94,8	94,8	94,9	95,0	95,1	95,1	95,2	95,3	95,4	95,4	95,5	-	-
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 prognoza 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 **8,81%** aplicat anual. Aceste prețuri de vânzare 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 la nivelul de preț mediu al ultimelor 12 luni de **253,6 €/MWh(e)** stabilit aproximativ la jumătatea lunii septembrie 2022 în baza valorilor de pe Piața Zilei Următoare al operatorului 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, a se vedea SF cap. 4.3.1.

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 Palas de producere a energiei termice și electrice. Beneficiarul va estima necesarul de personal în baza situației actuale de personal la nivelul operatorului Termocentrale Constanța SRL și a societății Electrocentrale Constanța SA. Numărul estimativ de persoane necesare pentru operarea, exploatarea și administrarea noii centrale este de 125.

4.3 Impactul asupra factorilor de mediu

Pentru detalii, a se vedea SF cap. 4.3.3.

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 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. **61.711 tCO2/an**, iar pe perioada de analiză de 22 ani de cca. **1.211.419 tCO2**.

- Se va realiza o economie de energie primară a combustibilului consumat (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 cu **305.562 MWh(f)/an**, iar pe perioada de analiză de 22 ani de cca. **5.998.310 MWh(f)/an**.

- Se va realiza în cadrul configurației sursei o producție de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență de **350.026 MWh(e)/an** la nivelul anului de referință 2026, respectiv cca. **6.873.032 MWh(e)** pe perioada de analiză de 22 ani de operare.

- Prin producerea energiei utile (ET și EE) în cogenerare de înaltă eficiență bazată pe gaz natural (combustibilul de tranziție acceptat) realizată cu proiectul de investiție propus se reduce

semnificativ emisia specifică de CO2 raportată la energia utilă, asigurându-se o valoare de **229 gCO2/kWh**, sub pragul admisibil de **250 gCO2/kWh** pe toată durata de viață economică a noii surse.

- De asemenea, prin producerea EE în cogenerare de înaltă eficiență bazată pe gaz natural realizată cu proiectul de investiție propus se reduce semnificativ emisia specifică de CO2 raportată la energia electrică livrată în SEN în comparație cu cea asigurată de sursele convenționale de producere separată a energiei electrice, de la cca. **850 gCO2/kWh(e)** în cazul cărbunelui sau **384 gCO2/kWh(e)** în cazul gazului natural, la sub **250 gCO2/kWh(e)**.

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, a se vedea SF cap. 4.3.4.

5 Analiza cererii de bunuri și servicii

În urma efectuării calculelor pentru necesarul de energie termică în cadrul SACET Constanța, s-au stabilit producțiile de energie termică totală necesară pentru perioada de analiză la nivelul SACET, stabilită în cadrul Anexei C3.1 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)**	**573.824**	**420.389**	**153.435**
ET consumată intern	ETC	MWh(t)	0	0	0
ET livrată la gard	ETG	MWh(t)	573.824	420.389	153.435
ET vândută de sursă	**ETG**	**MWh(t)**	**573.824**	**420.389**	**153.435**
ET pierdută în rețele	ETP	MWh(t)	222.270		
ET vândută la consumatori	ETV	MWh(t)	351.554	257.551	94.002

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)**	**529.424**	**399.868**	**129.556**
ET consumată intern	ETC	MWh(t)	0	0	0
ET livrată la gard	ETG	MWh(t)	529.424	399.868	129.556
ET vândută de sursă	**ETG**	**MWh(t)**	**529.424**	**399.868**	**129.556**
ET pierdută în rețele	ETP	MWh(t)	167.323		
ET vândută la consumatori	ETV	MWh(t)	362.100	273.491	88.610

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)**	**485.271**	**375.699**	**109.572**
ET consumată intern	ETC	MWh(t)	0	0	0
ET livrată la gard	ETG	MWh(t)	485.271	375.699	109.572
ET vândută de sursă	***ETG***	***MWh(t)***	**485.271**	**375.699**	**109.572**
ET pierdută în rețele	ETP	MWh(t)	112.308		
ET vândută la consumatori	ETV	MWh(t)	372.963	288.750	84.214

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)**	**436.537**	**357.886**	**78.651**
ET consumată intern	ETC	MWh(t)	0	0	0
ET livrată la gard	ETG	MWh(t)	436.537	357.886	78.651
ET vândută de sursă	**ETG**	**MWh(t)**	**436.537**	**357.886**	**78.651**
ET pierdută în rețele	*ETP*	*MWh(t)*	52.385		
ET vândută la consumatori	ETV	MWh(t)	384.152	314.940	69.212

Începând cu anul 2029 s-a prognozat pe perioada de analiză păstrarea constantă a producției / livrării ET la gard respectiv a ET vândute la consumator și a ET pierdută în rețelele termice.

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. 52 % 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. 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 vândută la consumatori

An	Energie Termică produsă și livrată la gard	Energie Termică vândută la consumatori	Procent de pierderi ET totale	Observații
2022	692.161	331.373,00	52,1%	An de referință bază
2023	655.398	331.373,00	49,4%	
2024	618.637	341.314,19	44,8%	
2025	573.824	351.553,62	38,7%	
2026	529.424	362.100,22	31,6%	An de referință țintă (primul an de producție completă)
2028	436.537,02	384.152,13	12,0%	
2047	436.537,02	384.152,13	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. 23.000 MWh/an în anul 2026). Diferența de energie electrică rămasă se va livra în sistemul electro-energetic național (SEN) în scopul vânzării pe piețele de energie electrică.

Tabel 9. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în anul 2026

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
EE produsă	**EE**	**MWh(e)**	**190.077**	**350.026**
EE consumată intern	EEC	MWh(e)	15.500	23.000
EE livrată la gard	EEG	MWh(e)	174.577	327.026
ET vândută de sursă	**EEG**	**MWh(e)**	**174.577**	**327.026**

Tabel 10. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în anul 2027

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
EE produsă	**EE**	**MWh(e)**	**182.712**	**335.715**
EE consumată intern	EEC	MWh(e)	15.000	21.500
EE livrată la gard	EEG	MWh(e)	167.712	314.215
ET vândută de sursă	**EEG**	**MWh(e)**	**167.712**	**314.215**

Tabel 1. Energia electrică produsă, consumată și livrată/vândută la gardul noii centrale în anul 2028

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
EE produsă	**EE**	**MWh(e)**	**168.470**	**309.365**
EE consumată intern	EEC	MWh(e)	13.500	19.000
EE livrată la gard	EEG	MWh(e)	154.970	290.365
ET vândută de sursă	**EEG**	**MWh(e)**	**154.970**	**290.365**

Următorii ani sunt estimați cu aceeași producție similară 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 ani în anii 2023 – 2025. 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 (valoarea maximă a 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 maxim 3 ani (2023 – 2025), 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 2. 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	€ cu TVA	45.731.237,25	5.945.060,84	39.786.176,41	-	-
	€ fără TVA	38.472.328,29	5.001.402,68	33.470.925,61	-	-
Procent repartizare anuală	%/an	100,00	13,00	87,00	0,00	0,00
S1			Implementare	Implementare	Implementare Operare parțială	Operare
Cheltuieli cu investiția	€ cu TVA	145.738.256,90	18.217.282,11	62.667.450,47	64.853.524,32	-
	€ fără TVA	122.520.277,06	15.315.034,63	52.683.719,14	54.521.523,29	
Procent repartizare anuală	%/an	100,00	12,50	43,00	44,50	0,00
S2			Implementare	Implementare	Implementare Operare parțială	Operare
Cheltuieli cu investiția	€ cu TVA	151.015.686,99	18.876.960,87	64.936.745,41	67.201.980,71	-
	€ fără TVA	126.954.998,27	15.869.374,78	54.590.649,26	56.494.974,23	
Procent repartizare anuală	%/an	100,00	12,50	43,00	44,50	0,00

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 25 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 incluse în cheltuielile de mentenanță.
În prognozarea cheltuielilor de capital s-au luat în considerare duratele medii de viață ale echipamentelor utilizate. Astfel, în cazul utilajelor nu s-au prevăzut în fluxurile de numerar costuri de înlocuire având în vedere faptul că s-au prevăzut costuri cu întreținerea. Valoarea utilajelor fiind mare s-a considerat că preconizarea cheltuielilor cu întreținerea și reparațiile capitale sunt suficiente.

Tabel 3. Centralizator consumuri aferente cheltuielilor variabile SR

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	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(t)/an	487.677,6	11.216.586				623.721,73	575.460,37	527.468,47	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
2. Emisii de CO1 (ardere gaz natural 100%)																		
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	98.491,4	2.265.302				125.966,84	116.219,98	106.527,53	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
3. Apă tehnologică																		
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	210.580,2	4.843.344				682.471,25	531.853,43	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
4. Energie electrică																		
Energie electrică consumată	EEC	MWh(e)/an	10.996	252.900				14.000,00	13.000,00	11.900,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul SR : CAF echivalent	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(t)/an	487.677,6	11.216.586	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76	474.496,76
2. Emisii de CO2 (ardere gaz natural 100%)																
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	98.491,4	2.265.302	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
3. Apă tehnologică																
Cantitate de apă pentru compensarea pierderilor masice în rețele	Vad	m3/an	210.580,2	4.843.344	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
4. Energie electrică																
Energie electrică consumată	EEC	MWh(e)/an	10.996	252.900	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00

Tabel 4. Centralizator cheltuieli variabile SR

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	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	Prețuri	143,99	115,19	100,79	91,33	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						57.591.123	48.266.815	39.779.364	31.770.460	27.756.450	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440
		lei/an	135.292.269	3.111.722.176				283.319.529,11	237.448.597,95	195.694.580,11	156.294.776,78	136.547.856,06	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34
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	Prețuri	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		447,23	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						12.609.281	11.633.620	10.663.406	9.592.520	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079
		lei/an	49.405.754	1.136.332.343				62.031.356,44	57.231.591,73	52.458.625,43	47.190.399,77	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59
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						1.364.942	1.023.707	693.479	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228
		lei/an	2.071.898	47.653.662				6.714.834,14	5.036.125,60	3.411.568,96	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
6. Energie electrică						-20,2%	-12,2%	-7,9%	-9,3%	-10,2%	-11,4%	-12,2%	-14,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	105,70	Prețuri	253,60	202,47	177,85	163,88	148,65	133,42	118,19	103,79	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
		lei/MWh	519,98		1.247,59	996,07	874,93	806,19	731,28	656,37	581,46	510,61	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	eur/an						2.294.268	1.932.439	1.587.723	1.264.666	1.110.578	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647
		lei/an	5.400.188	124.204.330				11.286.652,06	9.506.635,23	7.810.801,02	6.221.622,36	5.463.486,65	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79
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	178.255.124	4.456.378.133	0,00	0,00	0,00	364.852.171,76	310.730.450,52	260.890.613,51	212.853.968,57	193.451.407,94	172.910.603,36	172.918.292,36	172.926.020,36	172.933.786,36	172.941.591,36	172.949.435,36

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul SR : CAF echivalent	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	Prețuri	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			23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440	23.742.440
		lei/an	135.292.269	3.111.722.176	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34	116.800.935,34
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	Prețuri	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			9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079	9.815.079
		lei/an	49.405.754	1.136.332.343	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59	48.285.282,59
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			330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228	330.228
		lei/an	2.071.898	47.653.662	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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	105,70	Prețuri	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
		lei/MWh	519,98		435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70	435,70
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	eur/an			947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647	947.647
		lei/an	5.400.188	124.204.330	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79	4.661.951,79
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	178.255.124	4.456.378.103	172.957.319,36	172.965.242,36	172.973.205,36	172.981.207,36	172.989.249,36	172.997.332,36	173.005.455,36	173.013.619,36	173.021.823,36	173.030.068,36	173.038.355,36	173.046.683,36

Tabel 5. Centralizator cheltuieli fixe SR

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Scenariul SR : CAF echivalent	Simbol	UM	Medie/an	Total		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
CONSUMURI																			
CHELTUIELI VARIABILE																			
CHELTUIELI FIXE																			
Mentenanță și reparații																			
Mentenanță și reparații, cazane și alte echipamente	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%
Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	22.362	514.319				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	22.313,00
	CF5	eur/an						20.000	20.200	20.402	20.606	20.812	21.020	21.230	21.442	21.656	21.873	22.091	22.313
	CF5	lei/an	110.008	2.530.192				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	109.768,80
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	109.768,80
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%	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	10.465,00
Personal operare-tehnic-administrativ	NPO	angajați						100	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	2.552.693
		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	12.558.000
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						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	257.683,5
		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	1.267.674,00
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	13.935.442,80
		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	2.832.695
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	191.100.926	4.777.523.157	0,00	0,00	0,00	377.401.961,76	323.399.824,42	273.681.011,15	225.766.629,78	206.487.572,58	186.071.512,25	186.205.186,35	186.340.139,28	186.476.371,05	186.613.887,59	186.752.683,96	186.892.762,17
		eur/an						76.715.512	65.738.352	55.631.875	45.892.190	41.973.284	37.823.257	37.850.429	37.877.861	37.905.554	37.933.507	37.961.720	37.990.195

Anexa C2.5. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul SR : CAF echivalent	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																
Mentenanță și reparații, cazane și alte echipamente	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%
Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	22.362	514.319	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
	CF5	eur/an			22.313	22.536	22.761	22.989	23.219	23.451	23.686	23.923	24.162	24.404	24.648	24.894
	CF5	lei/an	110.008	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
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	103.288	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	NPO	angajați			100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	eur/an			2.552.693	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	191.100.926	4.777.523.157	186.892.762,17	187.034.120,21	187.176.760,10	187.320.685,75	187.465.893,23	187.612.383,56	187.760.160,64	187.909.221,56	188.059.565,32	188.211.196,84	188.364.113,20	188.519.514,40
		eur/an			37.990.195	38.018.929	38.047.924	38.077.180	38.106.696	38.136.474	38.166.513	38.196.813	38.227.374	38.258.196	38.289.280	38.320.869

Tabel 6. Centralizator cheltuieli totale SR

	[illegible]							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
17	Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an					57.591.122,90	48.266.815,32	39.779.363,78	31.770.459,76	27.756.450,06	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36
18	Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an					12.609.280,71	11.633.619,62	10.663.405,92	9.592.519,52	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29
19	Cheltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an					1.364.942,40	1.023.706,80	693.478,80	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
20	Cheltuieli cu energia electrică	CV6	€/an					2.294.268,13	1.932.439,32	1.587.722,54	1.264.685,92	1.110.577,63	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48
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	905.859.566				74.184.523,17	63.163.014,64	53.031.936,89	43.267.398,83	39.323.388,14	35.148.003,53	35.149.566,49	35.151.137,38	35.152.716,00	35.154.302,54	35.155.897,01
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	21.873,90	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	245.146,66	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	2.675.253,38	2.700.852,69	2.726.724,04	2.752.837,62	2.779.204,44	2.805.823,48
28	Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	971.139.985				76.715.512,10	65.738.352,36	55.631.875,42	45.892.190,22	41.973.284,39	37.823.256,89	37.850.429,18	37.877.861,43	37.905.553,62	37.933.506,98	37.961.720,49

	[illegible]				2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
17	Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an		23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36
18	Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an		9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29
19	Cheltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an		330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
20	Cheltuieli cu energia electrică	CV6	€/an		947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48
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	905.859.966	35.157.499,62	35.159.110,15	35.160.728,81	35.162.355,39	35.163.990,11	35.165.633,17	35.167.284,35	35.168.943,87	35.170.611,52	35.172.287,50	35.173.972,02	35.175.664,88
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		2.552.693,44	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	971.139.985	37.990.194,57	38.018.928,80	38.047.923,59	38.077.179,74	38.106.696,46	38.136.473,94	38.166.512,99	38.196.813,00	38.227.373,78	38.258.196,33	38.289.280,05	38.320.868,87

Tabel 7. 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	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	6 024	132.523					6.732	6.471	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural																		
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	500.292,3	11.006.431					559.051,39	537.329,07	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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	175.026,5	4.025.610				510.387,62	161.147,34	165.506,68	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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	23.570,0	542.110				76.388,25	57.291,19	38.810,16	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	677.137,0	15.574.151				536.775,87	797.489,91	741.706,11	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94
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	96.646,0	2.222.859				0,00	112.506,02	103.531,10	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.348,4	813.012				103.077,93	35.534,52	33.425,77	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.485				15.427,37	11.570,53	7.638,10	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	136.754,6	3.145.355				118.505,25	161.061,06	149.794,97	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
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	210.580,2	4.843.344				682.471,22	511.853,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	Va = Vac + Vad	m3/an	210.949,7	4.851.844				682.471,26	520.353,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
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	1.259	27.697					1.407	1.352	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit								5.500		5.500		5.500		5.500		5.500
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	5.500,00	121.000					0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000
Cantitate total ulei ungere	Vlo = Vloc+Vlos	lit/an	6.759	148.697					1.407	12.352	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247
6. Energie electrică																		
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						14.000,00										

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG	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	6.024	132.523	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural																
Energie primară combustibil principal: gaz natural, turbine cu gaz	EF1	MWh(f)/an	500.292,3	11.006.431	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52	495.499,52
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	175.026,5	4.025.610	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39	158.428,39
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	23.570,0	542.110	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	677.137,0	15.574.151	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94	672.408,94
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	96.646,0	2.222.859	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08	100.071,08
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.348,4	813.012	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20	31.996,20
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.485	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	136.754,6	3.145.355	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
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	210.580,2	4.843.344	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	Va = Vac + Vad	m3/an	210.949,7	4.851.844	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
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	1.259	27.697	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247	1.247
Cantitate schimb de ulei / unitate	Vlos1	lit/unit				5.500		5.500		5.500		5.500		5.500		5.500
Cantitate schimb de ulei ungere	Vlos = Vlos1*N	lit/an	5.500,00	121.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000	0	11.000
Cantitate total ulei ungere	Vlo = Vloc+Vlos	lit/an	6.759	148.697	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247	1.247	12.247
6. Energie electrică																
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an														

Tabel 8. 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	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	Prețuri	143,99	115,19	100,79	92,33	83,83	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	566,60	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	185.439.079	4.265.098.827				266.537.231,50	329.863.253,24	275.178.281,48	221.485.189,02	193.501.845,24	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47
	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	170.603.953	4.265.098.827	0,00	0,00	0,00	266.537.231,50	329.863.253,24	275.178.281,48	221.485.189,02	193.501.845,24	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47
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	Prețuri	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 emisiie EUA CO2	CV2	lei/an	68.625.416	1.578.384.569				58.356.958,53	79.313.723,68	73.765.325,47	66.873.473,50	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96
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/lt	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/lt	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	2.075.534	47.737.293				6.714.834,14	5.119.757,10	3.411.568,95	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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/lt	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/lt	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	154.549	3.400.074					28.810,90	255.470,37	26.045,86	258.378,59	26.569,38	263.372,00	27.103,43	268.869,80	27.648,21	274.274,08
6. Energie electrică	re	%				-20,2%	-12,2%	-7,9%										
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Prețuri	253,60	202,47	177,85	161,83										
		lei/MWh	892,40		1.247,59	996,07	874,93	806,19										
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652				11.286.652,06										
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	237.694.920	5.942.373.008	0,00	0,00	0,00	344.395.676,23	415.432.544,92	354.125.684,27	291.531.878,03	265.340.037,44	237.132.535,46	237.377.227,08	237.148.486,50	237.398.018,88	237.164.602,28	237.419.072,16

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG	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	Prețuri	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	185.439.079	4.265.098.827	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47
	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	170.603.953	4.265.098.827	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47	165.518.501,47
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	Prețuri	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 emisiie EUA CO2	CV2	lei/an	68.625.416	1.578.384.569	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96	68.425.030,96
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/lt	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/lt	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	2.075.534	47.737.293	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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/lt	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/lt	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	154.549	3.400.074	28.203,94	279.786,99	28.770,84	285.410,71	29.349,13	291.147,47	29.939,05	296.999,53	30.540,82	302.969,22	31.154,69	309.058,90
6. Energie electrică																
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Prețuri												
		lei/MWh	892,40													
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652												
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	237.694.920	5.942.373.003	237.160.886,01	237.440.392,07	237.197.333,91	237.461.980,79	237.213.961,20	237.483.842,54	237.230.757,12	237.505.981,61	237.247.726,90	237.528.400,30	237.264.872,77	237.551.104,98

Tabel 9. Centralizator cheltuieli fixe 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	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	I								6.732	6.471	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
Mentenanță și reparații, motoare termice	Ho	h/an							6.732	13.203	19.169	25.135	31.101	37.067	43.033	45.999	54.965	60.931
1) Cheltuieli de mentenanță corectivă (materiale în stoc)		eur/an	325.000	325.000					325.000,00									
	CF1	lei/an	72.674	1.598.838					1.598.837,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2) Cheltuieli de mentenanță completă (materiale și manoperă)	re	%			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%
	PMC	eur/h		92,00	94,30	96,70	99,10	101,60	104,10	106,70	109,40	112,10	114,90	117,80	120,70	123,70	126,80	
		eur/an	1.603.119	35.246.609					1.367.943,40	1.347.262,20	1.273.144,40	1.305.360,80	1.337.577,20	1.370.686,80	1.405.589,60	1.440.192,40	1.475.888,40	1.512.977,60
	CF2	lei/an	7.881.627	173.395.695					6.729.597,64	6.627.856,39	6.263.233,88	6.421.722,48	6.580.211,08	6.744.569,56	6.914.798,04	7.085.078,51	7.261.124,93	7.443.093,30
3) Cheltuieli de reparație capitală / înlocuire (materiale și manoperă)	PRK	eur/an	15.000.000	15.000.000														
	CF3	lei/an	3.354.295	73.792.509					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4) Cheltuieli de mentenanță de rutină	PMR	eur/an	10.000	220.000					10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
	CF4	lei/an	49.195	1.082.290					49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00
Mentenanță și reparații, alte echipamente	re	%							1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
5) Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	93.438	2.055.627					84.000,00	84.840,00	85.688,40	86.545,20	87.410,60	88.284,80	89.167,60	90.059,20	90.960,00	91.870,00
	CF5	lei/an	459.666	10.112.657					413.238,00	417.370,38	421.542,13	425.758,15	430.018,50	434.318,14	438.657,06	443.045,35	447.477,72	451.954,47
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	10.399.279	259.981.979	0,00	0,00	0,00	0,00	8.790.863,14	7.094.421,77	6.713.970,99	6.856.675,58	7.059.419,53	7.228.077,70	7.402.650,09	7.577.366,76	7.757.797,65	7.944.242,77
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		8.100,00	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					175	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an					14.064.000	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	21.379.760	
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				3.200.000,00	1.206.000,00	1.212.030,00	1.218.090,00	1.224.180,90	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	12.158.504	803.962.601	0,00	0,00	0,00	16.264.000,00	30.452.063,14	28.966.851,77	28.815.820,99	29.188.135,58	29.578.690,53	29.967.330,70	30.364.085,09	30.763.074,76	31.170.169,65	31.585.369,77
		eur/an						3.102.754	6.190.093	5.858.193	5.858.283	5.935.184	6.012.534	6.091.540	6.172.189	6.253.293	6.336.044	6.420.443
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	269.853.424	6.746.335.610	0,00	0,00	0,00	359.658.676,33	445.484.608,06	383.092.536,05	320.351.693,02	294.538.173,03	266.711.215,99	267.244.557,78	267.512.571,60	268.161.093,64	268.334.771,94	269.004.441,93
		eur/an						73.108.990	90.554.855	77.872.250	65.118.753	59.871.567	54.215.106	54.343.848	54.378.000	54.508.817	54.545.131	54.681.257

Anexa C2.3. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S1 : CHP TG	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	I				5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
Mentenanță și reparații, motoare termice	Ho	h/an			66.897	72.863	78.829	84.795	90.761	96.727	102.693	108.659	114.625	120.591	126.557	132.523
1) Cheltuieli de mentenanță corectivă (materiale în stoc)		eur/an	325.000	325.000												
	CF1	lei/an	72.674	1.598.838	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) Cheltuieli de mentenanță completă (materiale și manoperă)	re	%			2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
	PMC	eur/h			130,00	133,30	136,60	140,00	143,50	147,10	150,80	154,60	158,50	162,50	166,60	170,80
		eur/an	1.692.119	35.246.609	1.551.160,00	1.590.535,60	1.629.911,20	1.670.480,00	1.712.242,00	1.755.197,20	1.799.345,60	1.844.687,20	1.891.222,00	1.938.950,00	1.987.871,20	2.037.985,60
	CF2	lei/an	7.881.627	173.395.695	7.630.931,62	7.824.639,88	8.018.348,15	8.217.926,36	8.423.374,52	8.634.692,63	8.851.880,68	9.074.938,68	9.303.866,63	9.538.664,53	9.779.332,37	10.025.870,16
3) Cheltuieli de reparație capitală / înlocuire (materiale și manoperă)	PRK	eur/an	15.000.000	15.000.000								15.000.000,00				
	CF3	lei/an	3.354.295	73.792.509	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73.792.500,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4) Cheltuieli de mentenanță de rutină	PMR	eur/an	10.000	220.000	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
	CF4	lei/an	49.195	1.082.290	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00
Mentenanță și reparații, alte echipamente	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%
5) Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	93.438	2.055.627	92.785,00	93.717,00	94.654,00	95.601,00	96.557,00	97.523,00	98.498,00	99.483,00	100.478,00	101.483,00	102.498,00	103.523,00
	CF5	lei/an	459.666	10.112.657	456.475,49	461.040,78	465.650,35	470.309,12	475.012,16	479.764,40	484.560,91	489.406,61	494.301,52	499.245,62	504.238,91	509.281,40
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i)	lei/an	10.399.279	259.981.979	8.136.602,11	8.334.875,67	8.533.193,50	8.737.430,48	8.947.581,68	9.163.652,02	9.385.636,59	83.406.040,30	9.847.363,15	10.087.105,14	10.332.766,28	10.584.346,56
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			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	32.158.504	803.962.601	32.008.676,11	32.440.087,67	32.873.715,50	33.315.494,48	33.765.359,68	34.223.336,02	34.689.418,59	108.956.113,30	35.645.920,15	36.136.338,14	36.634.868,28	37.143.671,56
		eur/an			6.505.490	6.594.184	6.682.393	6.772.130	6.863.576	6.956.670	7.051.411	22.147.802	7.245.842	7.345.531	7.446.858	7.550.294
TOTAL CHELTUIELI	C = CF + CV	lei/an	269.853.424	6.746.335.610	269.189.562,12	269.880.479,73	270.071.074,41	270.777.475,27	270.979.320,88	271.707.178,57	271.920.175,71	346.461.094,90	272.893.647,05	273.664.738,44	273.899.741,05	274.694.776,54
		eur/an			54.718.886	54.859.331	54.898.074	55.041.666	55.082.696	55.230.649	55.273.946	70.426.282	55.471.826	55.628.568	55.676.937	55.837.946

Tabel 10. Centralizator cheltuieli totale S1

ANALIZA FINANCIARĂ		Fază			Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
S1 : CHP TG		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 variabile (CV)																		
17 Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an						54.179.740,17	66.889.572,77	55.936.729,58	45.021.890,24	39.313.660,66	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09
18 Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an						11.842.375,96	16.127.373,35	14.994.476,16	13.593.550,87	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13
19 Cheltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an						1.364.542,40	1.040.706,00	693.478,60	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
20 Cheltuieli cu uleiul de ungere turbine	CV4	€/an							9.956,47	51.930,15	5.294,41	52.521,31	5.409,63	53.576,09	5.509,19	54.653,89	5.620,13	55.752,43
21 Cheltuieli cu agenții de reducere NOx	CV5	€/an																
22 Cheltuieli cu energia electrică	CV6	€/an						2.234.268,13										
23 Alte cheltuieli variabile	CV7	€/an						304.099,04	306.433,58	307.965,85	309.505,64	311.053,16	312.608,40	314.171,35	315.742,25	317.320,87	318.907,43	320.501,88
24 Total Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	1.207.922.148					70.006.225,64	84.364.781,97	71.984.080,55	59.260.469,16	53.936.383,26	48.202.568,44	48.252.807,57	48.205.810,86	48.256.533,97	48.209.086,75	48.260.819,53
Cheltuieli fixe (CF)																		
25 Cheltuieli de mentenanță	CF1	€/an							1.788.942,40	1.442.102,20	1.368.822,40	1.401.905,80	1.434.987,20	1.469.270,80	1.504.756,60	1.540.253,40	1.576.948,20	1.614.847,60
26 Cheltuieli de salarizare	CF2	€/an						2.858.877,12	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	4.503.969,93	4.549.194,02
27 Alte cheltuieli fixe	CF3	€/an						243.917,28	245.146,86	245.372,60	247.604,43	248.847,96	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	163.423.641					3.102.794,34	6.190.072,80	5.888.169,89	5.858.282,55	5.935.183,57	6.012.537,97	6.091.539,93	6.172.189,27	6.253.292,97	6.336.044,24	6.420.443,09
30 Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.371.345.789					73.108.989,99	90.554.854,77	77.872.250,44	65.118.751,71	59.871.566,83	54.215.106,41	54.343.847,50	54.378.000,13	54.509.826,94	54.545.131,00	54.681.256,62

ANALIZA FINANCIARĂ		Fază			Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
S1 : CHP TG		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 variabile (CV)																
17 Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an			33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09
18 Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an			13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13
19 Cheltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an			330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
20 Cheltuieli cu uleiul de ungere turbine	CV4	€/an			5.733,09	56.873,05	5.848,33	58.016,20	5.965,88	59.182,33	6.085,79	60.371,89	6.206,11	61.585,37	6.330,90	62.823,23
21 Cheltuieli cu agenții 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	326.960,25	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	1.207.922.148		48.212.396,79	48.265.147,28	48.215.741,22	48.269.535,68	48.219.120,07	48.273.979,58	48.222.534,23	48.278.479,85	48.225.583,72	48.283.036,95	48.229.469,00	48.287.653,20
Cheltuieli fixe (CF)																
25 Cheltuieli de mentenanță	CF1	€/an			1.653.949,00	1.694.252,60	1.734.565,20	1.776.001,00	1.818.759,00	1.862.720,20	1.907.843,60	16.954.170,20	2.001.700,00	2.050.433,00	2.100.369,20	2.151.508,60
26 Cheltuieli de salarizare	CF2	€/an			4.594.857,20	4.640.959,45	4.687.500,76	4.734.481,15	4.781.900,50	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	163.423.641		6.506.489,71	6.594.183,89	6.682.332,66	6.772.130,19	6.863.575,50	6.956.669,59	7.051.411,44	22.147.802,28	7.245.842,09	7.345.530,67	7.446.868,23	7.550.294,05
30 Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.371.345.789		54.718.886,50	54.859.331,18	54.898.073,87	55.041.665,87	55.082.695,58	55.230.649,16	55.273.945,67	70.426.282,12	55.471.825,80	55.628.567,63	55.676.337,24	55.837.946,24

Tabel 11. 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	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)							5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.024	132.523					6.732	6.471	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural																		
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	660.868,5	14.539.106					740.439,19	710.166,51	654.425,03	654.425,03	654.425 03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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	175.746,0	4.042.159				510.387,62	181.147,34	166.188,04	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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	23.570,0	542.110				76.188,75	57.291,19	38.810,16	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	831.451,1	19.123.376				586.775,87	978.877,72	815.164,80	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86
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. Emisă de CO2 (ardere gaz natural 100%)																		
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	127.666,0	2.936.318				0,00	149.539,10	143.425,25	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.493,7	816.354				103.077,88	36.584,52	33.563,34	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.485				15.427,37	11.570,53	7.838,10	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	167.919,9	3.862.157				118.505,25	197.694,14	184.826,68	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
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	210.580,2	4.843.344				682.471,20	511.853,48	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	Va = Vac + Vad	m3/an	210.949,7	4.851.844				682.471,20	520.353,40	346.739,40	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
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	87.269	1.919.927					97.530	93.749	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432
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	34.000,00	748.000					34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000
Cantitate total ulei ungere	Vlo = Vloc+Vlos	lit/an	121.269	2.667.927					131.530	127.749	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432
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	903,57	19.878					1.009,80	970,65	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90
6. Energie electrică																		
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an						14.000,00										

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	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)			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Număr ore medii de operare la sarcină nominală	Hom	h/an	6.024	132.523	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
1. Gaz natural																
Energie primară combustibil principal: gaz natural, motoare termice	EF1	MWh(f)/an	660.868,5	14.539.106	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03	654.425,03
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	175.746,0	4.042.159	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80	159.221,80
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	23.570,0	542.110	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.451,03	18.431,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03	18.481,03
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	831.451,1	19.123.376	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,86	832.127,65	832.127,86	832.127,86
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. Emisă de CO2 (ardere gaz natural 100%)																
Cantitate de emisie GES CO2 generată de motoarele termice	MC1	tCO2/an	127.666,0	2.936.318	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68	132.167,68
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de apă caldă	MC2	tCO2/an	35.493,7	816.354	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44	32.156,44
Cantitate de emisie GES CO2 generată de cazanele de abur	MC3	tCO2/an	4.760,2	109.485	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43	3.732,43
Cantitate de emisie GES CO2 generată de instalațiile de ardere	MC = Σ MC(i)	tCO2/an	167.919,9	3.862.157	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
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	210.580,2	4.843.344	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
Cantitate de apă totală	Va = Vac + Vad	m3/an	210.949,7	4.851.844	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00	165.114,00
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	87.269	1.919.927	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.431	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432	86.432
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	34.000,00	748.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000	34.000
Cantitate total ulei ungere	Vlo = Vloc+Vlos	lit/an	121.269	2.667.927	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432	120.432
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	903,57	19.878	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90	894,90
6. Energie electrică																
Energie electrică consumată	EEC	MWh/an														

Tabel 12. 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	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	Prețuri	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	226.546.053	5.210.559.212				266.537.231,50	403.908.163,47	339.532.698,10	274.095.101,92	239.464.806,79	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65
	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	208.422.368	5.210.559.212	0,00	0,00	0,00	266.537.231,50	403.908.163,47	339.532.698,10	274.095.101,92	239.464.806,79	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65
2. Emisă 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	Prețuri	[illegible]	[illegible]	96,57	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	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*	*84.276.958*	*1.938.370.041*				*58.356.858,57*	*87.352.889,45*	*91.054.412,51*	*82.758.891,49*	*84.678.194,14*	*84.678.194,14*	*84.678.194,14*	*84.678.194,14*	*84.678.194,14*	*84.678.194,14*	*84.678.194,14*
3. Apă tehnologică	re	%	0,00%			0,0%	0,0%	0,0%	9,0%	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	2.075.534	47.737.293				6.714.834,14	5.119.757,38	3.411.568,96	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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	2.760.355	60.727.821					2.693.337,49	2.642.068,16	2.515.663,97	2.540.820,61	2.566.228,82	2.591.891,11	2.617.810,02	2.643.988,12	2.670.428,00	2.697.133,28
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	4.778.586	105.128.890					5.067.812,97	4.895.690,25	4.536.196,34	4.558.877,32	4.581.871,70	4.604.580,06	4.627.602,96	4.650.740,98	4.673.994,68	4.697.364,66
6. Energie electrică						-20,2%	-12,2%	-7,9%										
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Prețuri	253,60	202,47	177,85	163,88										
		lei/MWh	892,40		1.247,59	996,07	874,93	806,19										
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652				11.286.652,06										
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	34.465.593				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	296.411.020	7.410.275.501	0,00	0,00	0,00	344.395.674,23	515.649.460,47	443.013.475,93	367.052.223,37	334.397.481,51	299.823.039,96	299.879.299,61	299.935.969,42	299.993.051,54	300.050.550,12	300.108.468,38

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	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	Prețuri	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	226.546.053	5.210.559.212	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65
	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	208.422.368	5.210.559.212	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65	204.834.511,65
2. Emisă 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	Prețuri	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	84.276.958	1.938.370.041	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14	84.678.194,14
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	2.075.534	47.737.293	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65	1.624.556,65
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	2.760.355	60.727.821	2.724.103,60	2.751.344,64	2.778.858,08	2.806.646,67	2.834.713,13	2.863.060,26	2.891.690,87	2.920.607,77	2.949.813,85	2.979.311,99	3.009.105,11	3.039.196,16
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	4.778.586	105.128.890	4.720.851,48	4.744.455,74	4.768.178,02	4.792.018,91	4.815.979,00	4.840.058,90	4.864.259,19	4.888.580,49	4.913.023,39	4.937.588,51	4.962.276,45	4.987.087,83
6. Energie electrică																
Preț achiziție energie electrică	PEE	eur/MWh	181,40	Prețuri												
		lei/MWh	892,40													
Cheltuieli achiziție energie electrică	CV6	lei/an	11.286.652	11.286.652												
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	296.411.020	7.410.275.501	300.166.810,52	300.225.578,82	300.284.777,54	300.344.409,01	300.404.477,57	300.464.987,60	300.525.941,50	300.587.343,70	300.649.196,68	300.711.504,94	300.774.273,00	300.837.503,43

Tabel 13. Centralizator cheltuieli fixe 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	Simbol	UM	Medie/an	Total	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CONSUMURI																		
CHELTUIELI VARIABILE																		
CHELTUIELI FIXE																		
Mentenanță și reparații	I								6.732	6.471	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
Mentenanță și reparații, motoare termice	Ho	h/an							6.732	13.203	19.169	25.135	31.101	37.067	43.033	48.999	54.965	60.931
1) Cheltuieli de mentenanță corectivă (materiale în stoc)		eur/an	485.000	485.000					485.000,00									
	CF1	lei/an	108.453	2.385.958					2.385.957,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2) Cheltuieli de mentenanță completă (materiale și manoperă)	re	%		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%
	PMC	eur/h		55,00	56,40	57,80	59,20	60,70	62,20	63,80	65,40	67,00	68,70	70,40	72,20	74,00	75,90	
		eur/an	2.394.278	52.672.577					2.043.167,00	2.012.481,00	1.963.154,00	1.950.882,00	1.998.510,00	2.049.321,00	2.100.032,00	2.153.726,00	2.207.420,00	2.264.097,00
	CF2	lei/an	11.778.306	259.122.743					10.051.335,46	9.900.400,28	9.367.566,10	9.597.364,00	9.832.181,90	10.081.634,68	10.331.107,42	10.595.335,08	10.859.402,69	11.138.235,19
3) Cheltuieli de reparație capitală (materiale și manoperă)	PRK	eur/an	1.500.000	1.500.000														
	CF3	lei/an	335.420	7.379.250					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4) Cheltuieli de mentenanță de rutină	PMR	eur/an	10.000	220.000					10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
	CF4	lei/an	49.195	1.082.290					49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00
Mentenanță și reparații, alte echipamente	re	%							1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
5) Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	93.438	2.055.627					84.000,00	84.840,00	85.688,00	86.545,00	87.410,00	88.284,00	89.167,00	90.059,00	90.960,00	91.870,00
	CF5	lei/an	459.666	10.112.657					413.238,00	417.370,38	421.542,12	425.758,13	430.013,50	434.313,64	438.657,06	443.045,25	447.477,72	451.954,47
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = I CF(i), i=1...5	lei/an	12.731.041	280.082.897					12.899.715,96	10.366.965,66	9.833.303,33	10.072.317,13	10.311.370,39	10.565.142,80	10.818.559,48	11.087.455,31	11.354.875,41	11.639.374,66
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%	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				125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an				14.064.000	14.205.000	14.347.500	14.491.500	14.637.000	14.784.000	14.932.500	15.082.500	15.234.000	15.387.000	15.541.500		
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%	0,5%
Alte cheltuieli fixe	CF9	lei/an	1.268.358	29.172.462			1.257.674,00	1.274.012,00	1.280.352,00	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	26.842.334	671.058.359	0,00	0,00	0,00	15.264.000,00	28.310.725,96	25.926.496,66	25.542.893,72	25.933.497,13	26.325.671,39	26.734.095,80	27.144.094,48	27.570.343,31	27.998.167,41	28.442.241,66
		eur/an						3.102.754	5.754.797	5.270.149	5.192.173	5.271.572	5.351.290	5.434.312	5.517.653	5.604.298	5.691.263	5.781.532
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	373.253.354	8.081.333.850	0,00	0,00	0,00	359.659.676,23	543.960.185,43	468.939.971,64	392.595.116,58	360.330.978,63	326.148.711,35	326.643.395,41	327.003.063,90	327.561.394,84	328.048.717,53	328.550.710,03
		eur/an						73.104.990	110.572.251	95.322.090	79.803.866	73.245.447	66.297.126	66.391.584	66.486.445	66.584.693	66.683.345	66.785.387

Anexa C2.4. CHELTUIELI DE EXPLOATARE		An			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Scenariul S2 : CHP MT	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	I				5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966	5.966
Mentenanță și reparații, motoare termice	Ho	h/an			66.897	72.863	78.829	84.795	90.761	96.727	102.693	108.659	114.625	120.591	126.557	132.523
1) Cheltuieli de mentenanță corectivă (materiale în stoc)		eur/an	485.000	485.000												
	CF1	lei/an	108.453	2.385.958	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) Cheltuieli de mentenanță completă (materiale și manoperă)	re	%			2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
	PMC	eur/h			77,80	79,70	81,70	83,70	85,80	87,90	90,10	92,40	94,70	97,10	99,50	102,00
		eur/an	2.394.278	52.672.577	1.320.774,00	1.377.451,00	1.437.111,00	1.496.771,00	1.559.414,00	1.622.057,00	1.687.683,00	1.756.293,00	1.824.901,00	1.896.493,00	1.968.085,00	1.042.659,00
	CF2	lei/an	11.778.306	259.122.743	11.417.047,69	11.695.870,19	11.989.367,56	12.282.864,93	12.593.037,17	12.899.209,41	13.222.056,52	13.559.578,49	13.897.100,47	14.249.297,31	14.601.494,16	14.968.365,87
3) Cheltuieli de reparație capitală (materiale și manoperă)	PRK	eur/an	1.500.000	1.500.000				1.500.000,00								
	CF3	lei/an	335.420	7.379.250	0,00	0,00	0,00	7.379.250,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4) Cheltuieli de mentenanță de rutină	PMR	eur/an	10.000	220.000	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
	CF4	lei/an	49.195	1.082.290	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00	49.195,00
Mentenanță și reparații, alte echipamente	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%
5) Cheltuieli de mentenanță și reparații (materiale și manoperă)	PMA	eur/an	93.438	2.055.627	92.789,00	93.737,00	94.654,00	95.601,00	96.557,00	97.523,00	98.498,00	99.483,00	100.478,00	101.483,00	102.498,00	103.523,00
	CF5	lei/an	459.666	10.112.657	456.475,49	461.040,78	465.650,35	470.309,13	475.012,16	479.764,40	484.560,91	489.406,63	494.301,52	499.245,62	504.238,91	509.281,40
TOTAL CHELTUIELI MENTENANȚĂ	CFM = Σ CF(i), i=1...5	lei/an	12.731.041	280.082.897	11.922.718,18	12.206.105,98	12.504.212,92	20.181.619,05	13.115.244,33	13.428.168,81	13.755.812,43	14.098.180,11	14.440.596,99	14.797.737,93	15.154.928,07	15.526.842,27
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			125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Cheltuieli cu salarizarea personalului	CF6	lei/an			15.697.500	15.855.000	16.014.000	16.174.500	16.336.500	16.500.000	16.665.000	16.831.500	16.999.500	17.169.000	17.340.000	17.514.000
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	1.268.358	29.172.462	1.257.674,00	1.274.012,00	1.280.352,00	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	26.842.334	671.058.359	28.887.892,18	29.335.117,98	29.798.594,92	37.642.903,05	30.744.962,33	31.227.852,81	31.726.994,43	32.242.393,11	32.759.873,99	33.292.610,93	33.827.430,07	34.380.007,27
		eur/an			5.872.170	5.963.028	6.057.241	7.651.774	6.249.611	6.347.769	6.449.232	6.553.998	6.659.056	6.767.479	6.876.193	6.988.517
TOTAL CHELTUIELI	C	lei/an	373.253.354	8.081.333.850	329.560.696,79	330.083.372,46	327.507.317,07	334.148.439,91	331.692.640,41	332.252.535,93	332.829.736,61	333.403.370,47	334.004.115,87	334.601.703,07	335.217.510,70
		eur/an			66.887.835	66.990.689	67.096.935	68.703.590	67.313.638	67.424.096	67.537.948	67.655.195	67.772.857	67.893.915	68.015.383	68.140.503

Tabel 14. Centralizator cheltuieli totale S2

ANALIZA FINANCIARĂ		Faza		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
S1 : CHP TG		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
17	Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an					54.179.740,12	82.103.499,01	69.017.724,99	55.716.048,77	48.676.655,51	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25
18	Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an					11.862.375,58	19.795.183,75	18.501.151,03	16.822.459,90	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33
19	Cheltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an					1.364.947,40	1.040.706,80	659.478,60	330.229,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
20	Cheltuieli cu uleiul de ungere motoare	CV4	€/an					547.481,96	537.060,30	511.365,78	516.479,44	521.644,24	526.860,68	532.129,29	537.450,58	542.825,08	548.253,33
21	Cheltuieli cu agentul de reducere NOx	CV5	€/an					1.030.147,58	995.150,13	922.084,83	926.695,26	931.328,73	935.985,38	940.665,30	945.368,61	950.095,47	954.845,95
22	Cheltuieli cu energia electrică	CV6	€/an					2.294.268,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Alte cheltuieli variabile	CV7	€/an					304.909,04	306.433,58	307.965,45	309.505,64	311.053,16	312.608,40	314.171,36	315.742,15	317.320,87	318.907,43
24	Total Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	1.506.306.637				73.098.135,64	104.817.453,09	90.052.543,11	74.611.692,93	67.973.875,70	60.545.835,95	60.057.272,00	60.968.791,43	60.980.394,66	60.992.082,55
25	Cheltuieli de mentenanță	CF1	€/an					-	2.622.163,00	2.107.371,00	1.938.842,00	2.047.427,00	2.096.020,00	2.147.605,00	2.199.199,00	2.253.785,00	2.308.380,00
26	Cheltuieli de salarizare	CF2	€/an					2.858.827,12	2.887.458,57	2.916.454,92	2.945.726,19	2.975.302,37	3.005.183,45	3.035.369,45	3.065.860,35	3.096.656,16	3.127.756,89
27	Alte cheltuieli fixe	CF3	€/an					243.917,23	245.146,96	246.377,60	247.604,43	248.847,36	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	136.407.838				3.102.744,34	5.754.797,43	5.270.148,52	5.192.172,62	5.271.571,73	5.351.290,05	5.434.311,58	5.517.653,11	5.604.297,86	5.691.262,81
30	Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.642.714.475				76.198.989,99	110.572.250,52	95.322.689,63	79.803.865,55	73.245.447,43	66.297.126,00	66.391.583,58	66.486.444,54	66.584.692,52	66.683.345,37

ANALIZA FINANCIARĂ		Faza		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
S1 : CHP TG		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
17	Cheltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25
18	Cheltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33
19	Cheltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
20	Cheltuieli cu uleiul de ungere motoare	CV4	€/an	553.735,87	559.272,23	564.865,96	570.514,62	576.219,76	581.931,96	587.801,78	593.679,80	599.616,60	605.612,76	611.668,89	617.785,58
21	Cheltuieli cu agentul de reducere NOx	CV5	€/an	959.620,18	964.418,23	969.240,37	974.086,58	978.957,01	983.851,79	988.771,05	993.714,91	998.683,48	1.003.676,90	1.008.695,28	1.013.738,76
22	Cheltuieli cu energia electrică	CV6	€/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Alte cheltuieli variabile	CV7	€/an	322.104,68	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	61.015.715,12	61.027.661,11	61.039.694,59	61.051.816,04	61.064.026,34	61.076.326,37	61.088.716,64	61.101.198,03	61.113.771,05	61.126.436,62	61.139.195,65	61.152.048,67
25	Cheltuieli de mentenanță	CF1	€/an	2.423.563,00	2.481.168,00	2.541.765,00	4.102.372,00	2.665.971,00	2.729.580,00	2.796.181,00	2.865.775,00	2.935.379,00	3.007.976,00	3.080.583,00	3.156.183,00
26	Cheltuieli de salarizare	CF2	€/an	3.190.874,05	3.222.589,50	3.255.208,66	3.287.834,13	3.320.764,31	3.353.999,39	3.387.539,36	3.421.384,29	3.455.534,10	3.489.988,82	3.524.748,45	3.560.117,90
27	Alte cheltuieli fixe	CF3	€/an	257.683,50	258.971,35	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	136.407.838	5.872.119,56	5.963.028,35	6.057.240,56	7.651.774,18	6.249.611,21	6.347.769,65	6.449.231,51	6.553.997,99	6.659.086,08	6.767.478,59	6.876.192,72	6.988.516,57
30	Total Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.642.714.475	66.887.834,68	66.990.689,45	67.096.935,15	68.703.590,21	67.313.637,55	67.424.096,03	67.537.948,15	67.655.196,02	67.772.857,13	67.893.915,21	68.015.388,37	68.140.565,24

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 15. Centralizator producție și venituri din vânzarea energiei termice (SR)

ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
SR : CAF echivalent		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
Energie Termică (ET)																	
1 Necesar ET	ETN	MWt/an		692.161,00	655.398,00	618.637,48	573.823,99	529.423,54	485.278,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
2.1 ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					573.823,99	529.423,54	485.278,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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					573.823,99	529.423,54	485.278,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
5 ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					351.553,62	362.100,22	372.963,23	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
6 Rată indexare anuală preț ET, calculată	fix	%					ref	-7,17%	-7,67%	-8,30%	-8,54%	-8,80%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
7.1 Adaos comercial pentru VNAF(C)=0	a	-	8,81%														
7 Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				1,00	145,47	135,13	124,74	114,89	104,63	94,93	94,93	94,41	94,48	94,53	94,62
8 Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021				83.475.618,25	71.531.160,46	60.534.309,32	49.936.171,37	45.671.934,78	41.156.210,35	41.185.777,04	41.215.626,59	41.245.759,01	41.276.175,59	41.306.875,25
Energie Electrică (EE)																	
9 EE produsă (brut)	EE	MWh/an															
10 EE consumată intern	EEC	MWh/an					14.000,00	13.000,00	11.900,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00
11 EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an															
12 EE vândută	EEV=EEN	MWh															
13 Rată indexare anuală preț EE, calculată	fix	%						-9,29%	-10,24%	-11,41%	-12,19%	-14,67%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14 Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi	163,88	149,65	133,42	118,19	103,79	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
15 Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	-														
16 Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.056.716.021				83.475.618,25	71.531.160,46	60.534.309,32	49.936.171,37	45.671.934,78	41.156.210,35	41.185.777,04	41.215.626,59	41.245.759,01	41.276.175,59	41.306.875,25

ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
SR : CAF echivalent		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
Energie Termică (ET)															
1 Necesar ET	ETN	MWt/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
2.1 ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
5 ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
6 Rată indexare anuală preț ET, calculată	fix	%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7.1 Adaos comercial pentru VNAF(C)=0	a	-	8,81%												
7 Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh		94,69	94,77	94,84	94,91	94,99	95,06	95,13	95,21	95,29	95,36	95,44	95,52
8 Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021	41.337.858,44	41.369.124,70	41.400.674,49	41.432.508,67	41.464.626,38	41.497.027,83	41.529.713,89	41.562.683,91	41.595.937,68	41.629.476,29	41.663.299,08	41.697.671,48
Energie Electrică (EE)															
9 EE produsă (brut)	EE	MWh/an													
10 EE consumată intern	EEC	MWh/an		10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00
11 EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an													
12 EE vândută	EEV=EEN	MWh													
13 Rată indexare anuală preț EE, calculată	fix	%		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		88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
15 Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	-												
16 Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.056.716.021	41.337.858,44	41.369.124,70	41.400.674,49	41.432.508,67	41.464.626,38	41.497.027,83	41.529.713,89	41.562.683,91	41.595.937,68	41.629.476,29	41.663.299,08	41.697.671,48

Tabel 16. Centralizator producție și venituri din vânzarea energie termice și electrice (S1)

ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
S1 : CHP TG		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
Energie Termică (ET)																	
1 Necesar ET	ETN	MWt/an		692.161,00	655.398,00	618.637,48	573.823,99	529.423,54	485.278,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
2.1 ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					557.437,07	529.423,54	485.278,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
2.2 ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					16.386,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 ET consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					573.823,99	529.423,54	485.278,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
5 ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					351.553,62	362.100,22	372.963,23	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
6 Rată indexare anuală preț ET, calculată	fix	%					ref	-7,17%	-7,67%	-8,30%	-8,54%	-8,80%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
7 Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				Preturi	145,47	135,13	124,74	114,89	104,63	94,93	94,93	94,41	94,48	94,53	94,62
8 Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021				83.475.618,25	71.531.160,46	60.534.309,32	49.936.171,37	45.671.934,78	41.156.210,35	41.185.777,04	41.215.626,59	41.245.759,01	41.276.175,59	41.306.875,25
Energie Electrică (EE)							-29	-19	-18	-8	-5	-2	-1	-1	-1	-1	-1
9 EE produsă (brut)	EE	MWh/an					190.077,47	182.713,28	168.468,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84
10 EE consumată intern	EEC	MWh/an					13.500,00	15.000,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00
11 EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an					174.577,47	167.713,28	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
12 EE vândută	EEV=EEN	MWh					174.577,47	167.713,28	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
13 Rată indexare anuală preț EE, calculată	fix	%					ref	-3,92%	-10,24%	-11,41%	-12,19%	-14,67%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14 Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi	163,65	153,42	138,19	103,79	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
15 Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	329.777.426					25.950.797,29	22.376.514,67	18.316.651,42	16.084.676,10	13.774.932,33	13.774.932,33	13.774.932,33	13.774.932,33	13.774.932,33	13.774.932,33
16 Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.386.493.447				83.475.618,25	97.481.958,16	82.910.823,98	68.252.822,63	61.756.610,87	54.931.143,68	54.960.709,37	54.990.558,93	55.020.691,34	55.051.107,92	55.081.807,58

ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
S1 : CHP TG		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
Energie Termică (ET)															
1 Necesar ET	ETN	MWt/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
2.1 ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
5 ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
6 Rată indexare anuală preț ET, calculată	fix	%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7 Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh		94,69	94,77	94,84	94,91	94,99	95,06	95,13	95,21	95,29	95,36	95,44	95,52
8 Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021	41.337.858,44	41.369.124,70	41.400.674,49	41.432.508,67	41.464.626,38	41.497.027,83	41.529.713,89	41.562.683,91	41.595.937,68	41.629.476,29	41.663.299,08	41.697.671,48
Energie Electrică (EE)				-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
9 EE produsă (brut)	EE	MWh/an		168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84
10 EE consumată intern	EEC	MWh/an		13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00
11 EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an		154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
12 EE vândută	EEV=EEN	MWh		154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
13 Rată indexare anuală preț EE, calculată	fix	%		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		88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
15 Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	329.777.426	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33
16 Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.386.493.447	55.062.790,77	55.094.057,03	55.125.606,83	55.157.441,01	55.189.558,71	55.221.960,16	55.254.646,22	55.287.616,25	55.320.870,02	55.354.408,62	55.388.231,41	55.422.603,81

Tabel 17. Centralizator producție și venituri din vânzarea energie termice și electrice (S2)

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Proiective	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S2 : CHP MT		An	Valoare totală	2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Nr	Parametru	Simbol	UM			2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	Energie Termică (ET)																	
1	Necesar ET	ETN	MWh/an		482.192,25	495.302,69	523.637,05	573.023,03	523.423,54	485.270,03	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					557.437,07	520.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
2.2	ET produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					16.586,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ET consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ET livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					351.553,63	362.100,22	372.963,23	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-7,13%	-7,67%	-8,30%	-8,54%	-9,89%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh				Prețuri	145,47	135,11	124,74	114,39	104,62	94,20	94,35	94,41	94,48	94,55	94,62
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021				83.475.618,25	71.531.160,46	60.534.109,32	49.936.171,27	45.671.934,78	41.156.210,35	41.185.777,04	41.215.626,59	41.245.759,01	41.276.175,59	41.306.875,25
	Energie Electrică (EE)							-29	-26	-19	-13	-7	-1	-1	-1	-1	-1	-1
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an					-	350.025,80	335.715,12	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an					-	23.000,00	31.500,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an					-	327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh					-	327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
13	Rată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%					-	-	-10,24%	-11,41%	-12,19%	-14,67%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	Preț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Prețuri	-	148,65	133,43	118,19	103,79	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	617.884.011				-	48.612.116,16	41.923.229,55	34.319.633,10	30.137.605,87	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.674.600.032				83.475.618,25	120.143.276,62	102.457.338,87	84.255.794,38	75.809.540,64	66.872.401,25	66.901.967,95	66.931.817,50	66.961.949,92	66.992.366,50	67.023.066,16

	ANALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
	S2 : CHP MT		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
	Energie Termică (ET)															
1	Necesar ET	ETN	MWh/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
2.1	ET produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
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		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
5	ET vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
6	Rată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%		0,06%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
7	Preț ET, medie anuală	PET	€/MWh		94,69	94,77	94,84	94,91	94,99	95,06	95,13	95,21	95,29	95,36	95,44	95,52
8	Venituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021	41.337.058,44	41.369.124,70	41.400.674,49	41.432.508,67	41.464.626,38	41.497.027,83	41.529.713,89	41.562.683,91	41.595.937,68	41.629.476,29	41.663.299,08	41.697.673,48
	Energie Electrică (EE)				0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	2
9	EE produsă (brut)	EE	MWh/an		309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56
10	EE consumată intern	EEC	MWh/an		19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00
11	EE livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an		290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
12	EE vândută	EEV=EEN	MWh		290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
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		88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
15	Venituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	617.884.011	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91
16	Total Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.674.600.032	67.054.049,35	67.085.315,61	67.116.865,40	67.148.699,58	67.180.817,29	67.213.218,74	67.245.904,80	67.278.874,82	67.312.128,59	67.345.667,20	67.379.489,99	67.413.862,39

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 survine din costurile variabile suplimentare cu gazul natural pentru producerea energiei electrice, precum și cu 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 în cadrul Anexelor C7.2 (SR), C7.3 (S1), C7.4 (S2).

Tabel 18. Calcul analiză financiară SR

	BENEFICII									
29	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	85.576.036				6.760.106	5.792.808	4.902.234
30	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					8,1%	8,1%	8,1%
	INVESTIȚIE									
31	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	38.472.328,29	2.022	2.023	2.024	2.024	2.025	
32	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	13,00%	87,00%	0,00%	0,00%	
33	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	5.001.402,68	33.470.925,61	-	-	
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE SI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANTARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027
34	Beneficii	EBIT				-	-	6.760.106	5.792.808	4.902.234
35	Taxa pe venituri	tpv	€/an							
36	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	85.576.035,56		-	-	6.760.106	5.792.808	4.902.234
37	Flux de numerar cumulat	FNC(i) = FNC(i-1) + FNO(i)	€/an			-	-	6.760.106	12.552.914	17.455.148
38	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(38.472.328)		(5.001.403)	(33.470.926)	-	-	-
39	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	47.103.707		(5.001.403)	(33.470.926)	6.760.106	5.792.808	4.902.234
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		(5.001.403)	(30.679.125)	5.679.420	4.460.822	3.460.151
44	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(38.472.328,29)						
45	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(32.704.425,20)						
46	Flux de numerar actualizat	FNA	€	0						
47	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR = NPV(d;FN)	€	-						
48	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) SR = IRR(FN;d)	%	9,10%						
49	Raportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,088						

Tabel 19. Calcul analiză financiară S1

	BENEFICII								
31	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	15.147.657		-	-	10.366.628	6.927.103	5.038.378
32	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					12,4%	7,1%	6,1%
	INVESTIȚII									
33	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	122.520.277,06						
34	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	12,50%	43,00%	44,50%	0,00%	
35	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	15.315.034,63	52.683.719,14	54.521.523,29	-	
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027
36	Beneficii	EBIT	€/an	15.147.657		-	-	10.366.628	6.927.103	5.038.378
37	Taxa pe venituri	tpv	€/an							
38	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	15.147.657,42		-	-	10.366.628	6.927.103	5.038.378
39	Flux de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	10.366.628	17.293.732	22.332.109
40	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(122.520.277)		(15.315.035)	(52.683.719)	(54.521.523)	-	-
41	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(107.372.620)		(15.315.035)	(52.683.719)	(44.154.895)	6.927.103	5.038.378
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	(89.789.807)		(15.315.035)	(48.289.385)	(37.096.194)	5.334.300	3.556.245
47	Flux de numerar operare, cu finanțare europeană	FNOEU	€/an			74.474.772	(52.683.719)	(44.154.895)	6.927.103	5.038.378
48	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(122.520.277,06)						
49	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(100.284.151,76)						
50	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(89.789.806,74)						
51	Valoare netă actualizată financiară S1	VNAF(C) S1 = NPV(d;FN)	€	(89.789.806,74)						
52	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S1 = IRR(FN;d)	€	#NUM!						
53	Raportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,01						
54	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	-						
55	Deficit finanțare (VNAF/C incremental)	DF = VNAF(C) S1 - VNAF(C) SR	€	(89.789.806,74)						
56	Grad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	73,3%						
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 20. Calcul analiză financiară S2

	BENEFICII								
31	Beneficii	EBIT = B = V - C	€/an	31.885.557		-	-	10.366.628	9.571.026	7.134.649
32	Raport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%	1		#DIV/0!	#DIV/0!	12,4%	8,0%	7,0%
	INVESTIȚII				2022	2023	2024	2025	2026	
33	Cheltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	126.954.998,27						
34	Procente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	12,50%	43,00%	44,50%	0,00%	
35	Valoare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	15.869.374,78	54.590.649,26	56.494.974,23	-	
	FLUXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027
36	Beneficii	EBIT	€/an	31.885.557		-	-	10.366.628	9.571.026	7.134.649
37	Taxa pe venituri	tpv	€/an							
38	Flux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	31.885.556,96		-	-	10.366.628	9.571.026	7.134.649
39	Flux de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	10.366.628	19.937.655	27.072.304
40	Cheltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(126.954.998)		(15.869.375)	(54.590.649)	(56.494.974)	-	-
41	Flux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(95.069.441)		(15.869.375)	(54.590.649)	(46.128.346)	9.571.026	7.134.649
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	(87.548.835)		(15.869.375)	(50.037.259)	(38.754.165)	7.370.285	5.035.860
47	Flux de numerar operare, cu finanțare europeană	FNOEU	€/an	(7.520.607)		71.679.460	(54.590.649)	(46.128.346)	9.571.026	7.134.649
48	Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	(126.954.998,27)						
49	Valoare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(113.370.193,98)						
50	Flux de numerar actualizat	FNA	€	(87.548.834,66)						
51	Valoare netă actualizată financiară S2	VNAF(C) S2 = NPV(d;FN)	€	(87.548.834,66)						
52	Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S2 = IRR(FN;d)	€	#NUM!						
53	Raportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,02						
54	Valoare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	0,00						
55	Deficit finanțare (VNAF/C incremental)	DF = VNAF(C) S2 - VNAF(C) SR	€	(87.548.834,66)						
56	Grad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	69,0%						
57	Valoare netă actualizată financiară, cu finanțare europeană S2	VNAF(K) S2	€	-						
58	Rata 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 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 21. Centralizator parametri financiari (SR, S1, S2), inclusiv deficitul de finanțare

Parametru	Simbol	UM	Valoare SR	Valoare S1	Valoare S2
Valoare de investiție, necesară	CAPEX	€	38.472.328,29	122.520.277,06	126.954.998,27
Valoare de investiție, actualizată	CAPEXA	€	32.704.425,20	100.284.151,76	113.370.193,98
Valoare netă actualizată financiară	VNAF(C)	€	0	89.789.806,74	87.548.834,66
Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C)	%	9,1	#NUM!	#NUM!
Deficitul de finanțare	DF	€	ref.		87.548.834,66
Gradul de finanțare din fonduri EU	GF	%	ref.		69,0

Notă: Valorile RIRF(C) sunt prea mici pentru a fi redate adecvat prin calculul cu ajutorul formulei Excel IRR(FDR;FN:FN), rezultatul fiind returnarea erorii #NUM!

De precizat că gradul de finanțare de **69,0%** este raportat la costul neactualizat al investiției; raportând costul eligibil obținut (87.548.834,66 eur fără TVA) la costul actualizat al investiției (113.370.193,98 eur fără TVA), gradul de finanțare rezultă de 77,2%.
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 22. Centralizator parametri financiari cu finanțare inclusă (S2)

Parametru	Simbol	UM	Valoare S2
Valoare netă actualizată financiară cu finanțare din fonduri EU	VNAF(K)	€	(0)
Rata internă de rentabilitate financiară cu finanțare din fonduri EU	RIRF(K)	%	9,1

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 **69,0 %**, 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 (dislocuirea) 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.
Din perspectiva **analizei de sustenabilitate financiară**, așa cum se poate observa în Anexa C7.4 pentru scenariul S2, fluxul net neactualizat cumulat rămâne pozitiv în fiecare an, pe tot orizontul de timp analizat, chiar dacă începând cu anul 2039 obținem un venit anual negativ.

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, scenariul contrafactual va include 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 23. Centralizator emisii CO2 echivalente (SR, S1, S2)

v	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			125.966,84	116.219,98	106.527,53	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			-	327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
	Factor emisie specifică CO2 raportat la EE din cărbune			0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			-	277.971,93	267.082,85	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87
	Total Emisii CO2 echivalent			125.966,84	394.191,91	373.610,39	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24
S1	Emisii CO2													
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S1 (CHP TG)			118.505,25	161.061,06	149.794,97	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă			7.461,59										
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP TG)			-	174.577,47	167.712,28	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			-	152.448,33	146.502,84	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			-	129.581,08	124.527,41	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51
	Total Emisii CO2 echivalent			125.966,84	290.642,14	274.322,38	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22
S2	Emisii CO2													
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă			7.461,59										
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP MT)			-	327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S2 (CHP MT)			118.505,25	197.694,14	184.826,68	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
	Total Emisii CO2 echivalent			125.966,84	197.694,14	184.826,68	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54

v	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			95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
	Factor emisie specifică CO2 raportat la EE din cărbune			0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87
	Total Emisii CO2 echivalent			342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24	342.639,24
S1	Emisii CO2														
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S1 (CHP TG)			135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă														
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP TG)			154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51
	Total Emisii CO2 echivalent			250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22	250.885,22
S2	Emisii CO2														
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă														
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP MT)			290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S2 (CHP MT)			168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
	Total Emisii CO2 echivalent			168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54

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 24. 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	

Costurile cu emisiile CO2 echivalente au fost prezentate în cadrul Anexei C7.8.
Luând în considerare costurile operaționale și beneficiile aduse de dislocuirea emisiilor de CO2 produse de centralele pe cărbune, s-a calculat valoarea neta actualizată economică și rata internă de rentabilitate economică, după cum urmează:

Tabel 25. Calculul de analiză economică pentru scenariul S1

v	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			20.784.528,64	67.012.623,93	65.381.817,54	61.675.063,25	68.527.848,06	85.659.810,07	92.512.594,88	102.791.772,09	119.923.734,10	126.776.518,91	133.629.303,71
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S1			20.784.528,64	49.409.163,97	48.006.416,49	45.159.339,96	50.177.044,40	62.721.305,50	67.739.009,95	75.265.566,61	87.809.827,71	92.827.532,15	97.845.236,59
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S2			20.784.528,64	33.608.004,37	32.344.669,64	30.250.177,65	33.611.308,50	42.014.135,62	45.375.266,47	50.416.962,74	58.819.789,87	62.180.920,72	65.542.051,57
SR	**Beneficii economice**													
	Cost investițional incremental	- 5.001.402,68	- 33.470.925,61											
	Reducere costuri cu emisiile de CO2													
S1 - SR	**Beneficii economice**													
S1 - SR	Cost investițional incremental	- 10.313.631,96	- 19.212.793,53	- 54.521.523,29										
S1 - SR	Costuri de operare incrementale			3.606.522,11	- 24.816.502,42	- 22.240.375,02	- 19.226.561,49	- 17.898.282,44	- 16.391.849,52	- 16.493.418,32	- 16.500.138,70	- 16.604.273,32	- 16.611.624,02	- 16.719.536,13
S1 - SR	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	17.603.459,96	17.375.401,05	16.515.723,29	18.350.803,65	22.938.504,57	24.773.584,93	27.526.205,48	32.113.906,39	33.948.986,76	35.784.067,12
	Total costuri economice	***- 10.313.631,96***	***-19.212.793,53***	***-50.915.001,18***	***- 7.213.047,46***	***- 4.864.973,97***	***- 2.710.838,20***	***452.521,22***	***6.546.655,04***	***8.280.166,61***	***11.026.066,78***	***15.509.633,08***	***17.337.362,74***	***19.064.531,00***
	Rata de actualizare economică	**3,00%**												
	VNAE	**174.366.501,40**												
	RIRE	**11,37%**												

v	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			154.187.658,13	161.040.442,93	167.893.227,74	171.319.620,14	179.885.601,15	188.451.582,16	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S1			112.893.349,91	117.916.054,35	122.933.758,79	125.442.611,01	131.714.741,56	137.986.872,11	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S2			75.625.444,11	78.935.574,96	82.347.705,81	84.028.271,24	88.229.684,80	92.431.098,36	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21
SR	**Beneficii economice**														
	Cost investițional incremental	- 5.001.402,68	- 33.470.925,61												
	Reducere costuri cu emisiile de CO2														
S1 - SR	**Beneficii economice**														
S1 - SR	Cost investițional incremental	- 10.313.631,96	- 19.212.793,53												
S1 - SR	Costuri de operare incrementale			- 16.728.691,93	- 16.840.402,38	- 16.850.150,28	- 16.964.486,13	- 16.975.999,12	- 17.094.175,22	- 17.107.432,68	- 32.229.469,12	- 17.244.452,02	- 17.370.371,30	- 17.387.057,19	- 17.517.077,37
S1 - SR	Reducere costuri cu emisiile de CO2			41.289.303,22	43.124.388,58	44.959.468,95	45.877.009,13	48.170.859,59	50.464.710,05	52.299.790,41	52.299.790,41	52.299.790,41	52.299.790,41	52.299.790,41	52.299.790,41
	Total costuri economice	- 10.313.631,96	-19.212.793,53	24.560.616,29	26.283.985,20	28.109.318,67	28.912.523,00	31.194.860,47	33.370.534,82	35.192.357,73	20.070.321,29	35.055.338,39	34.929.419,11	34.912.733,22	34.782.713,04
	Rata de actualizare economică	3,00%													
	VNAE	174.366.501,40													
	RIRE	11,37%													

Tabel 26. Calculul de analiză economică pentru scenariul S2

v	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			20.784.528,64	67.012.623,93	65.381.817,54	61.675.063,25	63.527.848,06	65.659.810,07	92.512.594,88	102.791.772,09	119.923.734,10	126.776.518,91	133.629.303,71
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S1			20.784.528,64	49.409.163,97	48.006.416,49	45.159.339,96	50.177.044,40	62.721.305,50	67.739.009,95	75.265.566,61	87.809.827,71	92.827.532,15	97.845.236,59
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S2			20.784.528,64	33.608.004,37	32.344.669,64	30.250.177,65	33.611.308,50	42.014.135,62	45.375.266,47	50.416.962,74	58.819.789,87	62.180.920,72	65.542.051,57
S2 - SR	**Economic**													
S2 - SR	Cost investițional incremental	- 10.867.972,11	- 21.119.723,65	- 56.494.974,23										
S2 - SR	Costuri de operare incrementale			3.606.522,11	- 44.833.898,16	- 39.690.814,21	- 33.911.675,33	- 31.272.163,04	- 28.473.869,11	- 28.541.154,40	- 28.608.583,11	- 28.679.138,89	- 28.749.838,39	- 28.823.666,24
S2 - SR	Reducerea de emisii de CO2				33.404.619,56	33.037.147,90	31.424.885,61	34.916.539,56	43.645.674,45	47.137.328,41	52.374.809,34	61.103.944,23	64.595.598,19	68.087.252,15
S2 - SR	Total Beneficii - Costuri	- 10.867.972,11	- 21.119.723,65	- 52.888.452,12	- 11.429.278,60	- 6.653.666,31	- 2.486.789,73	3.644.376,53	15.171.805,34	18.596.174,01	23.766.226,23	32.424.805,34	35.845.759,80	39.263.585,90
	Rata de actualizare economică	3,00%												
	VNAE	452.506.543,92												
	RIRE	17,33%												

v	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			154.187.658,13	161.040.442,93	167.893.227,74	171.319.620,14	179.885.601,15	188.451.582,16	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S1			112.898.349,91	117.916.054,35	122.933.758,79	125.442.611,01	131.714.741,56	137.986.872,11	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S2			75.625.444,11	78.986.574,96	82.347.705,81	84.028.271,24	88.229.684,80	92.431.098,36	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21
S2 - SR	**Economic**														
S2 - SR	Cost investițional incremental	- 10.867.972,11	- 21.119.723,65												
S2 - SR	Costuri de operare incrementale			- 28.837.640,11	- 28.971.760,66	- 29.049.011,56	- 30.626.410,47	- 29.206.941,09	- 29.287.622,09	- 29.371.435,16	- 29.458.383,02	- 29.545.483,35	- 29.635.718,88	- 29.726.108,32	- 29.819.696,37
S2 - SR	Reducerea de emisii de CO2			78.562.214,01	82.053.867,97	85.545.521,93	87.291.348,90	91.655.916,35	96.020.483,79	99.512.137,75	99.512.137,75	99.512.137,75	99.512.137,75	99.512.137,75	99.512.137,75
S2 - SR	Total Beneficii - Costuri	- 10.867.972,11	- 21.119.723,65	49.664.573,90	53.082.107,31	56.496.510,37	56.664.938,43	62.448.975,26	66.732.861,71	70.140.702,59	70.053.754,73	69.966.654,40	69.876.418,87	69.786.029,43	69.692.441,38
	Rata de actualizare economică	3,00%													
	VNAE	452.506.543,92													
	RIRE	17,33%													

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 dislocuirea emisiile de CO2 produse de centralele pe cărbune, comparativ cu scenariul contrafactual. Rezultatul este sintetizat astfel:

Tabel 27. Centralizator parametri economici (S1, S2)

Parametru	Simbol	UM	Valoare S1	Valoare S2
Valoare netă actualizată economică	VNAE	€	174.366.501,40	452.506.543,92
Rata internă de rentabilitate economică	RIRE	%	11,37	17,33

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, raportat la VNAF(C) respectiv la VNAE.

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 28. Calculul analizei de senzitivitate pentru scenariul S2 (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)	- 87.548.834,66	- 93.217.344,36	-6,47%	- 88.682.536,60	-1,29%	- 86.415.132,72	1,29%	- 81.880.324,96	6,47%	22,8%
RIRF(C)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	
VNAE	452.506.543,92	446.578.294,56	-1,31%	451.320.894,05	-0,26%	453.692.193,79	0,26%	458.434.793,27	1,31%	481,7%
RIRE	17,33%	16,71%	-3,56%	17,20%	-0,74%	17,46%	0,75%	18,00%	3,88%	
		Variație (+5)		Variație (+1)		Variație (-1)		Variație (-5)		

F2. 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)	- 87.548.834,66	- 65.519.194,46	25,16%	- 83.142.906,62	5,03%	- 91.954.762,70	-5,03%	- 109.578.474,85	-25,16%	119,9%
RIRF(C)	#NUM!	-5,01%	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	
VNAE	452.506.543,92	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	-
RIRE	17,33%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	
		Variație (+5)		Variație (+1)		Variație (-1)		Variație (-5)		

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)	- 87.548.834,66	- 75.562.138,40	13,69%	- 85.151.495,41	2,74%	- 89.946.173,91	-2,74%	- 99.535.530,91	-13,69%	136,5%
RIRF(C)	#NUM!	-8,96%	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	
VNAE	452.506.544	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	-
RIRE	17,33%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	
		Variație (+5)		Variație (+1)		Variație (-1)		Variație (-5)		

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)	- 87.548.834,66	- 109.404.722,80	-24,96%	- 91.920.012,29	-4,99%	- 83.177.657,03	4,99%	- 65.692.946,51	24,96%	80,0%
RIRF(C)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-4,98%	#NUM!	
VNAE	452.506.543,92	415.810.089,44	-8,11%	445.167.253,02	-1,62%	459.845.834,81	1,62%	489.202.998,39	8,11%	161,7%
RIRE	17,33%	15,79%	-8,91%	17,01%	-1,83%	17,65%	1,86%	18,99%	9,59%	
		Variație (+5)		Variație (+1)		Variație (-1)		Variație (-5)		

F5. Variație Preț achiziție certificate CO2 (PCE)

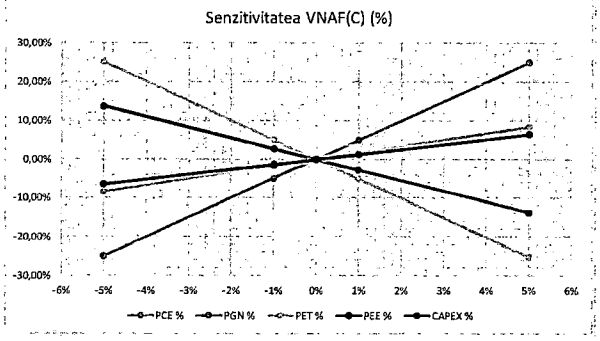
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 87.548.834,66	- 94.955.375,90	-8,46%	- 89.030.142,91	-1,69%	- 86.067.526,41	1,69%	- 80.142.293,41	8,46%	40,9%
RIRF(C)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-12,58%	#NUM!	
VNAE	452.506.543,92	439.258.066,09	-2,93%	449.856.848,35	-0,59%	455.156.239,48	0,59%	465.755.021,74	2,93%	270,8%
RIRE	17,33%	16,83%	-2,88%	17,23%	-0,58%	17,43%	0,58%	17,84%	2,92%	

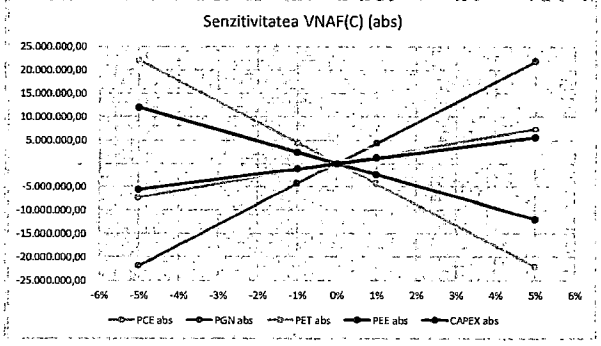
F6. Variație Preț număr CO2 (NUC)

	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	452.506.543,92	404.058.406,10	-10,71%	442.816.916,35	-2,14%	462.196.171,48	2,14%	500.954.681,74	10,71%	146,7%
RIRE	17,33%	16,00%	-7,67%	17,07%	-1,53%	17,59%	1,52%	18,65%	7,58%	

C7.9.1. Diagrama de senzitivitate a indicatorului VNAF(C)

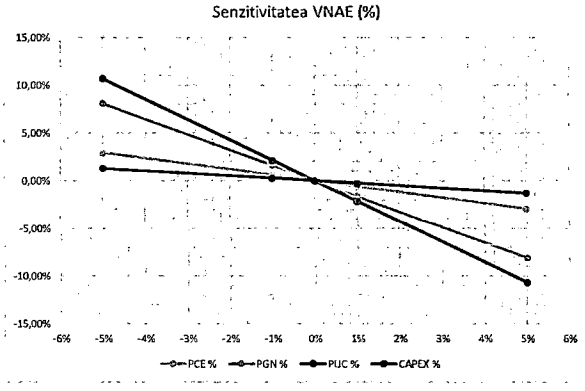
Variație Factor	36,5%	19,9%	5%	1%	0%	-1%	-5%	-20,0%	-59,1%	-77,2%
VNAF(C)	0	-	75.562.138,40	- 85.151.495,41	- 87.548.834,66	- 89.946.173,91	- 99.535.530,91			
PEE abs	- 87.548.834,66	-	11.986.696,25	- 2.397.339,25	-	2.397.339,25	- 11.986.696,25			
PEE %	-100,00%		-13,69%	-2,74%	0,00%	2,74%	13,69%			
VNAF(C)		0	- 65.519.194,46	- 83.142.906,62	- 87.548.834,66	- 91.954.762,70	- 109.578.474,85			
PET abs		- 87.548.834,66	- 22.029.640,19	- 4.405.928,04	-	4.405.928,04	- 22.029.640,19			
PET %		-100,00%	-25,16%	-5,03%	0,00%	5,03%	25,16%			
VNAF(C)			- 109.404.722,80	- 91.920.012,29	- 87.548.834,66	- 83.177.657,03	- 65.692.946,51	0		
PGN abs			21.855.888,14	4.371.177,63	-	4.371.177,63	- 21.855.888,14	- 87.548.834,66		
PGN %			24,96%	4,99%	0,00%	-4,99%	-24,96%	-100,00%		
VNAF(C)			- 94.955.375,90	- 89.030.142,91	- 87.548.834,66	- 86.067.526,41	- 80.142.293,41		0	
PCE abs			- 7.406.541,24	- 1.481.308,25	-	- 1.481.308,25	- 7.406.541,24		- 87.548.834,66	
PCE %			8,46%	1,69%	0,00%	-1,69%	-8,46%		-100,00%	
VNAF(C)			- 93.217.344,36	- 88.682.536,60	- 87.548.834,66	- 86.415.132,72	- 81.880.324,96			0
CAPEX abs			- 5.668.509,70	- 1.133.701,94	-	- 1.133.701,94	- 5.668.509,70			- 87.548.834,66
CAPEX %			6,47%	1,29%	0,00%	-1,29%	-6,47%			-100,00%

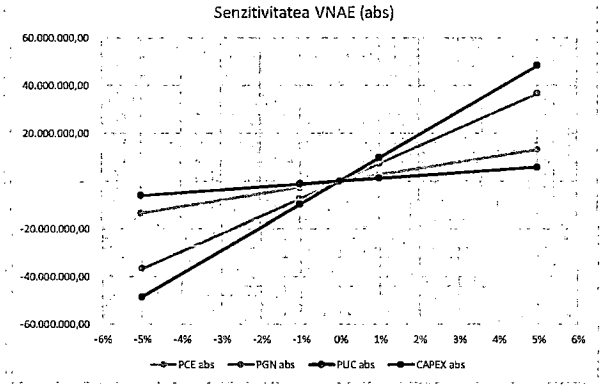




C7.9.2. Diagrama de senzitivitate a indicatorului VNAE

Variație Factor	381,7%	170,8%	61,7%	46,7%	5%	1%	0%	-1%	-5%
VNAE				0	404.058.406,10	442.816.916,35	452.506.543,92	462.196.171,48	500.954.681,74
PUC abs				452.506.543,92	48.448.137,82	9.689.627,56	-	9.689.627,56 -	48.448.137,82
PUC %				-100,00%	-10,71%	-2,14%	0,00%	2,14%	10,71%
VNAE			0		415.810.089,44	445.167.253,02	452.506.543,92	459.845.834,81	489.202.998,39
PGN abs			452.506.543,92		36.696.454,47	7.339.290,89	-	7.339.290,89 -	36.696.454,47
PGN %			-100,00%		-8,11%	-1,62%	0,00%	1,62%	8,11%
VNAE		0			439.258.066,09	449.856.848,35	452.506.543,92	455.156.239,48	465.755.021,74
PCE abs		452.506.543,92			13.248.477,82	2.649.695,56	-	2.649.695,56 -	13.248.477,82
PCE %		-100,00%			-2,93%	-0,59%	0,00%	0,59%	2,93%
VNAE	0				446.578.294,56	451.320.894,05	452.506.543,92	453.692.193,79	458.434.793,27
CAPEX abs	452.506.543,92				5.928.249,36	1.185.649,87	-	1.185.649,87 -	5.928.249,36
CAPEX %	-100,00%				-1,31%	-0,26%	0,00%	0,26%	1,31%





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 26 sunt prezentate categoriile de risc evaluate cu posibilitatea de apariție, impactul așteptat și gradul de expunere.
- În tabelul 27 sunt cuantificate criteriile de încadrare a riscurilor, după probabilitatea de apariție.
- În tabelul 28 sunt redate criteriile de clasificare și de interpretare a riscurilor
- În tabelul 29 este redată *matricea de clasificare după probabilitatea și impactul așteptate.*

Tabel 29. 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 30. Probabilitatea de apariție

Probabilitatea de apariție	**Scor**
Mică	0-30
Medie	31-70
Semnificativa	71-100

Tabel 31. 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 32. 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**	
	Mare (probabil se va produce)	**C**		

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 **-87.548.834,66 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 **452.506.543,92 eur** și o rată internă de rentabilitate economică (RIRE) de **17,3 %**.

PROARCOR
CONSULTING

C7.1. Sinteză parametri financiari și economici principali

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
VNAF/C	(89.789.806,74)	(87.548.834,66)
RIRF/C	#NUM!	#NUM!
VNAF/K	-	-
RIRF/K	9,1%	9,1%
VNAE	174.366.501,40	452.506.543,92
RIRE	11,37%	17,33%

Notă: Valorile RIRF/C = #NUM! sunt prea mici pentru a fi calculate cu formula Excel IRR.

Grad de finanțare din fonduri europene		
Scenariul 2		**Valoare**
Cost investițional		**126.954.998,27**
Deficit de finanțare		87.548.834,66
Grad de finanțare		69,0%

IZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	Implementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Oper
AF echivalent		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2
netru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
IGII SI VENITURI - date din tabelul S2																	
ție Termică (ET)																	
sar ET	ETN	MWt/an		692.161,00	655.398,00	618.637,46	573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,
odusă la sursa nouă	ET	MWh/an					573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,
odusă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
nsumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
rată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,
ndută la consumatorii SACET	ETV	MWh					351.553,62	362.100,22	372.963,23	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,
indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-7,12%	-7,67%	-8,30%	-8,54%	-9,89%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,0
s comercial pentru VNAF(C)=0	a	-	8,81%														
ET, medie anuală	PET	€/MWh				1,00	145,47	135,11	124,74	114,39	104,62	94,28	94,35	94,41	94,48	94,55	94
uri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021				83.475.618,25	71.531.160,46	60.534.109,32	49.936.171,27	45.671.934,78	41.156.210,35	41.185.777,04	41.215.626,59	41.245.759,01	41.276.175,59	41.306.875,
ție Electrică (EE)																	
odusă (brut)	EE	MWh/an															
nsumată intern	EEC	MWh/an					14.000,00	13.000,00	11.900,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,
rată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an															
ndută	EEV=EEN	MWh															
indexare anuală preț EE, calculată	fie	%						-9,29%	-10,24%	-11,41%	-12,19%	-14,67%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,0
EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi	163,88	148,65	133,42	118,19	103,79	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,
uri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	-														
Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.056.716.021				83.475.618,25	71.531.160,46	60.534.109,32	49.936.171,27	45.671.934,78	41.156.210,35	41.185.777,04	41.215.626,59	41.245.759,01	41.276.175,59	41.306.875,
UTII - date din tabelul S2							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2
uieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an					57.591.122,90	48.266.815,32	39.779.363,78	31.770.459,76	27.756.450,06	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,
uieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an					12.609.280,71	11.633.619,62	10.663.405,92	9.592.519,52	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,
uieli cu apa tehnologică	CV3	€/an					1.364.942,40	1.023.706,80	693.478,80	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,
uieli cu energia electrică	CV6	€/an					2.294.268,13	1.932.439,32	1.587.722,54	1.264.685,92	1.110.577,63	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,
heltuieli 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
Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	905.859.966				74.164.523,17	63.163.014,64	53.031.936,89	43.267.398,83	39.323.388,14	35.148.003,53	35.149.566,49	35.151.137,38	35.152.716,00	35.154.302,54	35.155.897,
uieli 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,
uieli 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,
heltuieli 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,
uieli de amortizare	CF4	€/an															
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,
Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	971.139.985				76.715.512,10	65.738.352,36	55.631.875,42	45.892.190,22	41.973.284,39	37.823.256,89	37.850.429,18	37.877.861,43	37.905.553,62	37.933.506,98	37.961.720,
EGII																	
ficii	EBIT = B = V - C	€/an	85.576.036				6.760.106	5.792.808	4.902.234	4.043.981	3.698.650	3.332.953	3.335.348	3.337.765	3.340.205	3.342.669	3.345.1
rt Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8
STII																	
uieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	38.472.328,29	2,022	2,023	2,024	2,024	2,025									
ente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	13,00%	87,00%	0,00%	0,00%									
ire CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	5.001.402,68	33.470.925,61	-	-									
URI DE NUMERAR ACTUALIZATE SI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANTARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2
ficii	EBIT				-	-	6.760.106	5.792.808	4.902.234	4.043.981	3.698.650	3.332.953	3.335.348	3.337.765	3.340.205	3.342.669	3.345.1
pe venituri	tpv	€/an															
de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	85.576.035,56		-	-	6.760.106	5.792.808	4.902.234	4.043.981	3.698.650	3.332.953	3.335.348	3.337.765	3.340.205	3.342.669	3.345.1
de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	6.760.106	12.552.914	17.455.148	21.499.129	25.197.780	28.530.733	31.866.081	35.203.846	38.544.051	41.886.720	45.231.8
uieli cu investiția	CAPEX	€/an	(38.472.328)		(5.001.403)	(33.470.926)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	47.103.707		(5.001.403)	(33.470.926)	6.760.106	5.792.808	4.902.234	4.043.981	3.698.650	3.332.953	3.335.348	3.337.765	3.340.205	3.342.669	3.345.1
de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,10%														
adă	y	an			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
r 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	0,35
de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	0		(5.001.403)	(30.679.125)	5.679.420	4.460.822	3.460.151	2.616.287	2.193.284	1.811.574	1.661.664	1.524.169	1.398.060	1.282.393	1.176.3
ire de investiție, necesară	CAPEX	€	(38.472.328,29)														
ire de investitie actualizată	CAPEXA	€	(32.704.425,20)														
de numerar actualizat	FNA	€	0														
ire netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR = NPV(d;FN)	€	-														
internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) SR = IRR(FN;d)	%	9,10%														
rtul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,088														

LIZA FINANCIARĂ		Fază	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
AF echivalent		An	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
netru	Simbol	UM	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
DUCȚIA/VENITURI - detaliu în tabelul 6-S2														
ție Termică (ET)														
sar ET	ETN	MWt/an	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
odusă la sursa nouă	ET	MWh/an	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
odusă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nsumată intern	ETC	MWh/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
rată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
ndută la consumatorii SACET	ETV	MWh	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
indexare anuală preț ET, calculată	fit	%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
s comercial pentru VNAF(C)=0	a	-												
ET, medie anuală	PET	€/MWh	94,69	94,77	94,84	94,91	94,99	95,06	95,13	95,21	95,29	95,36	95,44	95,52
uri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	41.337.858,44	41.369.124,70	41.400.674,49	41.432.508,67	41.464.626,38	41.497.027,83	41.529.713,89	41.562.683,91	41.595.937,68	41.629.476,29	41.663.299,08	41.697.671,48
ție Electrică (EE)														
odusă (brut)	EE	MWh/an												
nsumată intern	EEC	MWh/an	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00	10.700,00
rată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an												
ndută	EEV=EEN	MWh												
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%
EE, medie anuală	PEE	€/MWh	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
uri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an												
Venituri	V=VEE+VET	€/an	41.337.858,44	41.369.124,70	41.400.674,49	41.432.508,67	41.464.626,38	41.497.027,83	41.529.713,89	41.562.683,91	41.595.937,68	41.629.476,29	41.663.299,08	41.697.671,48
TURI - detaliu în tabelul 6-S2			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
uieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36	23.742.440,36
uieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29	9.815.079,29
uieli cu apa tehnologică	CV3	€/an	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
uieli cu energia electrică	CV6	€/an	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48	947.647,48
heltuieli 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
Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	35.157.499,62	35.159.110,15	35.160.728,81	35.162.355,39	35.163.990,11	35.165.633,17	35.167.284,35	35.168.943,87	35.170.611,52	35.172.287,50	35.173.972,02	35.175.664,88
uieli 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
uieli 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
heltuieli 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
uieli de amortizare	CF4	€/an												
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
Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	37.990.194,57	38.018.928,80	38.047.923,59	38.077.179,74	38.106.696,46	38.136.473,94	38.166.512,99	38.196.813,00	38.227.373,78	38.258.196,33	38.289.280,05	38.320.868,87
ăți														
ficii	EBIT = B = V - C	€/an	3.347.664	3.350.196	3.352.751	3.355.329	3.357.930	3.360.554	3.363.201	3.365.871	3.368.564	3.371.280	3.374.019	3.376.803
rt Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%	8,1%
ții														
uieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€												
nte de repartizare anuală	ri(j)	%/an												
re CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an												
URI DE NUMERAR ACTUALIZATE PE CATEGORII DE FINANȚARE			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
ficii	EBIT		3.347.664	3.350.196	3.352.751	3.355.329	3.357.930	3.360.554	3.363.201	3.365.871	3.368.564	3.371.280	3.374.019	3.376.803
pe venituri	tpv	€/an												
de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	3.347.664	3.350.196	3.352.751	3.355.329	3.357.930	3.360.554	3.363.201	3.365.871	3.368.564	3.371.280	3.374.019	3.376.803
de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an	48.579.539	51.929.735	55.282.486	58.637.814	61.995.744	65.356.298	68.719.499	72.085.370	75.453.934	78.825.214	82.199.233	85.576.036
uieli cu investiția	CAPEX	€/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	3.347.664	3.350.196	3.352.751	3.355.329	3.357.930	3.360.554	3.363.201	3.365.871	3.368.564	3.371.280	3.374.019	3.376.803
de actualizare	FDR = WACC = d	%												
adă	y	an	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
r 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
de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	1.078.997	989.746	907.883	832.797	763.925	700.754	642.810	589.661	540.910	496.193	455.175	417.553
re de investiție, necesară	CAPEX	€												
re de investitie actualizată	CAPEXA	€												
de numerar actualizat	FNA	€												
re netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR = NPV(d;FN)	€												
internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) SR = IRR(FN;d)	%												
rtul cost-beneficiu	RCB = V/C	-												

7.3

NALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	[redacted]mentare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
L : CHP TG		An	Valoare totală	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
arametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ODUCTIA SI VENITURILE (detalii in tabelul S2)																	
nergie Termică (ET)																	
ecesar ET	ETN	MWt/an		692.161,00	655.398,00	618.637,46	573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					557.437,07	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					16.386,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					351.553,62	362.100,22	372.963,23	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
ată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-7,12%	-7,67%	-8,30%	-8,54%	-9,89%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
reț ET, medie anuală	PET	€/MWh				Preturi	145,47	135,11	124,74	114,39	104,62	94,28	94,35	94,41	94,48	94,55	94,62
enituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021				83.475.618,25	71.531.160,46	60.534.109,32	49.936.171,27	45.671.934,78	41.156.210,35	41.185.777,04	41.215.626,59	41.245.759,01	41.276.175,59	41.306.875,25
hergie Electrică (EE)							-29	-19	-14	-8	-5	-2	-1	-1	-1	-1	-1
E produsă (brut)	EE	MWh/an						190.077,47	182.712,28	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84
E consumată intern	EEC	MWh/an						15.500,00	15.000,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00
E livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an						174.577,47	167.712,28	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
E vândută	EEV=EEN	MWh						174.577,47	167.712,28	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
ată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%							-10,24%	-11,41%	-12,19%	-14,67%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
reț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi		148,65	133,42	118,19	103,79	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
enituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	329.777.426					25.950.797,70	22.376.518,67	18.316.651,42	16.084.676,10	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33
otal Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.386.493.447				83.475.618,25	97.481.958,16	82.910.627,98	68.252.822,69	61.756.610,87	54.881.142,68	54.910.709,37	54.940.558,93	54.970.691,34	55.001.107,92	55.031.807,58
HELTUIELILE (detalii in tabelul S2)																	
heltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an					54.179.740,12	66.889.572,77	55.936.229,59	45.021.890,24	39.333.640,66	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09
heltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an					11.862.375,96	16.122.212,35	14.994.476,16	13.593.550,87	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13
heltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an					1.364.942,40	1.040.706,80	693.478,80	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
heltuieli cu uleiul de ungere turbine	CV4	€/an						5.856,47	51.930,15	5.294,41	52.521,31	5.400,83	53.576,99	5.509,39	54.653,89	5.620,13	55.752,43
heltuieli cu agentul de reducere NOx	CV5	€/an															
heltuieli cu energia electrică	CV6	€/an					2.294.268,13										
lte 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
otal Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	1.207.922.148				70.006.235,64	84.364.781,97	71.984.080,55	59.260.469,16	53.936.383,26	48.202.568,44	48.252.307,57	48.205.810,86	48.256.533,97	48.209.086,75	48.260.813,53
heltuieli de mentenanță	CF1	€/an					-	1.786.942,40	1.442:102,20	1.368.832,40	1.401.905,80	1.434.987,20	1.469.270,80	1.504.756,60	1.540.251,40	1.576.948,40	1.614.847,60
heltuieli de salarizare	CF2	€/an					2.858.827,12	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
lte 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
heltuieli de amortizare	CF4	€/an															
otal Cheltuieli Fixe	CF = Σ CF(i)	€/an	163.423.641				3.102.754,34	6.190.072,80	5.888.169,89	5.858.282,55	5.935.183,57	6.012.537,97	6.091.539,93	6.172.189,27	6.253.292,97	6.336.044,24	6.420.443,09
otal Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.371.345.789				73.108.989,99	90.554.854,77	77.872.250,44	65.118.751,71	59.871.566,83	54.215.106,41	54.343.847,50	54.378.000,12	54.509.826,94	54.545.131,00	54.681.256,62
ENEFICII																	
eneficii	EBIT = B = V - C	€/an	15.147.657		-	-	10.366.628	6.927.103	5.038.378	3.134.071	1.885.044	666.036	566.862	562.559	460.864	455.977	350.551
aport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%					12,4%	7,1%	6,1%	4,6%	3,1%	1,2%	1,0%	1,0%	0,8%	0,8%	0,6%
VESTITII																	
heltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	122.520.277,06														
rocente de repartizare anuală	ri(j)	%/an		0,00%	12,50%	43,00%	44,50%	0,00%									
aloare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	15.315.034,63	52.683.719,14	54.521.523,29	-									
UXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE SI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANTARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
eneficii	EBIT	€/an	15.147.657		-	-	10.366.628	6.927.103	5.038.378	3.134.071	1.885.044	666.036	566.862	562.559	460.864	455.977	350.551
axa pe venituri	tpv	€/an															
ux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	15.147.657,42		-	-	10.366.628	6.927.103	5.038.378	3.134.071	1.885.044	666.036	566.862	562.559	460.864	455.977	350.551
ux de numerar cumulat	FNC(i) = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an			-	-	10.366.628	17.293.732	22.332.109	25.466.180	27.351.224	28.017.260	28.584.122	29.146.681	29.607.546	30.063.522	30.414.073
heltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(122.520.277)		(15.315.035)	(52.683.719)	(54.521.523)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(107.372.620)		(15.315.035)	(52.683.719)	(44.154.895)	6.927.103	5.038.378	3.134.071	1.885.044	666.036	566.862	562.559	460.864	455.977	350.551
ata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%														
erioadă	y	an			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
erioadă de operare completă	yo	an	22														
actor 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
ux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(89.789.807)		(15.315.035)	(48.289.385)	(37.096.194)	5.334.300	3.556.245	2.027.613	1.117.823	362.013	282.409	256.889	192.897	174.933	123.269
ux de numerar operare, cu finanțare uropeană	FNOEU	€/an			74.474.772	(52.683.719)	(44.154.895)	6.927.103	5.038.378	3.134.071	1.885.044	666.036	566.862	562.559	460.864	455.977	350.551
aloare de investiție, necesară	CAPEX	€	(122.520.277,06)														
aloare de investiție actualizată	CAPEXA	€	(100.284.151,76)														
ux de numerar actualizat	FNA	€	(89.789.806,74)														
aloare netă actualizată financiară S1	VNAF(C) S1 = NPV(d;FN)	€	(89.789.806,74)														
ata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S1 = IRR(FN;d)	€	#NUMI														
aportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,01														
aloare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	-														
eficit Finanțare (VNAF/C incremental)	DF = VNAF(C).S1 - VNAF(C).SR	€	(89.789.806,74)														
rad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	73,3%														
aloare netă actualizată financiară, cu nanțare europeană S1	VNAF(K) S1	€	-														
ata internă de rentabilitate financiară, u finanțare europeană S1	RIRF(K) S1	%	9,1%														

7.3

NALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
L : CHP TG		An	Valoare totală	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
arametru	Simbol	UM		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ODUCȚII SI VENITURI - detalii în tabelul T52															
nergie Termică (ET)															
ecesar ET	ETN	MWt/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T consumată intern	ETC	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
ată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%		0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
reț ET, medie anuală	PET	€/MWh		94,69	94,77	94,84	94,91	94,99	95,06	95,13	95,21	95,29	95,36	95,44	95,52
enituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021	41.337.858,44	41.369.124,70	41.400.674,49	41.432.508,67	41.464.626,38	41.497.027,83	41.529.713,89	41.562.683,91	41.595.937,68	41.629.476,29	41.663.299,08	41.697.671,48
nergie Electrică (EE)				-1	-1	-1	0	0	0	0	39	0	1	1	1
E produsă (brut)	EE	MWh/an		168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84	168.469,84
E consumată intern	EEC	MWh/an		13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00	13.500,00
E livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an		154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
E vândută	EEV=EEN	MWh		154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
ată 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%
reț EE, medie anuală	PEE	€/MWh		88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
enituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	329.777.426	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33	13.724.932,33
otal Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.386.493.447	55.062.790,77	55.094.057,03	55.125.606,83	55.157.441,01	55.189.558,71	55.221.960,16	55.254.646,22	55.287.616,25	55.320.870,02	55.354.408,62	55.388.231,41	55.422.603,81
ELTUIELI - detalii în tabelul T52															
heltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an		33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09	33.645.391,09
heltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an		13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13	13.908.940,13
heltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an		330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
heltuieli cu uleiul de ungere turbine	CV4	€/an		5.733,09	56.873,05	5.848,33	58.016,20	5.965,88	59.182,33	6.085,79	60.371,89	6.208,11	61.585,37	6.332,90	62.823,23
heltuieli cu agentul de reducere NOx	CV5	€/an													
heltuieli cu energia electrică	CV6	€/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lte 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
otal Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	1.207.922.148	48.212.396,79	48.265.147,28	48.215.741,22	48.269.535,68	48.219.120,07	48.273.979,58	48.222.534,23	48.278.479,85	48.225.983,72	48.283.036,95	48.229.469,00	48.287.652,20
heltuieli de mentenanță	CF1	€/an		1.653.949,00	1.694.252,60	1.734.565,20	1.776.081,00	1.818.799,00	1.862.720,20	1.907.843,60	16.954.170,20	2.001.700,00	2.050.433,00	2.100.369,20	2.151.508,60
heltuieli 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
lte 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
heltuieli de amortizare	CF4	€/an													
otal Cheltuieli Fixe	CF = Σ CF(i)	€/an	163.423.641	6.506.489,71	6.594.183,89	6.682.332,66	6.772.130,19	6.863.575,50	6.956.669,59	7.051.411,44	22.147.802,28	7.245.842,09	7.345.530,67	7.446.868,23	7.550.294,05
otal Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.371.345.789	54.718.886,50	54.859.331,18	54.898.073,87	55.041.665,87	55.082.695,58	55.230.649,16	55.273.945,67	70.426.282,12	55.471.825,80	55.628.567,63	55.676.337,24	55.837.946,24
ENITURI															
eneficii	EBIT = B = V - C	€/an	15.147.657	343.904	234.726	227.533	115.775	106.863	(8.689)	(19.299)	(15.138.666)	(150.956)	(274.159)	(288.106)	(415.342)
aport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%		0,6%	0,4%	0,4%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	-27,4%	-0,3%	-0,5%	-0,5%	-0,7%
VESTIȚII															
heltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	122.520.277,06												
rocente de repartizare anuală	ri(j)	%/an													
aloare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an													
OR DE NUMERAR ACTUALIZATE + CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
eneficii	EBIT	€/an	15.147.657	343.904	234.726	227.533	115.775	106.863	(8.689)	(19.299)	(15.138.666)	(150.956)	(274.159)	(288.106)	(415.342)
axa pe venituri	tpv	€/an													
ux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	15.147.657,42	343.904	234.726	227.533	115.775	106.863	(8.689)	(19.299)	(15.138.666)	(150.956)	(274.159)	(288.106)	(415.342)
ux de numerar cumulat	FNC[i] = FNC[i-1] + FNO[i]	€/an		30.757.978	30.992.704	31.220.237	31.336.012	31.442.875	31.434.186	31.414.886	16.276.220	16.125.265	15.851.106	15.563.000	15.147.657
heltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(122.520.277)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(107.372.620)	343.904	234.726	227.533	115.775	106.863	(8.689)	(19.299)	(15.138.666)	(150.956)	(274.159)	(288.106)	(415.342)
ata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%												
erioadă	y	an		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
erioadă de operare completă	yo	an	22												
actor 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
ux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(89.789.807)	110.845	69.345	61.613	28.736	24.311	(1.812)	(3.689)	(2.652.116)	(24.240)	(40.351)	(38.867)	(51.358)
ux de numerar operare, cu finanțare uropeană	FNOEU	€/an		343.904	234.726	227.533	115.775	106.863	(8.689)	(19.299)	(15.138.666)	(150.956)	(274.159)	(288.106)	(415.342)
aloare de investiție, necesară	CAPEX	€	(122.520.277,06)												
aloare de investitie actualizată	CAPEXA	€	(100.284.151,76)												
ux de numerar actualizat	FNA	€	(89.789.806,74)												
aloare netă actualizată financiară S1	VNAF(C) S1 = NPV(d;FN)	€	(89.789.806,74)												
ata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S1 = IRR(FN;d)	€	#NUM!												
aportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,01												
aloare netă actualizată finanțiară SR	VNAF(C) SR	€	-												
eficit Finanțare (VNAF/C Incremental)	DF = VNAF(C).S1 - VNAF(C).SR	€	(89.789.806,74)												
rad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	73,3%												
aloare netă actualizată financiară, cu nanțare europeană S1	VNAF(K) S1	€	-												
ata internă de rentabilitate financiară, finanțare europeană S1	RIRF(K) S1	%	9,1%												

7.4

NALIZA FINANCIARĂ		Fază		Pregătire	[illegible]plementare	Implementare	Implem/Oper	Operare	Operare	[illegible]are	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
2 : CHP MT		An	Valoare totală	2021	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
arametru	Simbol	UM			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ODUCȚII ȘI VENITURI - detaliu conform S2																
nergie Termică (ET)																
ecesar ET	ETN	MWt/an		692.161,00	655.398,00	618.637,46	573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T produsă la sursa nouă	ET	MWh/an					557.437,07	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an					16.386,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T consumată intern	ETC	MWh/an					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an					573.823,99	529.423,54	485.270,99	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh					351.553,62	362.100,22	372.963,23	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
ată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%					ref	-7,12%	-7,67%	-8,30%	-8,54%	-9,89%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
reț ET, medie anuală	PET	€/MWh				Preturi	145,47	135,11	124,74	114,39	104,62	94,28	94,35	94,41	94,48	94,55
eniturl din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021				83.475.618,25	71.531.160,46	60.534.109,32	49.936.171,27	45.671.934,78	41.156.210,35	41.185.777,04	41.215.626,59	41.245.759,01	41.276.175,59
nergie Electrică (EE)							-29	-26	-19	-12	-7	-1	-1	-1	-1	-1
E produsă (brut)	EE	MWh/an						350.025,80	335.715,12	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56
E consumată intern	EEC	MWh/an						23.000,00	21.500,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00
E livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an						327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
E vândută	EEV=EEN	MWh						327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
ată indexare anuală preț EE, calculată	fie	%							-10,24%	-11,41%	-12,19%	-14,67%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
reț EE, medie anuală	PEE	€/MWh				Preturi	1,00	148,65	133,42	118,19	103,79	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
eniturl din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	617.884.011					48.612.116,36	41.923.229,55	34.319.623,10	30.137.605,87	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91
otal Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.674.600.032				83.475.618,25	120.143.276,82	102.457.338,87	84.255.794,38	75.809.540,64	66.872.401,26	66.901.967,95	66.931.817,50	66.961.949,92	66.992.366,50
HELTUIELI - detaliu conform S2																
heltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an					54.179.740,12	82.103.499,03	69.017.724,99	55.716.048,77	48.676.655,51	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25
heltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an					11.862.375,96	19.789.183,75	18.501.151,03	16.822.459,90	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33
heltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an					1.364.942,40	1.040.706,80	693.478,80	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
heltuieli cu uleiul de ungere motoare	CV4	€/an						547.481,96	537.060,30	511.365,78	516.479,44	521.644,24	526.860,68	532.129,29	537.450,58	542.825,08
heltuieli cu agentul de reducere NOx	CV5	€/an						1.030.147,98	995.160,13	922.084,83	926.695,26	931.328,73	935.985,38	940.665,30	945.368,63	950.095,47
heltuieli cu energia electrică	CV6	€/an					2.294.268,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lte 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
otal Cheltuieli Varlabile	CV = Σ CV(i)	€/an	1.506.306.637				70.006.235,64	104.817.453,09	90.052.541,11	74.611.692,93	67.973.875,70	60.945.835,95	60.957.272,00	60.968.791,43	60.980.394,66	60.992.082,55
heltuieli de mentenanță	CF1	€/an					-	2.622.162,00	2.107.321,00	1.998.842,00	2.047.427,00	2.096.020,00	2.147.605,00	2.199.199,00	2.253.785,00	2.308.380,00
heltuieli de salarizare	CF2	€/an					2.858.827,12	2.887.488,57	2.916.454,92	2.945.726,19	2.975.302,37	3.005.183,45	3.035.369,45	3.065.860,35	3.096.656,16	3.127.756,89
lte 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
heltuieli de amortizare	CF4	€/an														
otal Cheltuieli Fixe	CF = Σ CF(i)	€/an	136.407.838				3.102.754,34	5.754.797,43	5.270.148,52	5.192.172,62	5.271.571,73	5.351.290,05	5.434.311,58	5.517.653,11	5.604.297,86	5.691.262,81
otal Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.642.714.475				73.108.989,99	110.572.250,52	95.322.689,63	79.803.865,55	73.245.447,43	66.297.126,00	66.391.583,58	66.486.444,54	66.584.692,52	66.683.345,37
ENEFICII																
eneficii	EBIT = B = V - C	€/an	31.885.557		-	-	10.366.628	9.571.026	7.134.649	4.451.929	2.564.093	575.275	510.384	445.373	377.257	309.021
aport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%	1		#DIV/0!	#DIV/0!	12,4%	8,0%	7,0%	5,3%	3,4%	0,9%	0,8%	0,7%	0,6%	0,5%
VESTIȚIE																
heltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	126.954.998,27	2022	2023	2024	2025	2026								
rocente de repartizare anuală	ri(j)	%/an	1,00	0,00%	12,50%	43,00%	44,50%	0,00%								
aloare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an		-	15.869.374,78	54.590.649,26	56.494.974,23	-								
UXURI DE NUMERAR ACTUALIZATE ȘI CALCULUL DEFICITULUI DE FINANȚARE				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
eneficii	EBIT	€/an	31.885.557		-	-	10.366.628	9.571.026	7.134.649	4.451.929	2.564.093	575.275	510.384	445.373	377.257	309.021
axa pe venituri	tpv	€/an														
lux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	31.885.556,96		-	-	10.366.628	9.571.026	7.134.649	4.451.929	2.564.093	575.275	510.384	445.373	377.257	309.021
lux de numerar cumulat	FNC(i) = FNC(i-1) + FNO(i)	€/an			-	-	10.366.628	19.937.655	27.072.304	31.524.233	34.088.326	34.663.601	35.173.985	35.619.358	35.996.616	36.305.637
heltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(126.954.998)		(15.869.375)	(54.590.649)	(56.494.974)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(95.069.441)		(15.869.375)	(54.590.649)	(46.128.346)	9.571.026	7.134.649	4.451.929	2.564.093	575.275	510.384	445.373	377.257	309.021
ata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%													
erioadă	y	an			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
erioadă de operare completă	yo	an	22													
actor 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
lux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(87.548.835)		(15.869.375)	(50.037.259)	(38.754.165)	7.370.285	5.035.860	2.880.212	1.520.496	312.682	254.272	203.377	157.903	118.554
lux de numerar operare, cu finanțare uropeană	FNOEU	€/an	(7.520.607)		71.679.460	(54.590.649)	(46.128.346)	9.571.026	7.134.649	4.451.929	2.564.093	575.275	510.384	445.373	377.257	309.021
aloare de investiție, necesară	CAPEX	€	(126.954.998,27)													
aloare de investiție actualizată	CAPEXA	€	(113.370.193,98)													
lux de numerar actualizat	FNA	€	(87.548.834,66)													
aloare netă actualizată financiară S2	VNAF(C) S2 = NPV(d;FN)	€	(87.548.834,66)													
ata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S2 = IRR(FN;d)	€	#NUM!													
aportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,02													
aloare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	0,00													
eficit Finanțare (VNAF/C Incremental)	DF = VNAF(C).S2 - VNAF(C).SR	€	(87.548.834,66)													
rad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	69,0%													
aloare netă actualizată financiară, cu nanțare europeană S2	VNAF(K) S2	€	-													
ata internă de rentabilitate financiară, cu nanțare europeană S2	RIRF(K) S2	%	9,1%													

7.4

NALIZA FINANCIARĂ		Fază		Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare	Operare
2 : CHP MT		An	Valoare totală	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
arametru	Simbol	UM		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ODUSE SI VENITURI - detaliu tab ENS2																
nergie Termică (ET)																
ecesar ET	ETN	MWt/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T produsă la sursa nouă	ET	MWh/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T produsă, la sursa existentă	ET4=ETN-ETG	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T consumată intern	ETC	MWh/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T livrată la gard (spre SACET)	ETG=(ET+ET4)-ETC	MWh/an		436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02	436.537,02
T vândută la consumatorii SACET	ETV	MWh		384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13	384.152,13
ată indexare anuală preț ET, calculată	fit	%		0,07%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%	0,08%
reț ET, medie anuală	PET	€/MWh		94,62	94,69	94,77	94,84	94,91	94,99	95,06	95,13	95,21	95,29	95,36	95,44	95,52
enituri din ET vândută	VET=PET*ETG	€/an	1.056.716.021	41.306.875,25	41.337.858,44	41.369.124,70	41.400.674,49	41.432.508,67	41.464.626,38	41.497.027,83	41.529.713,89	41.562.683,91	41.595.937,68	41.629.476,29	41.663.299,08	41.697.671,48
nergie Electrică (EE)				-1	0	0	0	4	0	1	1	1	1	1	2	2
E produsă (brut)	EE	MWh/an		309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56	309.364,56
E consumată intern	EEC	MWh/an		19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00	19.000,00
E livrată la gard (net)	EEN=EE-EEC	MWh/an		290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
E vândută	EEV=EEN	MWh		290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
ată 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%
reț EE, medie anuală	PEE	€/MWh		88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57	88,57
enituri din EE vândută	VEE=PEE*EEV	€/an	617.684.011	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91	25.716.190,91
otal Venituri	V=VEE+VET	€/an	1.674.600.032	67.023.066,16	67.054.049,35	67.085.315,61	67.116.865,40	67.148.699,58	67.180.817,29	67.213.218,74	67.245.904,80	67.278.874,82	67.312.128,59	67.345.667,20	67.379.489,99	67.413.862,39
HELTUIELI - detaliu tab ENS2																
heltuieli cu combustibilul (gaz natural)	CV1	€/an		41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25	41.637.262,25
heltuieli cu certificatele de emisie CO2	CV2	€/an		17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33	17.212.764,33
heltuieli cu apa tehnologică	CV3	€/an		330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00	330.228,00
heltuieli cu uleiul de ungere motoare	CV4	€/an		548.253,33	553.735,87	559.273,23	564.865,96	570.514,62	576.219,76	581.981,96	587.801,78	593.679,80	599.616,60	605.612,76	611.668,89	617.785,58
heltuieli cu agentul de reducere NOx	CV5	€/an		954.845,95	959.620,18	964.418,28	969.240,37	974.086,58	978.957,01	983.851,79	988.771,05	993.714,91	998.683,48	1.003.676,90	1.008.695,28	1.013.738,76
heltuieli cu energia electrică	CV6	€/an		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lte 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
otal Cheltuieli Variabile	CV = Σ CV(i)	€/an	1.506.306.637	61.003.855,75	61.015.715,12	61.027.661,11	61.039.694,59	61.051.816,04	61.064.026,34	61.076.326,37	61.088.716,64	61.101.198,03	61.113.771,05	61.126.436,62	61.139.195,65	61.152.048,67
heltuieli de mentenanță	CF1	€/an		2.365.967,00	2.423.563,00	2.481.168,00	2.541.765,00	4.102.372,00	2.665.971,00	2.729.580,00	2.796.181,00	2.865.775,00	2.935.379,00	3.007.976,00	3.080.583,00	3.156.183,00
heltuieli de salarizare	CF2	€/an		3.159.162,52	3.190.873,06	3.222.888,50	3.255.208,86	3.287.834,13	3.320.764,31	3.353.999,39	3.387.539,38	3.421.384,29	3.455.534,10	3.489.988,82	3.524.748,45	3.560.117,90
lte 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
heltuieli de amortizare	CF4	€/an														
otal Cheltuieli Fixe	CF = Σ CF(i)	€/an	136.407.838	5.781.530,98	5.872.119,56	5.963.028,35	6.057.240,56	7.651.774,18	6.249.611,21	6.347.769,65	6.449.231,51	6.553.997,99	6.659.086,08	6.767.478,59	6.876.192,72	6.988.516,57
otal Cheltuieli	C = CV+CF	€/an	1.642.714.475	66.785.386,73	66.887.834,68	66.990.689,46	67.096.935,15	68.703.590,22	67.313.637,55	67.424.096,03	67.537.948,15	67.655.196,02	67.772.857,13	67.893.915,21	68.015.388,37	68.140.565,24
ENEFICII																
eneficii	EBIT = B = V - C	€/an	31.885.557	237.679	166.215	94.626	19.930	(1.554.891)	(132.820)	(210.877)	(292.043)	(376.321)	(460.729)	(548.248)	(635.898)	(726.703)
aport Beneficii/Venituri	EBIT% = EBIT/V	%	1	0,4%	0,2%	0,1%	0,0%	-2,3%	-0,2%	-0,3%	-0,4%	-0,6%	-0,7%	-0,8%	-0,9%	-1,1%
IVESTITII																
heltuieli cu investiția (CAPEX)	I = CAPEX	€	126.954.998,27													
rocente de repartizare anuală	ri(j)	%/an	1,00													
aloare CAPEX repartizată anual	I(j)	€/an														
UNCTIONAREA NUMERARA A UNUI PROIECT DE INVESTITII				2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
eneficii	EBIT	€/an	31.885.557	237.679	166.215	94.626	19.930	(1.554.891)	(132.820)	(210.877)	(292.043)	(376.321)	(460.729)	(548.248)	(635.898)	(726.703)
axa pe venituri	tpv	€/an														
lux de numerar operare, după taxe	FNO	€/an	31.885.556,96	237.679	166.215	94.626	19.930	(1.554.891)	(132.820)	(210.877)	(292.043)	(376.321)	(460.729)	(548.248)	(635.898)	(726.703)
lux de numerar cumulat	FNC(i) = FNC(i-1) + FNO(i)	€/an		36.543.316	36.709.531	36.804.157	36.824.087	35.269.197	35.136.377	34.925.499	34.633.456	34.257.135	33.796.406	33.248.158	32.612.260	31.885.557
heltuieli cu investiția	CAPEX	€/an	(126.954.998)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lux de numerar construire + operare	FN = FNO + CAPEX	€/an	(95.069.441)	237.679	166.215	94.626	19.930	(1.554.891)	(132.820)	(210.877)	(292.043)	(376.321)	(460.729)	(548.248)	(635.898)	(726.703)
ata de actualizare	FDR = WACC = d	%	9,1%													
erioadă	y	an		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
erioadă de operare completă	yo	an	22													
actor 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
lux de numerar actualizat	FNA = FN*df	€/an	(87.548.835)	83.579	53.573	27.955	5.397	(385.926)	(30.216)	(43.973)	(55.818)	(65.927)	(73.982)	(80.692)	(85.786)	(89.859)
lux de numerar operare, cu finanțare uropeană	FNOEU	€/an	(7.520.607)	237.679	166.215	94.626	19.930	(1.554.891)	(132.820)	(210.877)	(292.043)	(376.321)	(460.729)	(548.248)	(635.898)	(726.703)
aloare de investiție, necesară	CAPEX	€	(126.954.998,27)													
aloare de investiție actualizată	CAPEXA	€	(113.370.193,98)													
lux de numerar actualizat	FNA	€	(87.548.834,66)													
aloare netă actualizată financiară S2	VNAF(C) S2 = NPV(d;FN)	€	(87.548.834,66)													
ata internă de rentabilitate financiară	RIRF(C) S2 = IRR(FN;d)	€	#NUM!													
aportul cost-beneficiu	RCB = V/C	-	1,02													
aloare netă actualizată financiară SR	VNAF(C) SR	€	0,00													
eficit Finanțare (VNAF/C Incremental)	DF = VNAF(C).S2 - VNAF(C).SR	€	(87.548.834,66)													
rad de finanțare	DF% = DF/CAPEX	%	69,0%													
aloare netă actualizată financiară, cu nanțare europeană S2	VNAF(K) S2	€	-													
ata internă de rentabilitate financiară, cu nanțare europeană S2	RIRF(K) S2	%	9,1%													

27.5. 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)

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 CO2, utilizând coeficienții 1,8 MWh(f) / MWh(e) și 0,355 tCO2 / MWh(e) + preț 2022 bazat pe media ultimului an PZU OPCOM calculată până la nivelul lunii sep 2022.	PEE	€/MWh(e)	**253,6**	**202,5**	**177,8**	**163,9**	**148,6**	**133,4**	**118,2**	**103,8**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**
		rve	%		-20,2%	-12,2%	-7,9%	-9,3%	-10,2%	-11,4%	-12,2%	-14,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Energie electrică, cumpărare	previziune	PEEC	€/MWh(e)	**253,6**	**202,5**	**177,8**	**163,9**	**148,6**	**133,4**	**118,2**	**103,8**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**
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 20*		
	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)				**145,5**	**135,1**	**124,7**	**114,4**	**104,6**	**94,3**	**94,3**	**94,4**	**94,5**
		rvh	%					-7,1%	-7,7%	-8,3%	-8,5%	-9,9%	0,1%	0,1%	0,1%
Certificate emisie EUA CO2 cumpărare	EUA Futures: ICE (2022-2025), Bloomberg (2029), 2025 = 2026 = 2027 = 2028	PCE	€/tCO2	**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 CO2	Vademecum 2021-2027	SPC	€/t				165	170	175	180	200	250	270	300	350

0,355 tCO2/MWhe @ PCI
1,800 MWhf/MWhe @ PCI

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 CO2, utilizând coeficienții 1,8 MWh(f) / MWh(e) și 0,355 tCO2 / MWh(e) + preț 2022 bazat pe media ultimului an PZU OPCOM calculată până la nivelul lunii sep 2022.	PEE	€/MWh(e)	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**
		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)	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**	**88,6**
Gaz natural, cumpărare	Banca Mondială 26 oct 2022 pentru 3 ani	PGN0 @ PCS	USD/mmbtu *10-2047*														
	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)	**94,6**	**94,6**	**94,7**	**94,8**	**94,8**	**94,9**	**95,0**	**95,1**	**95,1**	**95,2**	**95,3**	**95,4**	**95,4**	**95,5**
		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 CO2 cumpărare	EUA Futures: ICE (2022-2025), Bloomberg (2029), 2025 = 2026 = 2027 = 2028	PCE	€/tCO2	**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 CO2	Vademecum 2021-2027	SPC	€/t	370	390	450	470	490	500	525	550	570	570	570	570	570	570

C7.7. Costuri de investiție (CAPEX)

Parametru	Valoare	Ani de implementare			
		2023	2024	2025	2026
Scenariul 2					
Procent anual (%)	**100,00%**	**12,50%**	**43,00%**	**44,50%**	**0,00%**
Valoare totală (lei)	**742.921.672,15**	**92.865.209,02**	**319.456.319,02**	**330.600.144,11**	-
Valoare totală fără TVA (lei)	**624.555.114,00**	**78.069.389,25**	**268.558.699,02**	**277.927.025,73**	-
din care: TVA (lei)	**118.366.558,15**				
Valoare totală fără TVA (eur)	**126.954.998,27**	**15.869.374,78**	**54.590.649,26**	**56.494.974,23**	-
Valoare totală (eur)	**151.015.686,99**	**18.876.960,87**	**64.936.745,41**	**67.201.980,71**	-
Scenariul 1					
Procent anual (%)	**100,00%**	**12,50%**	**43,00%**	**44,50%**	**0,00%**
Valoare totală (lei)	**716.959.354,82**	**89.619.919,35**	**308.292.522,57**	**319.046.912,90**	-
Valoare totală fără TVA (lei)	**602.738.503,00**	**75.342.312,88**	**259.177.556,29**	**268.218.633,84**	-
din care: TVA (lei)	**114.220.851,82**				
Valoare totală fără TVA (eur)	**122.520.277,06**	**15.315.034,63**	**52.683.719,14**	**54.521.523,29**	-
Valoare totală (eur)	**145.738.256,90**	**18.217.282,11**	**62.667.450,47**	**64.853.524,32**	-
Scenariul de referință					
Procent anual (%)	**100,00%**	**13,00%**	**87,00%**	**0,00%**	**0,00%**
Valoare totală (lei)	**224.974.821,65**	**29.246.726,81**	**195.728.094,84**	-	-
Valoare totală fără TVA (lei)	**189.264.619,00**	**24.604.400,47**	**164.660.218,53**	-	-
din care: TVA (lei)	**35.710.202,65**				
Valoare totală fără TVA (eur)	**38.472.328,29**	**5.001.402,68**	**33.470.925,61**	-	-
Valoare totală (eur)	**45.731.237,25**	**5.945.060,84**	**39.786.176,41**	-	-

C7.8

v	ANALIZA ECONOMICĂ	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
SR	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea separată ET			125.966,84	116.219,98	106.527,53	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			-	327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,
	Factor emisie specifică CO2 raportat la EE din cărbune			**0,850**	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,8
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			-	277.971,93	267.082,85	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,
	Total Emisii CO2 echivalent			**125.966,84**	**394.191,91**	**373.610,39**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,**
S1	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S1 (CHP TG)			118.505,25	161.061,06	149.794,97	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă			7.461,59										
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP TG)			-	174.577,47	167.712,28	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,
	Producție EE separată din cărbune (deficit de producție față de S2)			-	152.448,33	146.502,84	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,
	Emisie CO2 din producerea EE separată din cărbune			-	129.581,08	124.527,41	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,
	Total Emisii CO2 echivalent			**125.966,84**	**290.642,14**	**274.322,38**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,**
S2	**Emisii CO2**													
	Emisie CO2 din producerea ET separată cu instalația existentă			7.461,59										
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CHP MT)			-	327.025,80	314.215,12	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în cogenerare HE CHP S2 (CHP MT)			118.505,25	197.694,14	184.826,68	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,
	Total Emisii CO2 echivalent			**125.966,84**	**197.694,14**	**184.826,68**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,**
	Costul emisiilor CO2 echivalent													
SR	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul contrafactual			20.784.528,64	67.012.623,93	65.381.817,54	61.675.063,25	68.527.848,06	85.659.810,07	92.512.594,88	102.791.772,09	119.923.734,10	126.776.518,91	133.629.303,
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S1			20.784.528,64	49.409.163,97	48.006.416,49	45.159.339,96	50.177.044,40	62.721.305,50	67.739.009,95	75.265.566,61	87.809.827,71	92.827.532,15	97.845.236,
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul factual S2	**1,00**		20.784.528,64	33.608.004,37	32.344.669,64	30.250.177,65	33.611.308,50	42.014.135,62	45.375.266,47	50.416.962,74	58.819.789,87	62.180.920,72	65.542.051,
SR	**Beneficii economice**													
	Cost investițional incremental	- 5.001.402,68	- 33.470.925,61	-	-									
	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S1 - SR	**Beneficii economice**													
S1 - SR	Cost investițional incremental	- 10.313.631,96	- 19.212.793,53	- 54.521.523,29	-									
S1 - SR	Costuri de operare incrementale			3.606.522,11	- 24.816.502,42	- 22.240.375,02	- 19.226.561,49	- 17.898.282,44	- 16.391.849,52	- 16.493.418,32	- 16.500.138,70	- 16.604.273,32	- 16.611.624,02	- 16.719.536,
S1 - SR	Reducere costuri cu emisiile de CO2			-	17.603.459,96	17.375.401,05	16.515.723,29	18.350.803,65	22.938.504,57	24.773.584,93	27.526.205,48	32.113.906,39	33.948.986,76	35.784.067,
	Total costuri economice	**- 10.313.631,96**	**- 19.212.793,53**	**- 50.915.001,18**	**- 7.213.042,46**	**- 4.864.973,97**	**- 2.710.838,20**	**452.521,22**	**6.546.655,04**	**8.280.166,61**	**11.026.066,78**	**15.509.633,08**	**17.337.362,74**	**19.064.531,**
	Rata de actualizare economică	**3,00%**												
	VNAE	**174.366.501,40**												
	RIRE	**11,37%**												
S2 - SR	**Economic**													
S2 - SR	Cost investițional incremental	- 10.867.972,11	- 21.119.723,65	- 56.494.974,23	-									
S2 - SR	Costuri de operare incrementale			3.606.522,11	- 44.833.898,16	- 39.690.814,21	- 33.911.675,33	- 31.272.163,04	- 28.473.869,11	- 28.541.154,40	- 28.608.583,11	- 28.679.138,89	- 28.749.838,39	- 28.823.666,
S2 - SR	Reducerea de emisii de CO2			-	33.404.619,56	33.037.147,90	31.424.885,61	34.916.539,56	43.645.674,45	47.137.328,41	52.374.809,34	61.103.944,23	64.595.598,19	68.087.252,
S2 - SR	Total Beneficii - Costuri	- 10.867.972,11	- 21.119.723,65	- 52.888.452,12	- 11.429.278,60	- 6.653.666,31	- 2.486.789,73	3.644.376,53	15.171.805,34	18.596.174,01	23.766.226,23	32.424.805,34	35.845.759,80	39.263.585,
	Rata de actualizare economică	**3,00%**												
	VNAE	**452.506.543,92**												
	RIRE	**17,33%**												

C7.8

v	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 ET	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37	95.829,37
	Producție EE separată din cărbune (def	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
	Factor emisie specifică CO2 raportat la	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
	Emisie CO2 din producerea EE separată	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87	246.809,87
	Total Emisii CO2 echivalent	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**	**342.639,24**
S1	**Emisii CO2**												
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în c	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71	135.799,71
	Emisie CO2 din producerea ET separată												
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CH	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84	154.969,84
	Producție EE separată din cărbune (def	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72	135.394,72
	Emisie CO2 din producerea EE separată	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51	115.085,51
	Total Emisii CO2 echivalent	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**	**250.885,22**
S2	**Emisii CO2**												
	Emisie CO2 din producerea ET separată												
	Producție EE în cogenerare HE CHP (CH	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56	290.364,56
	Emisie CO2 din producerea ET și EE în c	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54	168.056,54
	Total Emisii CO2 echivalent	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**	**168.056,54**
	Costul emisiilor CO2 echivalent												
SR	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul c	154.187.658,13	161.040.442,93	167.893.227,74	171.319.620,14	179.885.601,15	188.451.582,16	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96	195.304.366,96
S1	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul fa	112.898.349,91	117.916.054,35	122.933.758,79	125.442.611,01	131.714.741,56	137.986.872,11	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55	143.004.576,55
S2	Cost Emisii CO2 echivalent, scenariul fa	75.625.444,11	78.986.574,96	82.347.705,81	84.028.271,24	88.229.684,80	92.431.098,36	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21	95.792.229,21
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	- 16.728.691,93	- 16.840.402,38	- 16.850.150,28	- 16.964.486,13	- 16.975.999,12	- 17.094.175,22	- 17.107.432,68	- 32.229.469,12	- 17.244.452,02	- 17.370.371,30	- 17.387.057,19	- 17.517.077,37
S1 - SR	Reducere costuri cu emisiile de CO2	41.289.308,22	43.124.388,58	44.959.468,95	45.877.009,13	48.170.859,59	50.464.710,05	52.299.790,41	52.299.790,41	52.299.790,41	52.299.790,41	52.299.790,41	52.299.790,41
	Total costuri economice	**24.560.616,29**	**26.283.986,20**	**28.109.318,67**	**28.912.523,00**	**31.194.860,47**	**33.370.534,82**	**35.192.357,73**	**20.070.321,29**	**35.055.338,39**	**34.929.419,11**	**34.912.733,22**	**34.782.713,04**
	Rata de actualizare economică												
	VNAE												
	RIRE												
S2 - SR	**Economic**												
S2 - SR	Cost investițional incremental												
S2 - SR	Costuri de operare incrementale	- 28.897.640,11	- 28.971.760,66	- 29.049.011,56	- 30.626.410,47	- 29.206.941,09	- 29.287.622,09	- 29.371.435,16	- 29.458.383,02	- 29.545.483,35	- 29.635.718,88	- 29.726.108,32	- 29.819.696,37
S2 - SR	Reducerea de emisii de CO2	78.562.214,01	82.053.867,97	85.545.521,93	87.291.348,90	91.655.916,35	96.020.483,79	99.512.137,75	99.512.137,75	99.512.137,75	99.512.137,75	99.512.137,75	99.512.137,75
S2 - SR	Total Beneficii - Costuri	49.664.573,90	53.082.107,31	56.496.510,37	56.664.938,43	62.448.975,26	66.732.861,71	70.140.702,59	70.053.754,73	69.966.654,40	69.876.418,87	69.786.029,43	69.692.441,38
	Rata de actualizare economică												
	VNAE												
	RIRE												

C7.9 ANALIZA DE SENZITIVITATE

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)	- 87.548.834,66	- 93.217.344,36	-6,47%	- 88.682.536,60	-1,29%	- 86.415.132,72	1,29%	- 81.880.324,96	6,47%	**22,8%**
RIRF(C)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	
VNAE	452.506.543,92	446.578.294,56	-1,31%	451.320.894,05	-0,26%	453.692.193,79	0,26%	458.434.793,27	1,31%	**481,7%**
RIRE	17,33%	16,71%	-3,56%	17,20%	-0,74%	17,46%	0,75%	18,00%	3,88%	
		Variație (+5)		Variație (+1)		Variație (-1)		Variație (-5)		

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)	- 87.548.834,66	- 65.519.194,46	25,16%	- 83.142.906,62	5,03%	- 91.954.762,70	-5,03%	- 109.578.474,85	-25,16%	**119,9%**
RIRF(C)	#NUM!	-5,01%	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	
VNAE	452.506.543,92	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	-
RIRE	17,33%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	
		Variație (+5)		Variație (+1)		Variație (-1)		Variație (-5)		

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)	- 87.548.834,66	- 75.562.138,40	13,69%	- 85.151.495,41	2,74%	- 89.946.173,91	-2,74%	- 99.535.530,91	-13,69%	**136,5%**
RIRF(C)	#NUM!	-8,96%	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	
VNAE	452.506.544	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	452.506.543,92	0,00%	-
RIRE	17,33%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	17,33%	0,00%	
		Variație (+5)		Variație (+1)		Variație (-1)		Variație (-5)		

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)	- 87.548.834,66	- 109.404.722,80	-24,96%	- 91.920.012,29	-4,99%	- 83.177.657,03	4,99%	- 65.692.946,51	24,96%	**80,0%**
RIRF(C)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-4,98%	#NUM!	
VNAE	452.506.543,92	415.810.089,44	-8,11%	445.167.253,02	-1,62%	459.845.834,81	1,62%	489.202.998,39	8,11%	**161,7%**
RIRE	17,33%	15,79%	-8,91%	17,01%	-1,83%	17,65%	1,86%	18,99%	9,59%	
		Variație (+5)		Variație (+1)		Variație (-1)		Variație (-5)		

F5. Variație Preț achiziție certificate CO2 (PCE)

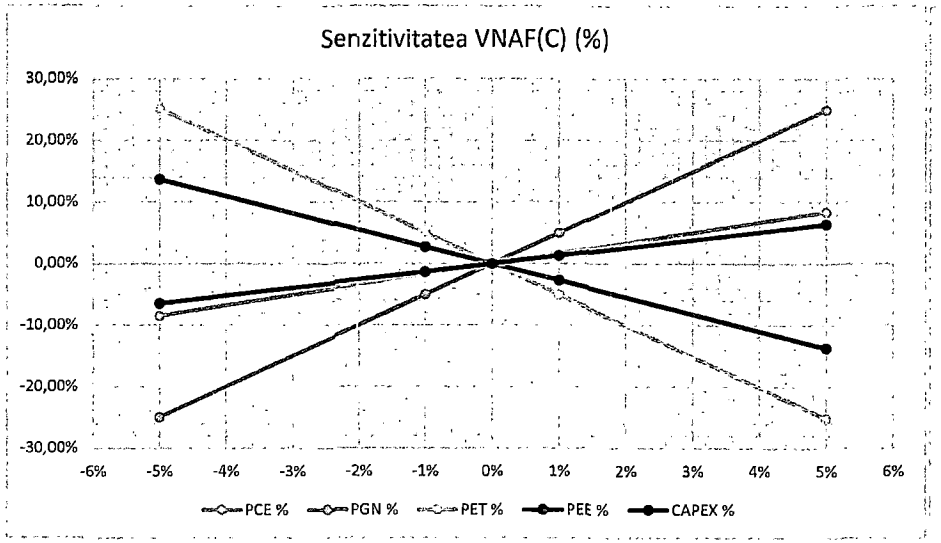
	Scenariu de bază S2	Variație +5% factor	Variație indicator	Variație +1% factor	Variație indicator	Variație -1% factor	Variație indicator	Variație -5% factor	Variație indicator	Valoare de comutare
VNAF(C)	- 87.548.834,66	- 94.955.375,90	-8,46%	- 89.030.142,91	-1,69%	- 86.067.526,41	1,69%	- 80.142.293,41	8,46%	**40,9%**
RIRF(C)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-12,58%	#NUM!	
VNAE	452.506.543,92	439.258.066,09	-2,93%	449.856.848,35	-0,59%	455.156.239,48	0,59%	465.755.021,74	2,93%	**270,8%**
RIRE	17,33%	16,83%	-2,88%	17,23%	-0,58%	17,43%	0,58%	17,84%	2,92%	

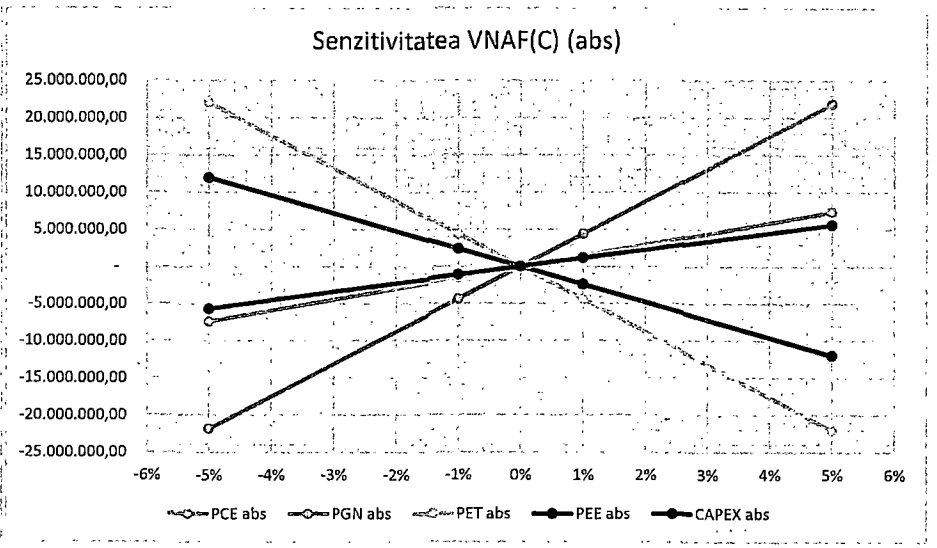
F6. Variație Preț umbră CO2 (PUC)

	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	452.506.543,92	404.058.406,10	-10,71%	442.816.916,35	-2,14%	462.196.171,48	2,14%	500.954.681,74	10,71%	**146,7%**
RIRE	17,33%	16,00%	-7,67%	17,07%	-1,53%	17,59%	1,52%	18,65%	7,58%	

C7.9.1. Diagrama de senzitivitate a indicatorului VNAF(C)

Variație Factor	36,5%	19,9%	5%	1%	0%	-1%	-5%	-20,0%	-59,1%	-77,2%
VNAF(C)	0	- 75.562.138,40	- 85.151.495,41	- 87.548.834,66	- 89.946.173,91	- 99.535.530,91				
PEE abs	- 87.548.834,66	- 11.986.696,25	- 2.397.339,25	-	2.397.339,25	11.986.696,25				
PEE %	-100,00%	-13,69%	-2,74%	0,00%	2,74%	13,69%				
VNAF(C)	0	- 65.519.194,46	- 83.142.906,62	- 87.548.834,66	- 91.954.762,70	- 109.578.474,85				
PET abs	- 87.548.834,66	- 22.029.640,19	- 4.405.928,04	-	4.405.928,04	22.029.640,19				
PET %	-100,00%	-25,16%	-5,03%	0,00%	5,03%	25,16%				
VNAF(C)	- 109.404.722,80	- 91.920.012,29	- 87.548.834,66	- 83.177.657,03	- 65.692.946,51	0				
PGN abs	21.855.888,14	4.371.177,63	-	- 4.371.177,63	- 21.855.888,14	- 87.548.834,66				
PGN %	24,96%	4,99%	0,00%	-4,99%	-24,96%	-100,00%				
VNAF(C)	- 94.955.375,90	- 89.030.142,91	- 87.548.834,66	- 86.067.526,41	- 80.142.293,41	0				
PCE abs	7.406.541,24	1.481.308,25	-	- 1.481.308,25	- 7.406.541,24	- 87.548.834,66				
PCE %	8,46%	1,69%	0,00%	-1,69%	-8,46%	-100,00%				
VNAF(C)	- 93.217.344,36	- 88.682.536,60	- 87.548.834,66	- 86.415.132,72	- 81.880.324,96	0				
CAPEX abs	5.668.509,70	1.133.701,94	-	- 1.133.701,94	- 5.668.509,70	- 87.548.834,66				
CAPEX %	6,47%	1,29%	0,00%	-1,29%	-6,47%	-100,00%				

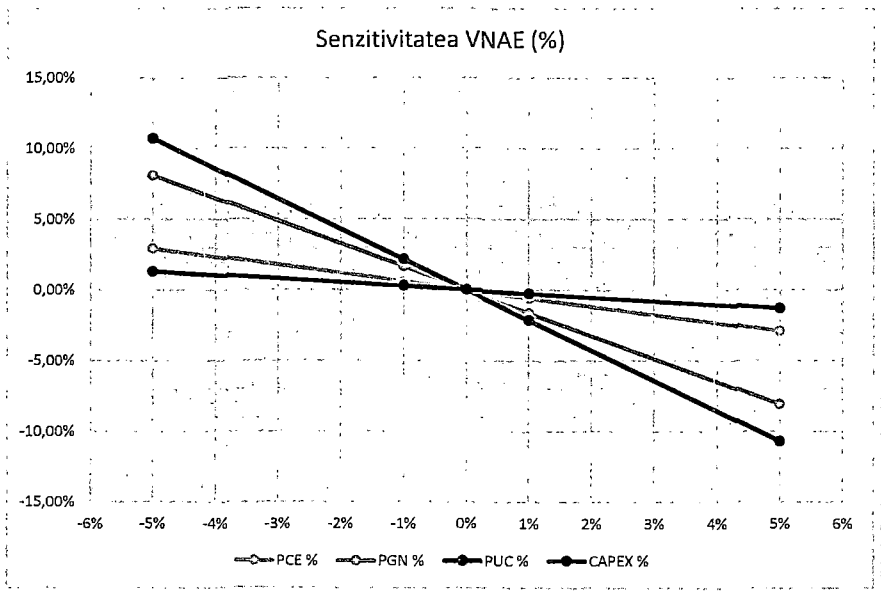


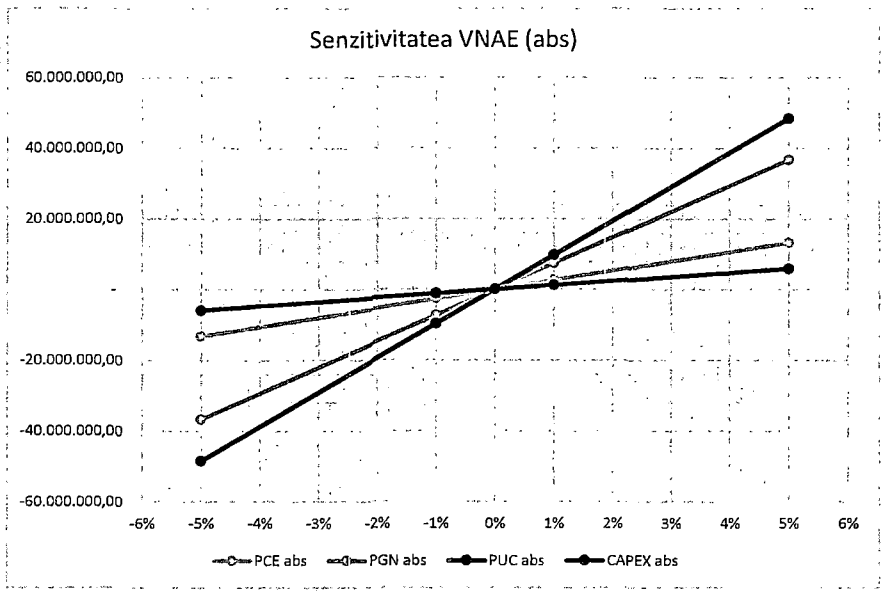


ANEXĂ LA
HCL NR. ...612/2022

C7.9.2. Diagrama de senzitivitate a indicatorului VNAE

Variație Factor	381,7%	170,8%	61,7%	46,7%	5%	1%	0%	-1%	-5%
VNAE				0	404.058.406,10	442.816.916,35	452.506.543,92	462.196.171,48	500.954.681,74
PUC abs				452.506.543,92	48.448.137,82	9.689.627,56	-	- 9.689.627,56	- 48.448.137,82
PUC %				-100,00%	-10,71%	-2,14%	0,00%	2,14%	10,71%
VNAE			0		415.810.089,44	445.167.253,02	452.506.543,92	459.845.834,81	489.202.998,39
PGN abs			452.506.543,92		36.696.454,47	7.339.290,89	-	- 7.339.290,89	- 36.696.454,47
PGN %			-100,00%		-8,11%	-1,62%	0,00%	1,62%	8,11%
VNAE		0			439.258.066,09	449.856.848,35	452.506.543,92	455.156.239,48	465.755.021,74
PCE abs		452.506.543,92			13.248.477,82	2.649.695,56	-	- 2.649.695,56	- 13.248.477,82
PCE %		-100,00%			-2,93%	-0,59%	0,00%	0,59%	2,93%
VNAE	0				446.578.294,56	451.320.894,05	452.506.543,92	453.692.193,79	458.434.793,27
CAPEX abs	452.506.543,92				5.928.249,36	1.185.649,87	-	- 1.185.649,87	- 5.928.249,36
CAPEX %	-100,00%				-1,31%	-0,26%	0,00%	0,26%	1,31%





PREȘEDINTE ȘEDINȚĂ
CRISTIAN CIMOCA

CONTRASEMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL,
FULVIA ANTONELA DINESCU