

Studiul privind optimizarea Sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din Chișinău



Energie și Extractive, Grupul de Practici în Infrastructură
Unitatea de țară pentru Belarus, Moldova și Ucraina
Regiunea Europa și Asia Centrală



Programul de Asistență pentru
Managementul în Sectorul Energetic



Finanțat de Suedia

Aprecieri

Acest raport prezintă rezumatul principalelor constatări rezultate din activitatea “Studiul privind optimizarea Sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din Chișinău”, finanțată de Guvernul Suediei prin intermediul Programului de Asistență pentru Managementul în Sectorul Energetic (ESMAP) împreună cu Banca Mondială, Practici Globale în domeniul Energiei și Extractivelor.

Echipa a fost condusă de Sandu Ghidirim (Specialist Superior în Energetică și Conducător al Echipei) și Fabrice Bertholet (Analist Financiar Superior și co-Conducător al Echipei), și a inclus: Pekka Salminen (Consultant Strategii și Politici), Pekka Kouri (Consultant Principal), Pasi Vesimäki (Consultant Modelare Energetică), Panu Kuitunen (Consultant Modelare Hidraulică) și Alexandru Melenciuc (Consultant Audit Tehnic). Echipa apreciază contribuțiile valoroase din partea Termoelectrica (întreprinderea de termoficare din Chișinău). Echipa de asemenea apreciază mult strânsa cooperare și suportul din partea Ministrului Economiei și Infrastructurii (MEI) al Republicii Moldova și Direcției Politici în Domeniul Energetic din cadrul Ministerului, din partea Unității Consolidate pentru Implementarea Proiectelor în Energetică (UCIPE), din partea altor actori din Republica Moldova și parteneri de dezvoltare.

Raportul de asemenea a beneficiat în urma atelierului de lucru cu participarea părților interesate, care a avut loc la 11 octombrie 2019 la Chișinău, în cadrul căruia reprezentanți ai MEI, Termoelectrica, ai alor actori din Republica Moldova și parteneri de dezvoltare au prezentat comentarii, au împărtășit viziunile și au discutat constatările și recomandările Studiului. Participanții la atelierul de lucru au apreciat Studiul pentru abordarea sa unică și comprehensivă și pentru asigurarea unei baze solide pentru lucru analitic și investiții viitoare pentru îmbunătățirea securității și eficienței SACET Chișinău și a generării energiei electrice în țară. Studiul a fost revizuit luând în considerație comentariile din cadrul atelierului de lucru.

Cuprins

Aprecieri	2
1 Introducere	12
1.1 Aspecte generale	12
1.2 Investițiile Băncii Mondiale pentru susținerea reformei SACET	12
1.3 Studiul privind optimizarea SACET Chișinău	13
2 Ipoteze	15
3 Sistemul existent	16
3.1 Aspecte generale	16
3.2 Activele de producere.....	17
3.2.1 CET Sursa 1	17
3.2.2 CET Sursa 2	22
3.2.3 CT Vest.....	25
3.2.4 CT Sud	25
3.3 Regimul de funcționare.....	27
3.4 Rețelele termice	27
3.5 Evaluarea sistemului de modelare hidraulică HeatGraph (ТеплоГраф)	28
3.6 Auditul tehnic.....	29
4 Consumul și producerea energiei	34
4.1 Bilanțurile energetice 2015 - 2018	34
4.2 Cererea/consumul de energie.....	39
5 Combustibili	40
6 Alternative pentru viitor	41
6.1 Aspecte generale	41
6.2 Centrale cu motoare cu ardere internă pe gaze (MAIG)	42
6.2.1 Informații generale.....	42
6.2.2 Aspecte generale	43
6.2.3 Indicii de performanță	46
6.3 Centrală electrică cu turbine cu gaze cu ciclu combinat (CETGCC).....	46
6.3.1 Aspecte generale	46
6.3.2 Indicii de performanță	49
6.4 Rezumatul graficului investițiilor	49
6.5 Principiile de funcționare.....	50
6.5.1 Funcționarea în anul 2019.....	50
6.5.2 Funcționarea în anul 2020.....	51
6.5.3 Funcționarea în anul 2021.....	51
6.5.4 Funcționarea în anul 2022.....	51
6.5.5 Funcționarea în perioada 2023 - 2025	52

6.5.6	Funcționarea în perioada 2026 - 2035	52
6.5.7	Funcționarea în anul 2036 și ulterior.....	53
6.6	Locurile de amplasare	54
6.6.1	CET Sursa 3	54
6.6.2	CT Vest.....	55
6.6.3	CT Sud	56
7	Bilanțurile energetice.....	57
8	Emisiile de CO ₂	64
9	Costul investițiilor pentru activele de producere	66
10	Strategia investițională a Termoelectrica.....	68
10.1	Aspecte generale	68
10.2	Strategia privind conexiunile/racordurile pentru consumatori	68
11	Scenariile investiționale	69
11.1	Scenariul nr.1: "Reabilitarea Unității 1 la CET Sursa 1 / Fără alte investiții"	69
11.2	Scenariul nr.2: "Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1"	71
11.3	Scenariul nr.3: "Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1 și instalarea unităților MAIG"	73
12	Planul investițional (2019 – 2035).....	77
12.1	Planul investițiilor pe termen scurt (2019 – 2023).....	77
12.2	Planul investițiilor pe termen mediu (2024 – 2030)	78
12.3	Planul investițiilor pe termen lung (2031 – 2035).....	78
13	Analiză economică.....	80
13.1	Modelul economico-tehnic.....	80
13.2	Aspecte generale	80
13.3	Costul investițiilor pentru diferite opțiuni	81
13.4	Costurile de exploatare și mentenanță.....	81
13.5	RIR economică și financiară a opțiunilor investiționale	82
13.6	Rezultatele operaționale anuale (Veniturile totale – costurile operaționale totale inclusiv amortizarea).....	82
13.7	Producerea netă de energie electrică în cazul opțiunilor investiționale.....	83
13.8	Producerea energiei termice în cazul opțiunilor investiționale.....	83
13.9	Costurile de producere a energiei termice	83
13.10	Rezumatul Analizei	86
14	Sensibilitatea RIR a Opțiunii de investiții pe termen scurt propuse.....	88
15	Analiza fluxului de mijloace bănești	89
16	Recomandarea.....	91

Lista abrevierilor

Abreviere	Descriere
DHEIP	Proiectul de Îmbunătățire a Eficienței SACET (<i>District Heating Efficiency Improvement Project</i>)
BM	Banca Mondială
Leu/Lei	Valuta Republicii Moldova
GRM	Guvernul Republicii Moldova
ESMAP	Programul de asistență pentru managementul în sectorul energetic (<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>)
TF	Fond fiduciar (<i>Trust Fund</i>)
TE	Termoelectrica
PIP	Programul de investiții propuse
TS	Termen scurt
TM	Termen mediu
TL	Termen lung
CET	Centrală electrică cu termoficare
SACET	Sistem de alimentare centralizată cu energie termică
PTC	Punct termic central
CT	Centrală termică
CAF	Cazan de apă fierbinte
NIS	Sistemul informațional al rețelei (<i>Network Information System</i>)
CF	Convertizor de frecvență
PCI	Puterea calorică inferioară
TG	Turbină cu gaze
CETGCC	Centrală electrică cu turbine cu gaze cu ciclu combinat
MAIG	Motor cu ardere internă pe gaze
S1	CET Sursa 1
S2	CET Sursa 2
S3	CET Sursa 3
IFI	Instituție financiară internațională
BERD	Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare
GES	Gaze cu efect de seră
EPC	Engineering, achiziții, construcție
TVA	Taxa pe valoare adăugată
O&M	Exploatare și mentenanță
CAPEX	Cheltuieli capitale
ACM	Apă caldă menajeră
DN	Diametru nominal (la conducte)
PTI	Puncte termic individual
RIR	Rata internă de rentabilitate (<i>IRR, Internal Rate of Return</i>)
RIRE	Rata internă de rentabilitate economică (<i>EIRR, Economic Internal Rate of Return</i>)
RIRF	Rata internă de rentabilitate financiară (<i>FIRR, Financial Internal rate of Return</i>)
VNA	Valoarea netă actualizată (<i>NPV, Net Present Value</i>)
UIP	Unitate de implementare a proiectului
FV	Fotovoltaic

REZUMAT EXECUTIV

Aspecte generale

La 21 noiembrie 2014 Banca Mondială (BM) a aprobat Proiectul de Îmbunătățire a Eficienței SACET (DHEIP) în valoare de 40.5 milioane USD, având obiectivul de a contribui la îmbunătățirea eficienței operaționale și viabilității financiare a noii întreprinderi de termoficare (Termoelectrica SA) și de a îmbunătăți calitatea și fiabilitatea serviciilor de termoficare furnizate populației din Chișinău.

Pentru a continua dezvoltarea în baza eforturilor de reabilitare tehnică, comercială și financiară a Termoelectrica SA, începute în 2015, și a investițiilor în rețeaua SACET realizate în cadrul DHEIP, acum direcția logică pentru noi investiții este infrastructura de producere a energiei termice și electrice, precum și continuarea investițiilor în infrastructura de distribuție și alimentare a consumatorilor pentru îmbunătățirea eficienței alimentării cu energie termică și îmbunătățirea și eficientizarea consumului și a controlului asupra consumului energiei termice. Infrastructura de producere a energiei termice și electrice a Termoelectrica este învechită (cu eficiență redusă de utilizare a combustibilului) și se apropie de sfârșitul termenului/duratei de exploatare. Fără modernizare, această situație ar putea prezenta pericol pentru alimentarea neîntreruptă cu energie termică în Chișinău și pentru securitatea energetică a țării. În scopul abordării acestui risc, în 2018 Guvernul Republicii Moldova (GRM) a solicitat asistență pentru efectuarea unui studiu privind optimizarea SACET Chișinău. În continuarea asistenței oferite anterior pentru reformele în sectorul SACET din Republica Moldova, Suedia a oferit asistență financiară prin intermediul programului ESMAP pentru realizarea unui astfel de studiu cu supravegherea din partea Băncii Mondiale.

În cadrul sistemului de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) din Chișinău sunt patru surse principale de producere: CET Sursa 1, CET Sursa 2, CT Vest și CT Sud. CET Sursa 1, care este amplasată în partea de est or. Chișinău, în circuitul Central (principal) al SACET, este principala sursă de producere a energiei termice și electrice în sezonul de încălzire.

Pe parcursul sezonului de încălzire, din cauza limitărilor ce țin de capacitățile de transport al energiei termice din rețeaua SACET, CET Sursa 1 nu poate asigura cu energie termică circuitele de termoficare CT Vest și CT Sud. Astfel, pe parcursul sezonului de încălzire circuitele CT Vest și CT Sud funcționează independent (separate prin vane de secționare de restul rețelei SACET), energia termică fiind produsă la CT Vest și CT Sud respectiv.

În afara sezonului de încălzire, SACET poate funcționa ca circuit unic, cu energia termică produsă la CET Sursa 1 sau CET Sursa 2, asigurând întregul SACET (inclusiv circuitul Central, circuitul CT Vest și circuitul CT Sud).

În același timp, capacitatea minimă de producere a energiei termice a unei singure unități de cogenerare (bloc energetic) la CET Sursa 1 este mult mai mare decât sarcina termică tipică în perioada de vară. Din acest motiv în prezent în perioada de vară – pentru a asigura sarcina termică de vară (pentru prepararea apei calde menajere) – este folosită CET Sursa 2, o centrală CET veche, amplasată la vest de CET Sursa 1, și care de asemenea este conectată la circuitul Central. Acest regim de funcționare poate fi într-o anumită măsură mai preferabil folosirii cazanelor cu apă fierbinte, însă nu este nici satisfăcător și nici sustenabil. În primul rând, CET Sursa 2 este foarte ineficientă ca sursă de generare a energiei electrice. În al doilea rând, în câțiva ani această centrală urmează să fie scoasă din exploatare, așa cum

nu sunt justificări plauzibile pentru a face cheltuieli considerabile pentru reabilitare pentru a menține funcțională o centrală învechită care își are originea în anii 1950.

În acest context, pentru a identifica scenariul investițional optim pentru reducerea costurilor totale de producere a energiei termice și electrice, analiza a trebuit să cuprindă doi parametri critici:

- identificarea/evaluarea celei mai bune strategii pentru abordarea limitărilor hidraulice din rețea (pe parcursul sezonului de încălzire),
- asigurarea unei alternative eficiente la CET Sursa 2 pentru prepararea apei calde menajere (în afara sezonului de încălzire).

În acest scop, studiul a inclus următoarele sarcini:

- Sarcina 1: Auditul tehnic al SACET și al componentelor sale
- Sarcina 2: Evaluarea modelului hidraulic general al rețelei SACET Termoelectrica (TE)
- Sarcina 3: Modelarea energetică a principalelor surse de generare
- Sarcina 4: Planul de dezvoltare și finanțare a activelor

Programul de investiții propuse (PIP)

Așa cum unitățile de cogenerare (blocurile energetice) ale CET Sursa 1 au atins sau sunt pe cale de a-și atinge durata licențiată/normată de funcționare, studiul recomandă reabilitarea a două unități de cogenerare pentru a le extinde durata de funcționare, de asemenea realizând anumite modernizări pentru îmbunătățirea capacității și eficienței. Pentru a treia unitate de cogenerare, care ar putea rămâne în calitate de unitate de rezervă, se recomandă efectuarea unor investiții mai mici – reparație capitală (*major overhaul*).

În afară de reabilitarea CET Sursa 1, studiul recomandă instalarea unor unități de cogenerare noi cu motoare cu ardere internă pe gaze (MAIG) cu o capacitate totală de producere a energiei electrice de 55 MW (**brut**) și 43 Gcal/h energie termică, respectiv. Se recomandă dimensionarea capacității în baza sarcinii termice de vară din SACET, ceea ce va face posibilă funcționarea noilor unități pentru sarcina de bază pe parcursul întregului an. Datorită coeficientului înalt de utilizare/încărcare, se așteaptă ca noile capacități de cogenerare să asigure o rentabilitate foarte înaltă a investiției. Deoarece sezonul de încălzire este relativ scurt, dimensionarea acestei capacități în baza sarcinii termice de iarnă ar duce la timp de funcționare/utilizare redus, ducând la rentabilitate mai mică a investiției și program investițional mult mai costisitor.

Conform scenariului propus, noile capacități vor consta din cinci unități MAIG, două unități urmând a fi instalate la o nouă CET Sursa 3 (amplasată alături de CET Sursa 2 existentă care va fi închisă, și beneficiind de infrastructura existentă pentru conectarea la rețelele electrice, termice și de gaze naturale), și trei unități pe teritoriul CT Vest. Împărțirea capacității în unități mai mici, amplasate în două locuri diferite, va avea ca rezultat un sistem mai flexibil și fiabil.

Ca rezumat, investițiile propuse în cadrul PIP sunt următoarele:

Componentele investitoriale

	Componenta	Costul total al Proiectului	Finanțare proprie TE	Finanțare din Împrumut
1	Optimizarea producerii energiei termice și electrice	US\$98,2 milioane	US\$12,0 milioane	US\$86,2 milioane
1.1	Reabilitarea CET Sursa 1			US\$16,2 milioane

1.2	Instalarea capacităților de cogenerare cu motoare cu ardere internă pe gaze			US\$70,0 milioane
2	Investiții pilot de eficiență energetică	US\$7,0 milioane		US\$7,0 milioane
3	Managementul Proiectului și asistență tehnică	US\$6,8 milioane		US\$6,8 milioane
3.1	Managementul proiectului			US\$2,0 milioane
3.2	Asistență tehnică			US\$4,8 milioane
	Total	US\$112,0 milioane	US\$12,0 milioane	US\$100,0 milioane

Componenta 1. Optimizarea producerii energiei termice și electrice (US\$ 86,2 milioane): În cadrul acestei componente va fi finanțată modernizarea CET Sursa 1 și instalarea unităților de cogenerare cu MAIG, inclusiv a conexiunilor electrice, pentru a majora și optimiza eficiența producerii energiei termice și electrice de către Termoelectrica. Componenta va consta din două subcomponente:

Subcomponenta 1.1. Reabilitarea CET Sursa 1 (US\$ 16,2 milioane): În cadrul acestei componente vor fi finanțate lucrări la CET Sursa 1, inclusiv:

- a. Reabilitarea Unității 1 (investiție în derulare, finanțată din propriile surse ale TE US\$ 12 milioane) și Unității 2 (US\$ 12 milioane).

Renovarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1 va extinde durata de funcționare a unităților de cogenerare respective cu 50 000 ore (circa 8 ani de funcționare), asigurând continuarea producerii energiei termice și electrice la CET Sursa 1. De asemenea, această investiție va majora capacitatea de producere a energiei electrice de la 80 MW până la 98 MW per unitate și va îmbunătăți randamentul de producere a energiei termice cu 1.5%.

- b. Reparația capitală a Unității 3 (US\$4,2 milioane).

Reparația capitală a Unității 3 la CET Sursa 1 va extinde durata de funcționare a unității cu 25 000 ore, 8 ani de funcționare.

Subcomponenta 1.2. Instalarea capacităților de cogenerare cu motoare cu ardere internă pe gaze (US\$ 70,0 milioane): În cadrul acestei componente va fi finanțată instalarea unităților de cogenerare cu MAIG, cu o capacitate totală de producere a energiei termice de 43 Gcal/h și electrice de 55 MW_e, inclusiv:

- a. Instalarea unităților de cogenerare cu MAIG la CET Sursa 3 (US\$ 28,0 milioane).

- b. Instalarea unităților de cogenerare cu MAIG la CT Vest (US\$ 35,7 milioane).

În cadrul aceste componente de asemenea vor fi finanțate instalațiile necesare pentru livrarea energiei electrice produse în rețeaua electroenergetică, inclusiv:

- c. Instalarea transformatoarelor electrice la CT Vest (US\$ 2,3 milioane)

- d. Instalarea instalațiilor de distribuție ID-110 kV la CET Sursa 3 și CT Vest (US\$ 4,0 milioane).

Beneficiile estimate

Instalarea unităților de cogenerare cu MAIG la CET Sursa 3 și CT Vest are următoarele beneficii:

Datorită vânzărilor suplimentare de energie electrică și creșterii cantității de energie termică produsă în regim de cogenerare, rezultatul operațional va crește de la USD 13,7 milioane până la USD 31,6 milioane. Beneficiile economice suplimentare sunt de USD 17,9 milioane pe an.

Perioada de recuperare directă (fără rata dobânzii) a investiției va fi de 3,8 ani (perioada de recuperare directă este calculată în baza formulei: costul investiției împărțit la rezultatul operațional fără amortizare 2024).

- a. Vânzările de energie electrică vor crește de la USD 56,3 milioane până la USD 89,2 milioane. Beneficiile suplimentare sunt de USD 32,9 milioane.

- b. Va crește considerabil fiabilitatea și flexibilitatea alimentării cu energie termică a consumatorilor.
- c. Investiția va reduce considerabil povara creșterii tarifului la energia termică.

Componenta 2. Investiții pilot de eficiență energetică (US\$ 7,0 milioane):

În cadrul acestei componente vor fi finanțate investiții pilot de eficiență energetică și conservare a energiei, care vor fi realizate în clădiri publice și rezidențiale, pentru a maximiza rezultatele de eficiență energetică în urma instalării Punctelor Termice Individuale (PTI) și pentru a impulsiona procesului de modernizare a sistemelor interne de distribuție. PTI-urile instalate și deținute de „Termoelectrica” S.A. dau posibilitatea preparării eficiente și calitative a Apei Calde Menajere (ACM) și controlului asupra consumului de energie la nivel de încăperi, prin modernizarea sistemelor interne de distribuție. Totodată, în multe din clădirile din Chișinău rețelele interne de distribuție a ACM sunt nefuncționale; la nivel de SACET fiind doar circa 50% din consumatori de căldură care dispun și de ACM centralizat. Deseori sistemele interne de distribuție a căldurii/încălzire nu satisfac cerințele consumatorilor, din cauza multiplelor modificări neautorizate și a deconectărilor de apartamente. Aceste probleme sunt mai pronunțate în clădirile rezidențiale fără PTI, ducând la consum de energie termică inefficient și fizic disproporțional repartizat.

Astfel, investițiile propuse vor include:

- a. Instalarea a 140 PTI și a rețelilor aferente în clădiri rezidențiale care au deficiențe la calitatea funcționării sistemului intern de încălzire și/sau nu beneficiază de ACM centralizat.
- b. Reconstrucția în 40 de clădiri a rețelilor interne de distribuție a energie termice și a ACM, asigurând control al consumului de căldură la nivel de apartament prin trecerea la distribuția pe orizontală.
- c. Reabilitarea termică a 7 clădiri rezidențiale care dispun de sistemul de distribuție pe orizontală.

Prin aceste investiții se va majora substanțial numărul de consumatori care vor beneficia de sisteme modernizate și eficiente de încălzire și preparare a ACM, precum și de servicii mult mai calitative.

Componenta 3. Managementul Proiectului și asistență tehnică (US\$ 6,8 milioane): În cadrul acestei componente vor fi finanțate două subcomponente, inclusiv:

3.1 Managementul Proiectului (US\$ 2,0 milioane)

În cadrul acestei subcomponente va fi finanțat suportul de consultanță pentru implementarea și supravegherea proiectului (US\$ 2,0 milioane), inclusiv aspectele fiduciare, de salvagardare, monitorizare și raportare, prin intermediul Unității Consolidate pentru Implementarea Proiectelor în Energetică (UCIPE) existente.

3.2 Asistență tehnică (US\$ 4,8 milioane)

În cadrul acestei subcomponente va fi finanțată:

- Asistență tehnică pentru un Sistem Informațional de Management modern comprehensiv (US\$ 3,0 milioane): În cadrul acestei Componente va fi finanțat un Sistem Informațional de Management (SIM) integrat, modern, comprehensiv, fiabil, eficient și flexibil, care să includă toate componentele necesare pentru a susține funcționarea și managementul eficient al întreprinderii în toate domeniile relevante. SIM va include componente cum sunt: Management financiar și contabilitate; Salarii; Managementul costurilor; Budgetare; Managementul aprovizionărilor; Billing și CRM; Managementul stocurilor; Managementul

mijloacelor fixe, inclusiv inventarul rețelei și managementul operațiunilor tehnice; Resurse umane; Securitatea muncii; Managementul achizițiilor; Juridic; Dispecerat; Mentenanță; Managementul investițiilor; Managementul electronic al documentelor fluxurilor/proceselor de lucru; Managementul vehiculelor; Raportare (inclusiv analitică și statistică); Alte componente, relevante pentru activitatea întreprinderii; și modulul de Administrare a sistemului.

- Această componentă va îmbunătăți capacitățile de planificare și control operațional ale Termoelectrica.
- Asistență tehnică pentru dezvoltarea unui Sistem Hidraulic modern (US\$ 0,3 milioane): În cadrul acestei sub-componente va fi finanțat un Sistem Hidraulic modern, la care timpul de simulare necesar variază între câteva secunde și câteva minute, iar debitul necesar pentru fiecare consumator este determinat în baza temperaturilor reale în conductele tur și retur.
- Supravegherea Tehnică pentru Subcomponenta 1.2 (US\$ 1,5 milioane). În cadrul acestei Componente vor fi finanțate Serviciile de Consultanță pentru proiectare și documentația de licitație și supraveghere tehnică a implementării lucrărilor.

Bilanțul energetic general și eficiența PIP

Instalarea capacităților noi de cogenerare eficiente va majora producerea energiei electrice cu circa 35,6% comparativ volumul produs în 2018, cu o creștere de mai puțin de 8% a consumului de gaze. Emisiile totale de CO₂ vor scădea cu 20%.

		În prezent	După implementare	Diferența
Producerea energiei termice	1000 Gcal/an	1,665	1,665	0
Producerea energiei electrice (netă)	GWh/a	621	983	363
Consumul de gaze	1000 Gcal/a	2,755	2,979	224
	1000 m ³ /a	337,238	364,651	27,413
Emisiile de CO ₂ ⁽¹⁾	t/a	392,313	287,057	-105,256

⁽¹⁾inclusiv combustibil și schimbările în ceea ce privește energia electrică din rețea.

Rezultatele economice ale PIP

În baza modelării, ca rezumat, impactul scenariului investițional propus ar fi:

- Rata internă de rentabilitate economică (RIRE – rata reală exclusiv inflația): 23,5%;
- Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF – nominală): 21,2%;
- Perioada de recuperare 3,8 ani;
- Rezultatul operațional anual, comparativ cu anul 2019, crește cu US\$ 17,9 milioane;

Rezultatele tehnice ale PIP sunt:

- Capacitatea propusă în cadrul Opțiunii va acoperi sarcina termică de vară necesară (109,4% din sarcina termică)
- Reconstrucția Unității 1 la CET Sursa 1 va extinde durata de funcționare a acesteia cu 50 000 ore (circa 8 ani de funcționare), asigurând producerea

energiei termice și electrice la CET Sursa 1. În afară de aceasta, investiția va majora capacitatea brută de producere a energiei electrice de la 80 MW_e la 98 MW_e și va îmbunătăți randamentul global (total) al Unității cu 1%.

- Reconstrucția Unității 2 la CET Sursa 1 va extinde durata de funcționare a acesteia cu 50 000 ore (circa 8 ani de funcționare), asigurând producerea energiei termice și electrice la CET Sursa 1. În afară de aceasta, investiția va majora capacitatea brută de producere a energiei electrice de la 80 MW_e la 98 MW_e și va îmbunătăți randamentul total al Unității cu 1%.
- Reparația capitală a Unității 3 la CET Sursa 1 va extinde durata de funcționare a Unității 3 de rezervă probabil cu 25 000 ore (circa 8 ani de funcționare).
- Instalarea unităților de cogenerare cu MAIG poate beneficia de posibilitatea de utilizare a infrastructurii și conexiunilor existente la rețele, reducând costurile investiționale și timpul de implementare.
- Fiabilitatea și flexibilitatea alimentării cu energie termică a consumatorilor va crește considerabil.
- Investiția va reduce considerabil povara creșterii tarifului la energia termică, comparativ cu scenariul fără investiții.

Instalarea unităților de cogenerare cu MAIG cu o capacitate totală de 55 MW_e (net) la CET Sursa 3 și la CT Vest are următoarele beneficii:

- Pe durata cumulativă proiectată (2020-2035) economiile de energie termică datorită investițiilor finanțate în cadrul proiectului: 2 657 315 MWh (Gcal)
- Pe durata cumulativă proiectată (2020-2035) reducerile de emisii CO₂ 1 469 232 tone, valoarea în mijloace bănești: USD 38,8 milioane
- Creșterea capacității de generare instalate de 39%, de la 240 MW_e (brut) la 335 MW_e (brut)
- Creșterea producerii nete de energie electrică de 58%, de la 620 608 MWh/an la 983 166 MWh/an
- Creșterea cantității de energie termică produsă în regim de cogenerare de 8,2%, de la 1 254 428 Gcal/an la 1 357 242 Gcal/an
- Scăderea pierderilor de energie termică în rețelele termice SACET de 35 008 Gcal/an

Sensibilitatea rentabilității PIP la variații ale costului investițiilor

Factorul costul investițiilor PIP:

	- 20 %	Cazul de bază	+ 20 %
RIRE	28,7 %	23,5 %	19,5 %
RIRF	26,7 %	21,2 %	16,8 %

Factorul ce ține de costul investițiilor PIP nu este prea sensibil. Dacă costul investițiilor crește cu 20%, RIRF va continua să rămână în mare parte deasupra costului de finanțare (presupunând condițiile unui împrumut BIRD, constând din Libor + o marjă mică).

Auditul tehnic

- Nivelul practicilor de exploatare și mentenanță este în general înalt. Termoelectrica în mod sistematic planifică și efectuează verificări, mentenanță și reparații, înlocuirea părților/componentelor și echipament uzat, conform cerințelor pentru exploatarea în siguranță, duce evidența timpului de funcționare a componentelor critice.
- CET Sursa 1: Principala centrală de producere a energiei termice și electrice, 3 unități de cogenerare, 2 CAF funcționale pentru sarcini de vârf. Necesită

reconstrucția / reparația capitală a unităților de cogenerare pentru a extinde durata de funcționare. Unitatea 1 este în proces de reconstrucție.

- CET Sursa 2: Centrală veche, se preconizează să fie închisă. În prezent este folosită preponderent pentru asigurarea sarcinii termice de vară. Este posibilă continuarea exploatării cu mentenanță și reparații minim necesare până la darea în exploatare planificată a noilor unități cu MAIG. Sunt spații și infrastructură disponibilă pentru instalarea și conectarea noilor unități cu MAIG.
- CT Vest și CT Sud: Pentru funcționarea pe parcursul următorilor 10 ani vor necesita investiții pentru mentenanță și reparații/reparații capitale, inclusiv înlocuirea părților/componentelor și echipamentului uzat, alte investiții în baza unor analize de fezabilitate (vor fi identificate de Termoelectrica). Sunt spații și infrastructură disponibilă pentru instalarea și conectarea noilor unități cu MAIG.
- Stațiile de pompare: 17 stații de pompare. 6 cele mai mari stații de pompare au fost reconstruite/renovate, 1 stație de pompare nouă a fost construită pe parcursul ultimilor 4 ani. Pentru funcționarea pe parcursul următorilor 10 ani alte stații de pompare vor necesita investiții pentru înlocuirea echipamentului uzat și/sau pentru reconstrucție (va fi identificat de Termoelectrica).

Modelarea hidraulică

HeatGraph, software utilizat în prezent de Termoelectrica pentru calculele hidraulice pentru SACET Chișinău, are unele deficiențe în privința aspectelor care sunt obligatorii pentru simularea corespunzătoare și credibilă a sistemului. Problemele principale includ lipsa calculului căderilor de temperatură și pierderilor de energie termică, cât și perioada foarte îndelungată de timp necesară pentru modelare (introducerea manuală a datelor, etc.) pentru a efectua un singur calcul hidraulic. Software existent nu este integrat cu sistemele SCADA. Timpul de modelare necesar pentru a efectua un calcul hidraulic complex folosind software existent poate dura 20-30 zile, făcând practic imposibilă optimizarea producerii energiei termice, configurarea pompelor și a temperaturii livrate în timp rezonabil.

În afară de aceasta, sunt câteva probleme minore cauzate de neglijarea calculelor de transfer de căldură. Acestea includ folosirea unor valori simplificate (densități apei reci pentru ambele valori teoretice) la calcularea distribuției debitelor în rețea, ducând la imprecizii sistematice.

Ca rezultat, se recomandă implementarea unui software modern de modelare hidraulică pentru a rezolva problemele identificate în legătură cu practicile existente de modelare hidraulică, cât și cele legate de însuși software de modelare.

1 Introducere

1.1 Aspecte generale

Cu susținerea Băncii Mondiale (BM), începând cu 2009 a început o reformă cuprinzătoare instituțională, corporativă și financiară a sectorului SACET din Chișinău, care a atins succese remarcabile începând cu 2014, ceea ce a permis oprirea și inversarea spiralei de declin a serviciilor de termoficare centralizată din Chișinău, a unor probleme ca lipsa de fonduri pentru mentenanță și investiții, cauzând calitatea proastă a serviciilor și ducând la pierderea consumatorilor, astfel majorându-se pierderile financiare.

Succesele atinse în procesul de reabilitare includ:

- restructurarea și optimizarea corporativă completă, crearea unui singur operator/întreprinderi cu management modern Termoelectrica (TE) în 2015;
- reducerea considerabilă a personalului;
- reducerea pierderilor de energie termică și a consumului de energie electrică (cu investiții finanțate de BM și investiții proprii);
- îmbunătățirea serviciilor și orientarea spre consumatori (rezultând în reconectări, conectarea unor noi consumatori și majorarea volumului de vânzări);
- revenirea la rezultate operaționale.

1.2 Investițiile Băncii Mondiale pentru susținerea reformei SACET

Pentru a susține reforma de succes, BM a aprobat la 21 noiembrie 2014 Proiectul de Îmbunătățire a Eficienței SACET (DHEIP) în sumă de 40.5 milioane USD cu obiectivul de a contribui la îmbunătățirea eficienței operaționale și viabilității financiare a noii întreprinderi de termoficare și de a îmbunătăți calitatea și fiabilitatea serviciilor de termoficare prestate populației din Chișinău.

Proiectul Îmbunătățire a Eficienței SACET (DHEIP) a intrat în vigoare la 14 august 2015, susținând investiții urgente "neregretabile", preponderent în infrastructura de distribuție a energiei termice și alimentare a consumatorilor:

- (a) modernizarea celor mai mari stații de pompare pentru a reduce consumul de energie electrică și a asigura funcționarea eficientă în condiții de debite variabile în SACET;
- (b) reabilitarea unor segmente selectate de rețele termice pentru a asigura servicii de termoficare sigure neîntrerupte și reducerea pierderilor de energie termică și agent termic;
- (c) înlocuirea punctelor termice centrale (PTC) vechi și ineficiente cu puncte termice individuale (PTI) moderne la nivel de clădire, complet automatizate, pentru alimentare mai eficientă și sigură cu energie termică a consumatorilor; și
- (d) reconectarea instituțiilor publice selectate la SACET, deconectate în trecut.

Continuarea logică este de a identifica investiții cu cel mai mic cost pentru infrastructura de producere a energie termice și electrice pentru a majora eficiența utilizării combustibilului la producerea energiei termice și electrice și de a majora producerea de energie electrică.

1.3 Studiul privind optimizarea SACET Chișinău

Contextul:

Proiectul de Îmbunătățire a Eficienței SACET (DHEIP) în derulare a relevat o necesitate considerabilă de investiții în infrastructura de producere a energiei termice și electrice, care se apropie de sfârșitul termenului/duratei de funcționare, ceea ce ar putea prezenta pericol pentru alimentarea neîntreruptă cu energie termică a orașului Chișinău, cât și pentru continuarea investițiilor în infrastructura de distribuție a energiei termice și alimentare a consumatorilor pentru îmbunătățirea eficienței și fiabilității alimentării cu energie termică și îmbunătățirea și eficientizarea consumului și a controlului asupra consumului energiei termice. Pentru a aborda această problemă, în anul 2018 Guvernul Republicii Moldova s-a adresat către Banca Mondială cu o solicitare de efectuare a unui studiu privind optimizarea SACET Chișinău și a opțiunilor de alimentare cu combustibil, cu asistență financiară din partea Suediei prin intermediul programului ESMAP al BM.

Obiectivele Studiului:

- "Suport pentru Termoelectrica și pentru Guvernul Republicii Moldova pentru identificarea modelului energetic optim pentru sectorul SACET din Chișinău, care să contribuie la îmbunătățirea eficienței operaționale și viabilității financiare a Termoelectrica".
- Obiectiv specific: identificarea priorităților investiționale realizabile pe termen scurt și mediu pentru (i) producerea sigură a energiei termice și electrice, și (ii) creșterea eficienței producerii energiei termice și electrice.

Abordarea tehnică:

- Optimizarea sistemului în baza (i) modelului hidraulic, (ii) modelului energetic, și (iii) a modelului economic.
- Analiza scenariilor relevante pentru investiții pe termen scurt, luând în considerație diferențe legate de (i) constrângeri/limitări de ordin hidraulic, (ii) posibilități de conectare la rețelele electrice și introducerea energiei electrice în rețea, și (iii) costuri investiționale.
- Identificarea scenariilor investiționale pe termen mediu și lung.

Guvernul Republicii Moldova (GRM) a solicitat Băncii Mondiale să realizeze un studiu privind Optimizarea SACET Chișinău. Banca Mondială a susținut această solicitare și a negociat cu Guvernul Suediei alocarea finanțării pentru a susține realizarea studiului prin intermediul unui acord de fond fiduciar (*Trust Fund*, TF) cu ESMAP.

Studiul propus privind Optimizarea SACET Chișinău are sarcina să analizeze și să recomande soluții pentru optimizarea SACET și să identifice necesitățile investiționale pe termen mediu și lung pentru a susține reformele începute și a îmbunătăți în continuare eficiența și accesibilitatea serviciilor de termoficare centralizată.

Activitatea constă din analiza sectorului SACET din Chișinău, recomandări pentru optimizarea SACET și elaborarea unui plan de finanțare, și anume:

- Sarcina 1: Auditul tehnic al SACET și al componentelor sale;
- Sarcina 2: Evaluarea modelului hidraulic general al rețelei SACET Termoelectrica (TE);
- Sarcina 3: Modelarea energetică a principalelor surse de generare;

- Sarcina 4: Planul de dezvoltare și finanțare a activelor, inclusiv planuri investiționale pentru reabilitarea și dezvoltarea rețelei, opțiuni pentru producerea energiei termice și electrice (inclusiv opțiuni pe termen scurt, mediu și lung pentru menținerea și înlocuirea CET Sursa 1).

2 Ipoteze

Următoarele ipoteze generale au fost folosite în calcule:

- Prețul gazelor naturale estimat în baza "Proгноzei Băncii Mondiale privind prețul gazelor naturale în Europa"

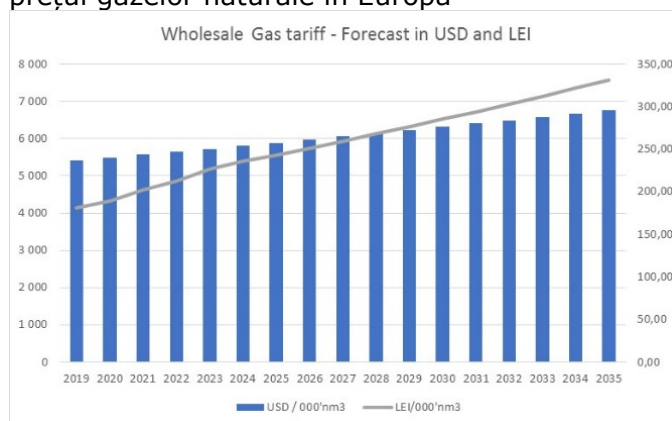


Figura 1 Proгноza tarifului angro pentru gaze naturale

- Rata locală a inflației (CPI) se bazează pe estimări ale Băncii Mondiale

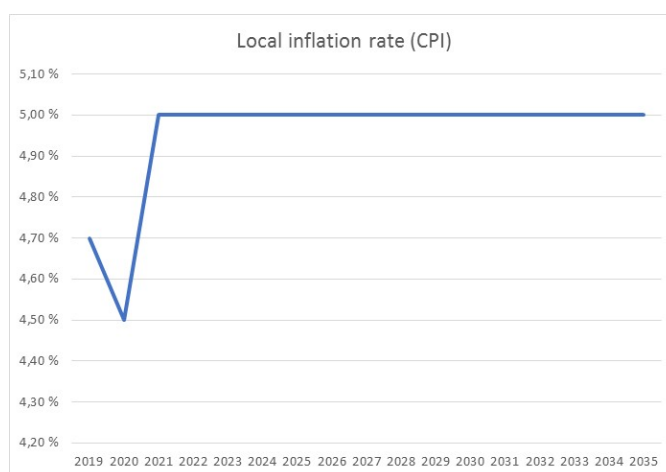


Figura 2 Inflația locală

- Se prognozează că alte componente de costuri vor crește în baza inflației locale;
- Calculele RIR: perioada 2019 – 2035;
- Calculele VNA: rata dobânzii reală 5%, perioada 2019 – 2035;
- Costurile investițiilor: prețuri reale din 2019 pentru componente investiționale similare, implementate în Ucraina, Finlanda și alte părți ale Europei. Costurile investițiilor se bazează pe valori per unitate (USD/MW, numărul de unități instalate în același timp);
- Costurile investițiilor nu includ cheltuieli neprevăzute.

3 Sistemul existent

3.1 Aspecte generale

Sunt patru centrale de termoficare principale, care produc energie termică pentru rețeaua termică principală SACET din orașul Chișinău:

- CET Sursa 1
- CET Sursa 2
- CT Vest
- CT Sud

Schema rețelei termice SACET este arătată în Figura 3.

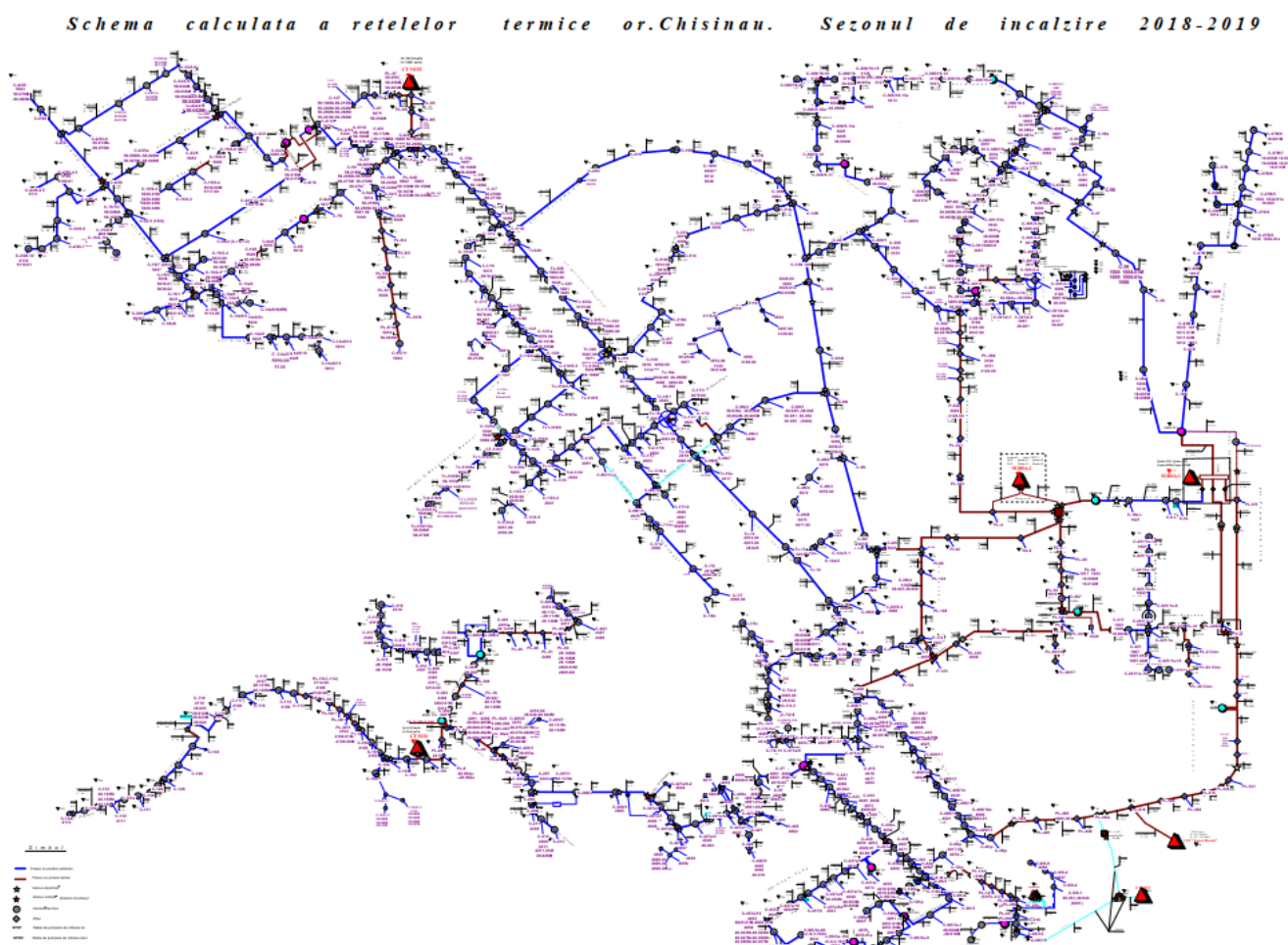


Figura 3 Rețeaua termică principală SACET din or. Chișinău.

CET Sursa 1 este principala sursă de producere a energie termice, amplasată în partea de est a rețelei, care funcționează preponderent în sezonul de încălzire. CET Sursa 2 este o centrală veche, amplasată la vest de CET Sursa 1, în prezent funcționează preponderent doar în perioada de vară, asigurând prepararea apei calde menajere. CT Vest și CT Sud funcționează independent în sezonul de încălzire, asigurând cu energie termică propriile circuite de termoficare (separate prin vane de secționare de restul rețelei termice). În perioada de vară circuitele CT Vest și CT Sud sunt alimentate cu energie termică produsă de CET Sursa 1 sau CET Sursa 2.

3.2 Activele de producere

3.2.1 CET Sursa 1

CET Sursa 1 constă din trei unități de cogenerare funcționale pe gaze naturale, și cinci cazane cu apă fierbinte (CAF-uri) pe gaze naturale, din care două sunt funcționale. Unitățile de cogenerare au atins sau sunt pe cale de a atinge termenul/durata de funcționare permisă și, astfel, necesită să fie reconstruite și/sau reparate capital în următorii doi ani pentru a fi menținute în stare funcțională.

Unitățile de cogenerare sunt independente – cazanele de la fiecare unitate nu pot alimenta cu abur turbinele de la celelalte unități. Principalele date privind unitățile de cogenerare în prezent și după reconstrucția preconizată sunt prezentate în Tabelul 1, iar datele principale privind CAF-urile sunt prezentate în Tabelul 3.

Capacitățile de producere a energiei termice și electrice ale unităților de cogenerare ale CET Sursa 1 sunt indicate în Tabelul 1. Deși capacitatea maximă de termoficare a unei unități este de 175 Gcal/h, capacitatea totală de termoficare a celor trei unități este de 375 Gcal/h, deoarece capacitatea de trecere a cilindrelor de medie-joasă presiune a turbinelor este limitată (arătat mai jos în Figura 4), iar capacitatea totală a schimbătoarelor de căldură pentru termoficare după cilindrele de înaltă presiune este de 75 Gcal/h. Sunt 6 schimbătoare de căldură pentru abur de presiune înaltă cu o capacitate totală disponibilă de 75 Gcal/h, comune pentru toate unitățile, și schimbătoare de căldură pentru abur de joasă presiune (câte 2 pentru fiecare unitate), care asigură 100 Gcal/h pentru termoficare de la fiecare unitate.

Capacitățile totale ale unităților de cogenerare în două regimuri de funcționare diferite sunt arătate în Tabelul 2.

- o unitate la sarcină maximă, două unități la sarcină parțială
- fiecare unitate la sarcină egală

Tabelul 1 Date principalele privind CET Sursa 1.

CET Sursa 1							
		În prezent			După reconstrucție / retrofit		
		Unitatea 1	Unitatea 2	Unitatea 3	Unitatea 1	Unitatea 2	
Turbinele							
Producătorul turbinei							
Tipul turbinei		ПТ-80/100-130/13	ПТ-80/100-130/13	ПТ-80/100-130/13	ПТ-80/100-130/13	ПТ-80/100-130/13	
Tipul turbinei (contrapresiune / extracție-condensare)		extracție-condensare	extracție-condensare	extracție-condensare	extracție-condensare	extracție-condensare	
Anul dării în exploatare a turbinei		1976	1978	1980	n.a.	n.a.	
Parametri de funcționare							
Capacitatea de producere a energiei electrice (brută)	MW	80	80	80	98	98	
Temperatura aburului viu către turbină, de proiect	°C	560	560	560	560	560	
Temperatura aburului viu către turbină, de facto	°C	555	555	555	555	555	
Presiunea aburului viu către turbină, de proiect	bar	140	140	140	140	140	
Presiunea aburului viu către turbină, de facto	bar	130	130	130	130	130	
Capacitatea de producere a energiei termice pentru termoficare	Gcal/h	175	175	175	168	168	
De la prizele de termoficare ale turbinei	Gcal/h	100	100	100	168	168	
Prin intermediul unor schimbătoare de căldură / abur de la cilindrul de presiune înaltă	Gcal/h	75	75	75	0	0	
Consumul de combustibil	Gcal/h	297	297	297	269	269	
Cazanele de abur							
Producătorul cazanului							
Tipul cazanului		TГМ-96Б	TГМ-96Б	TГМ-96Б	TГМ-96Б	TГМ-96Б	
Anul dării în exploatare a cazanului		1976	1978	1980	n.a.	n.a.	
Parametri de funcționare							
Temperatura aburului viu, de proiect	°C	560	560	560	560	560	
Temperatura aburului viu, de facto	°C	555	555	555	555	555	
Presiunea aburului viu, de proiect	bar	140	140	140	140	140	
Presiunea aburului viu, de facto	bar	130	130	130	130	130	
Capacitatea abur viu, de proiect	t/h	480	480	480			
Capacitatea abur viu, de facto	t/h	470	470	470	440	440	
Capacitatea cazanului	Gcal/h	275	275	275	275	275	
Capacitatea minimă a cazanului	t/h	200	200	200	200	200	
Randamentul cazanului		92.5 %	92.5 %	92.5 %	93.5 %	93.5 %	

Orele de funcționare							
Ore de funcționare (anul 2016)	h/an	5,138	3,106	3,654	n.a.	n.a.	
Ore de funcționare (anul 2017)	h/an	4,841	3,716	2,279	n.a.	n.a.	
Ore de funcționare (anul 2018)	h/an	4,462	2,735	4,597	n.a.	n.a.	
Total ore de funcționare (acumulate de la darea în exploatare până la 31.12.2018)	h	223,204	209,278	202,851	n.a.	n.a.	
Conexiunile la rețeaua de gaze^(*)							
Presiunea gazelor furnizate	barg	3 - 6					
Capacitatea maximă disponibilă gaze	m ³ /h	150 000 - 300 000					

(*Unitățile de cogenerare + CAF-uri

Sursa: Termoelectrica

Tabelul 2 Date privind funcționarea unităților CET Sursa 1 în două regimuri de funcționare.

CET Sursa 1							
		O unitate la sarcină maximă			Toate unitățile la sarcină egală		
		Unitatea 1	Unitatea 2	Unitatea 3	Unitatea 1	Unitatea 2	Unitatea 3
Producerea energiei electrice (brut)	MW	80	65	65	70	70	70
Producerea energiei termice	Gcal/h	175	100	100	125	125	125
De la prizele de termoficare ale turbinei	Gcal/h	100	100	100	100	100	100
Prin intermediul unor schimbătoare de căldură / abur de la cilindrul de presiune înaltă	Gcal/h	75	0	0	25	25	25
Consumul de combustibil	Gcal/h	297	195	195	222	222	222
Debitul de abur viu	t/h	470	300	300	335	335	335

Sursa: Termoelectrica

Tabelul 3 Datele principale privind cazanele de apă fierbinte la CET Sursa 1.

CET Sursa 1 (cazanele de apă fierbinte)						
		Cazan 1	Cazan 2	Cazan 3	Cazan 4	Cazan 5
Tipul cazanului		PTVM-100	PTVM-100	PTVM-100	KVGM-180	KVGM-180
Anul dării în exploatare a cazanului		1974	1975	1982	1990	1991
În exploatare (da/nu)		nu	da	da	nu	nu
Parametri de funcționare						
Capacitatea de producere a energiei termice, de proiect	Gcal/h	100	100	100	180	180
Capacitatea de producere a energiei termice, de facto	Gcal/h	0	100	100	0	0
Capacitatea minimă	Gcal/h	20	20	20	-	-
Randamentul cazanului		91%	91%	91%	91.7 %	91.7 %
Randamentul instalației		91%	91%	91%	91.7 %	91.7 %
Orele de funcționare						
Ore de funcționare (anul 2016)	h/an	0	1,470	67	0	0
Ore de funcționare (anul 2017)	h/an	0	73	0	0	0
Ore de funcționare (anul 2018)	h/an	0	53	0	0	0
Total ore de funcționare (acumulate de la darea în exploatare până la 31.12.2018)	h	31,664	23,729	20,366	3,943	1,819

Sursa: Termoelectrica

Prizele de abur ale turbinelor CET Sursa 1 sunt prezentate în Figura 4.

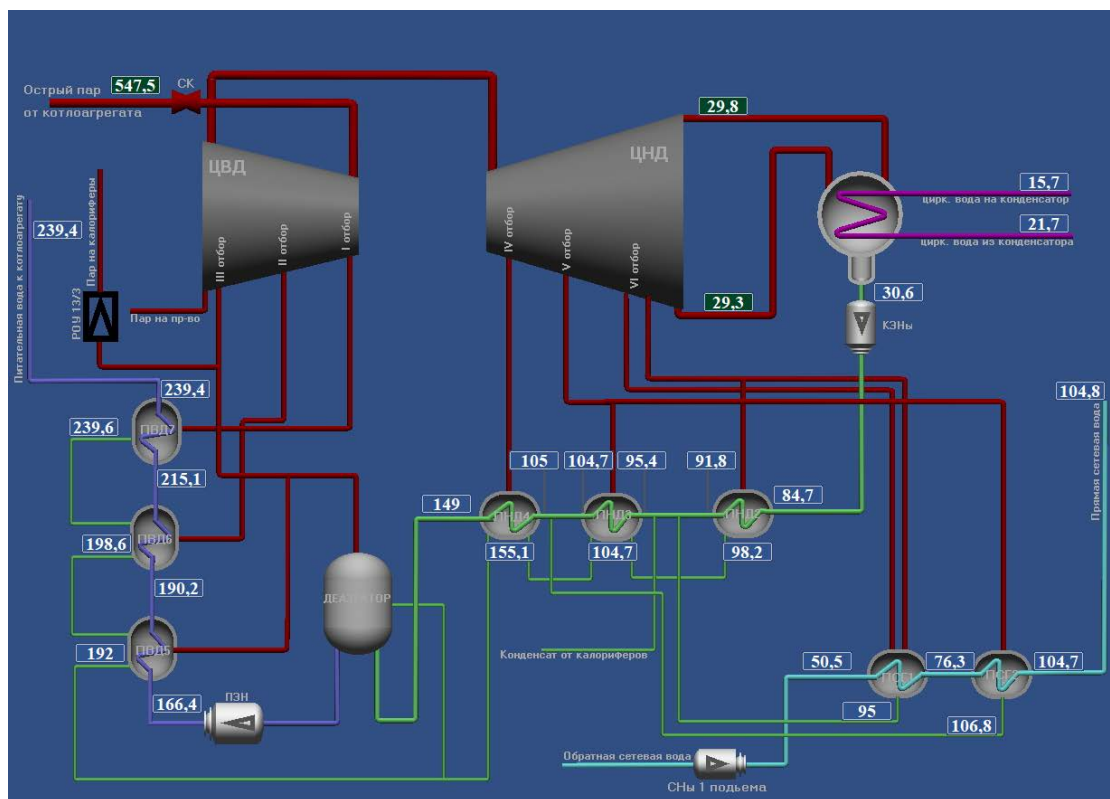


Figura 4 Prizele de abur ale turbinelor CET Sursa 1.

Sursa: Evaluarea fezabilității reconstrucției turbinei și cazanului Unității 1, CET Sursa 1.

Așa cum cilindrele de presiune medie-joasă ale turbinelor CET Sursa 1 au o capacitate maximă de trecere a aburului de circa 270 t/h¹ (corespunzând producerii a 100 Gcal/h pentru termoficare), o parte a aburului pentru termoficare trebuie preluat înaintea cilindrului de medie-joasă presiune, de la priza III, vedeți Figura 4 (schimbătoarele de căldură comune pentru termoficare de la abur de presiune înaltă nu sunt arătate în schemă).

Pe parcursul aproximativ a 50% din sezonul de încălzire, sunt necesare toate trei unități de cogenerare pentru a acoperi sarcina termică, fără a fi folosite însă la capacitate maximă.

Calcululele din modelul energetic se bazează pe caracteristicile revizuite, puse la dispoziție de Termoelectrica (vedeți Figura 5).

¹ Evaluarea fezabilității reconstrucției turbinei și cazanului Unității 1, CET Sursa 1

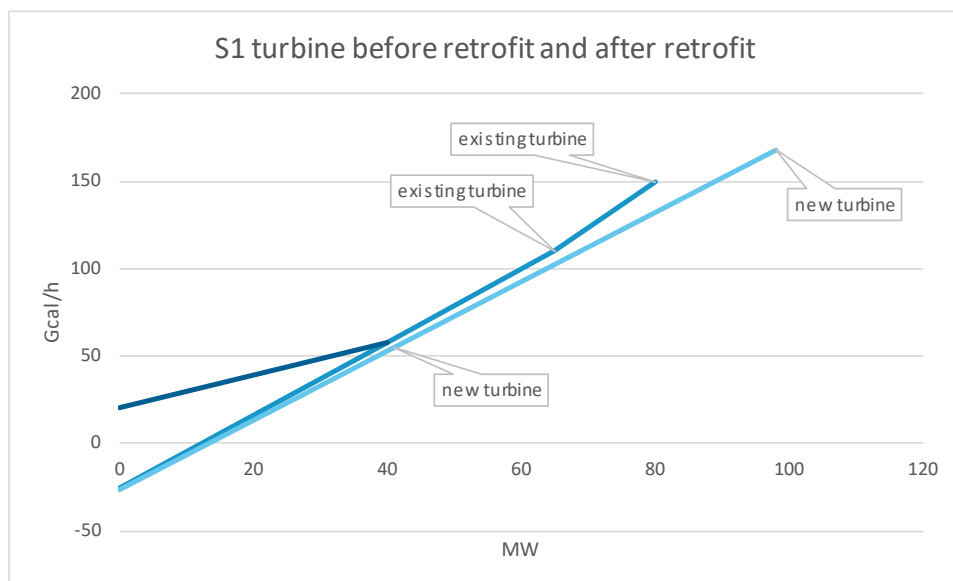


Figura 5 Caracteristicile revizuite ale turbinelor, CET Sursa 1.

Caracteristicile turbinei până și după reconstrucție/retrofit. (Legendă: "existing turbine" = turbină existentă; "new turbine" = turbină după reconstrucție/retrofit)

Sursa: Termoelectrica.

3.2.2 CET Sursa 2

CET Sursa 2 constă din opt cazane de abur pe gaze naturale și cinci turbine cu abur. Patru cazane și două turbine sunt funcționale. În special cazanele sunt foarte vechi, sunt menținute funcționale doar pentru asigurarea sarcinii termice de vară. Datele principale privind CET Sursa 2 sunt prezentate în Tabelul 4.

Tabelul 4 Datele principale privind CET Sursa 2.

CET Sursa 2									
Turbinele		Turbina 1	Turbina 2	Turbina 3	Turbina 4	Turbina 5			
Tipul turbinei		P-12-35-3M	ПТ-12/15-35/10M	ПР-10-35/10-1,2	P-27-90/1,2	P-5-90/37			
Tipul turbinei		Contrapresiune	Contrapresiune	Contrapresiune	Contrapresiune	Contrapresiune			
Anul dării în exploatare a turbinei		1994	2001	1958	1960	1961			
În exploatare (da/nu)		Da (vara)	Da (vara)	Nu	Nu	Nu			
Parametri de funcționare									
Capacitatea electrică (brută)	MW	12	12	10	27	5			
de proiect	MW	12	12	10	27	5			
de facto	MW	12	12	n.a.	n.a.	n.a.			
Temperatura aburului viu către turbină, de proiect	°C	440	440	440	520	520			
Temperatura aburului viu către turbină, de facto	°C	435	435	n.a.	n.a.	n.a.			
Presiunea aburului viu către turbină, de proiect	bar	40	40	40	90	90			
Presiunea aburului viu către turbină, de facto	bar	35	35	n.a.	n.a.	n.a.			
Capacitatea de termoficare, de proiect	Gcal/h	57	60	67	70	0			
Capacitatea de termoficare, de facto	Gcal/h	57	45	n.a.	n.a.	n.a.			
Orele de funcționare a turbinelor									
Ore de funcționare (anul 2016)	h/an	657	2,124	0	1,311	1,954			
Ore de funcționare (anul 2017)	h/an	4,126	0	0	0	0			
Ore de funcționare (anul 2018)	h/an	4,564	0	0	0	0			
Total ore de funcționare (acumulate de la darea în exploatare până la 31.12.2018)	h	36,940	68,697	318,379	228,204	135,102			
Cazanele cu abur		Cazanul 1	Cazanul 2	Cazanul 3	Cazanul 4	Cazanul 5	Cazanul 6	Cazanul 7	Cazanul 8
Tipul cazanului		ГМ-50	ГМ-50	ГМ-50	ГМ-50	ГМ-50	ГМ-50	БКЗ-120-100Г М	БКЗ-120-100Г М
Anul dării în exploatare a cazanului		1951	1951	1954	1955	1958	1959	1961	1961
În exploatare (da/nu)		Da (vara)	Da (vara)	Da (vara)	Da (vara)	Nu	Nu	Nu	Nu
Informație de exploatare/funcționare									
Temperatura aburului viu, de proiect	°C	440	440	440	440	440	440	520	520
Temperatura aburului viu, de facto	°C	440	440	440	440	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Presiunea aburului viu, de proiect	bar	39	39	39	39	39	39	92	92

Presiunea aburului viu, de facto	bar	39	39	39	39	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Capacitatea abur viu, de proiect	t/h	50	50	50	50	50	50	120	120
Capacitatea abur viu, de facto	t/h	35	35	47	47	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Capacitatea cazanului, de proiect	Gcal/h	33	33	33	33	33	33	74	74
Capacitatea cazanului, de facto	Gcal/h	23	23	31	31	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Capacitatea minimă a cazanului	t/h	25	25	25	25	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Randamentul cazanului		94%	94%	94%	94%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Orele de funcționare a cazanelor									
Ore de funcționare anul 2016	h/an	0	55	560	828	0	0	1983	1282
Ore de funcționare anul 2017	h/an	0	1936	3189	2944	0	0	0	0
Ore de funcționare anul 2018	h/an	0	4450	4520	206	0	0	0	0
Total ore de funcționare (acumulate de la darea în exploatare până la 31.12.2018)	h	254,866	251,007	232,871	245,573	208,592	227,685	196,783	
Conexiunea la rețeaua de gaze									
Presiunea gazelor furnizate	barg	2.94							
Capacitatea maximă disponibilă gaze	m ³ /h	41,666							

Sursa: Termoelectrica

3.2.3 CT Vest

CT Vest conține patru cazane de apă fierbinte de tip PTVM-100 și două cazane de abur de tip DKVR-6.5/13, din care trei cazane de apă fierbinte și ambele cazane de abur sunt funcționale. Datele principale sunt prezentate în Tabelul 5.

Tabelul 5 Datele principale privind CT Vest.

CT-Vest							
Cazanele		1	2	3	4	5	6
Tipul cazanului		PTVM-100	PTVM-100	PTVM-100	PTVM-100	ДКВР-6,5/13	ДКВР-6,5/13
Anul dării în exploatare		1968	1968	1979	1981	1983	1983
Reparații majore		1997	1998		1999	2019	2008
În exploatare (da/nu)		Da	Da	Nu	Da	Da	Da
Parametri de funcționare							
Capacitatea termică, de proiect	Gcal/h	100	100	100	100	5	5
Capacitatea termică, de facto	Gcal/h	54	54	n.a.	54	5	5
Capacitatea minimă	Gcal/h	26	26	n.a.	26	1.5	1.5
Randamentul cazanului		92 %	92 %	n.a.	92 %	91 %	91 %
Ore de funcționare							
Ore de funcționare (anul 2016)	h/an	1,984	2,788	nu este info.	1,078	1,970	1,290
Ore de funcționare (anul 2017)	h/an	914	1,205	nu este info.	3,071	1,484	46
Ore de funcționare (anul 2018)	h/an	1,494	2,685	nu este info.	1,586	2,122	174
Total ore de funcționare (acumulate începând cu 1995 până în 2019)	h	31,645	52,694	7,838	44,888	48,854	46,128
Conexiunea la rețeaua de gaze							
Presiunea gazelor furnizate	barg	3					
Capacitatea maximă disponibilă gaze	m ³ /h	54,000					

Sursa: Termoelectrica

Termoelectrica a realizat îmbunătățiri considerabile la unul din cazane pentru îmbunătățirea transferul de căldură și randamentului prin instalarea unor arzătoare și a unor suprafețe de transfer al căldurii noi la cazan.

3.2.4 CT Sud

CT Sud conține cinci cazane de apă fierbinte și trei cazane de abur, din care trei cazane de apă fierbinte și un cazan de abur sunt funcționate. Datele principale sunt prezentate în Tabelul 6.

Tabelul 6 Datele principale privind CT Sud.

CT-Sud									
Cazanele		1	2	3	4	5	6	7	8
Tipul cazanului		TBГM-30	TBГM-30	PTVM-50	KVGM-100	KVGM-100	ДКВР-10/13	ДЕ-6,5/14	ДКВР-10/13
Anul dării în exploatare		1967	1967	1974	1985	1986	1966	2004	1966
Reparații majore			2012	2018	2002		n.a.	No	n.a.
În exploatare (da/nu)		Nu	Da	Da	Da	Nu	Nu	Da	Nu
Parametri de funcționare									
Capacitatea termică, de proiect	Gcal/h	30	30	50	100	100	n.a.	n.a.	n.a.
Capacitatea termică, de facto	Gcal/h	n.a.	26	42	70	n.a.	n.a.	2	n.a.
Capacitatea minimă	Gcal/h	n.a.	12	17	30	n.a.	n.a.	0.5	n.a.
Randamentul cazanului		n.a.	92%	92%	92%	n.a.	n.a.	92%	n.a.
Orele de funcționare									
Ore de funcționare (anul 2016)	h/an	0	531	2,830	1,166	0	0	5,289	0
Ore de funcționare (anul 2017)	h/an	0	3,374	3,549	0	0	0	3,629	0
Ore de funcționare (anul 2018)	h/an	0	3,632	3,480	0	0	0	3,395	0
Total ore de funcționare (acumulate de la darea în exploatare până la 31.12.2018)*	h	nu este info.	25,875	39,450	9,638	568	1,063	52,766	1,267
Conexiunea la rețeaua de gaze									
Presiunea gazelor furnizate	barg	3							
Capacitatea maximă disponibilă gaze	m³/h	40,100							

* acumulate începând cu anul 2005

Sursa: Termoelectrica

3.3 Regimul de funcționare

Principala sursă de energie termică pentru rețeaua termică SACET principală din or. Chișinău este CET Sursa 1 care asigură sarcina de bază pe parcursul sezonului de încălzire. Capacitatea minimă a cazanului unei unități de cogenerare este de 200 t/h abur, fiind produse 70 – 80 Gcal/h de energie termică, în timp ce sarcina termică tipică pe parcursul perioadei de vară este de circa 30 – 40 Gcal/h. Astfel, în perioada de vară CET Sursa 1 ar trebui să funcționeze în regim de condensare (adică, o parte din energia termică produsă să fie aruncată prin turnurile de răcire), ceea ce este ineficient din punct de vedere economic. Din acest motiv, CET Sursa 2 a fost menținută operațională și este folosită în perioada de vară pentru a produce energia termică pentru prepararea apei cale menajere.

Pe parcursul sezonului de încălzire circuitele CT Vest și CT Sud sunt izolate și centrale termice respective produc întreaga cantitate de energie termică necesară pentru circuitele respective, în timp ce în perioada de vară vanele de secționare sunt deschise, CT Vest și CT Sud sunt oprite, iar energia termică pentru prepararea apei calde menajere este produsă la CET Sursa 2 și/sau CET Sursa 1.

La începutul sezonului de încălzire toamna o mică cantitate de energie termică poate fi livrată în circuitul CT-Vest din circuitul CET Sursa 1/CET Sursa 2, CT Vest poate funcționa în paralel.

3.4 Rețelele termice

Rețelele termice sunt puternic deteriorate.

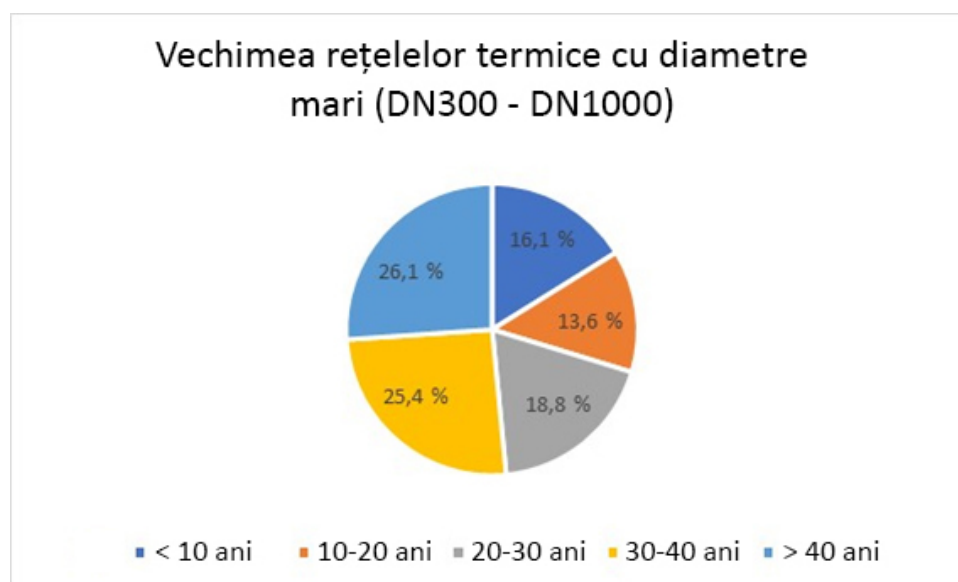


Figura 6 Vechimea rețelilor termice cu diametre mari

Durata de funcționare estimată a conductelor instalate este de 30 ani. În prezent 51.5% din conducte au atins sfârșitul duratei tehnice de funcționare. Strategia investițională pe termen scurt, mediu și lung este de a renova în mod sistematic toate conductele cu o vechime de peste 40 ani.

Tabelul 7 Vechimea și lungimea conductelor rețelelor termice cu diametre mari

DN, mm	Lungimea conductelor (doar diametrele mari), m					Costul estimativ specific al reconstrucției, USD/ml	Costul total estimativ al reconstrucției conductelor termice cu vechimea de peste 40 ani mln. USD
	până la 10 ani	10-20 ani	20-30 ani	30-40 ani	peste 40 ani		
300	7 321,2	10 064,8	5 471,3	7 498,8	9 413,6	320,2	3,0
400	5 929,0	8 645,6	5 102,7	8 475,0	12 842,2	375,7	4,8
500	11 456,2	5 181,7	8 829,8	21 448,1	8 802,3	565,3	5,0
600	6 901,1	4 755,0	3 268,4	4 895,6	2 490,1	620,7	1,5
700	1 378,8	708,2	7 482,2	3 034,0	7 755,0	799,6	6,2
800	2 704,8	1 704,0	12 391,8	9 729,0	10 481,0	978,4	10,2
900	889,6	63,0	-	-	438,4	1 157,3	0,5
1000	481,6	-	496,0	3 313,0	7 665,6	1 336,1	10,2
Total după vechime	37 062,3	31 122,3	43 042,2	58 393,5	59 887,9	-	-
Total	229 508,2						41,6

Înlocuirea conductelor cu o vechime mai mare de 40 ani (vechimea în prezent) va reduce pierderile de energie termică în rețelele termice SACET de la 336 985 Gcal/an (19,7%) până la 310 689 Gcal/an (18,1%).

După finalizarea programului de reabilitare a rețelelor termice (toate conductele cu diametre mari care în prezent au vechimea mai mare de 20 ani), pierderile de energie termică se vor reduce până la 15,6%. (sursa: Termoelectrica).

În afară de conductele cu diametre mari, Termoelectrica va continua înlocuirea treptată a rețelelor termice cu diametre mai mici din SACET, atunci când e necesar.

3.5 Evaluarea sistemului de modelare hidraulică HeatGraph (ТеплоГраф)

Sistemul software **HeatGraph** (ТеплоГраф) în primul rând joacă rolul de sistem informațional al rețelei (NIS) Termoelectrica. Suplimentar, conține instrumente limitate de calcul hidraulic. În general, sistemul HeatGraph este capabil să efectueze calcule atât a pierderilor de presiune, cât și a pierderilor de energie termică. Însă, timpul de efectuare a calculelor folosind acest software este îndelungat.

Diferențele cheie între HeatGraph și software modern de modelare hidraulică Termis:

Tabelul 8 Diferențele cheie între HeatGraph și Termis

Parametru	HeatGraph	Termis
Timpul de calcul	Lung, până la ~30 zile	Scurt, ~5 minute
Tipul de simulare	Stare stabilă	Dinamică
Calcularea pierderilor de energie termică	Nu este inclusă	Inclusă
Opțiuni de modelare și controlare a stațiilor de pompare	Conform caracteristicilor pompelor și curbei de eficiență și setării de viteză	Conform curbelor și setării de viteză sau multe alte opțiuni de control (debit constant, presiune constantă la intrare sau ieșire, înălțime de pompare constantă, diferență de presiune constantă în orice punct dat)
Valorile de temperatură folosite la calcule	Teoretice	Măsurate
Proprietățile apei folosite la calcule	Fixe (din cauza lipsei modulului de calcul al pierderilor de energie termică)	Conform temperaturii simulate
Suportă sisteme de coordonate	Nu	Da
Suportă importarea și exportarea datelor	Nu / limitat	Da / flexibil

În afară de aceasta, sistemul actual are unele funcții utile, care însă nu sunt utilizate de Termoelectrica. Acestea includ, de exemplu, baza model care permite crearea unor scenarii de simulare multiple și astfel înțelegerea mai profundă a hidraulicii sistemului în diferite stări/regimuri de funcționare. În prezent calculele hidraulice se efectuează doar pentru condițiile temperaturilor de calcul, deși ar fi posibilă efectuarea calculelor pentru alte condiții, mai frecvente.

Concluzii și recomandări:

Sistemul software existent de calcul hidraulic poate fi utilizat pentru calcularea pierderilor de presiune și pentru determinarea conductelor cu capacitate insuficientă de transfer al volumului necesar de energie termică.

Ca rezultat, se recomandă implementarea unui software modern de modelare hidraulică pentru a rezolva pe deplin problemele identificate în legătură cu practicile existente de modelare hidraulică, cât și cele legate de însuși software de modelare.

3.6 Auditul tehnic

Ca parte a Studiului privind optimizarea sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din Chișinău, a fost efectuat un audit tehnic al centralelor de producere (centralelor electrice cu termoficare și centralelor termice) și al stațiilor de pompare ale "Termoelectrica" S.A. în scopul evaluării/determinării stării utilajului principal, în contextul asigurării funcționării fiabile și acțiunilor/măsurilor necesare pe parcursul următorilor 10 ani, stabilirea unor componente critice pentru funcționarea pe parcursul acestei perioade, susținând identificarea

investițiilor prioritare. Examinarea istoriei și practicilor de exploatare și mentenanță.

De asemenea, a fost examinată situația privind rețelele termice și racordurile pentru consumatori.

În continuare sunt prezentate unele constatări generale ale Auditului tehnic.

Practicile de exploatare și mentenanță, investiții în active:

- Nivelul practicilor de exploatare și mentenanță în cadrul întreprinderii este în general înalt. Centralele de producere, stațiile de pompare și alte instalații/sisteme sunt exploatate și menținute în general bine/corespunzător pentru a asigura funcționarea în siguranță.
- Întreprinderea în mod sistematic planifică și efectuează verificări, diagnosticări, activități de mentenanță și reparații regulate, inclusiv reparații capitale periodice, înlocuire a părților/componentelor și a unor unități de echipament uzat, necesare pentru exploatarea în siguranță, urmând normele și regulile tehnice. Reparațiile curente și capitale necesare sunt identificate și incluse în planuri anuale de investiții și activități de mentenanță.
- Întreprinderea duce evidența timpului de funcționare a diferitor unități de echipament și părți/componente (de exemplu, a diferitor părți ale turbinelor, suprafețelor de transfer al căldurii din cazane, altor componente critice, etc.) față de durata de funcționare prescrisă/normată pentru a planifica diagnosticări, reparații și înlocuirea părților/componentelor uzate.
- În același timp, o parte importantă a utilajului/instalațiilor și rețelelor au o vechime de peste 30-40 ani. Investițiile în reparații capitale, înlocuirea echipamentului uzat, instalarea echipamentului și sistemelor noi cu performanță ridicată, reconstrucția/renovarea instalațiilor și rețelelor – sunt limitate de resursele financiare disponibile. Pe parcursul mai multor ani astfel de investiții erau reduse la minimum din cauza tarifelor necorespunzătoare (în special înainte de transferarea funcției de stabilire a tarifelor către ANRE și începerea programului de asistență din partea Băncii Mondiale).
- În afară de reparații capitale și înlocuirea echipamentului și rețelelor uzate – investiții necesare pentru funcționarea sigură și fiabilă, sunt oportunități pentru investiții pentru a majora performanțele – a majora randamentul instalațiilor, calitatea serviciilor, producerea de energie electrică, reduce pierderile, costurile operaționale și de mentenanță, reconecta și conecta noi consumatori, asigura sustenabilitatea pe termen lung.

CET Sursa 1:

- CET Sursa 1 (conține 3 blocuri/unități energetice de cogenerare, date în exploatare în 1976, 1978 și 1980 și 2 cazane de apă fierbinte funcționale pentru sarcini de vârf/rezervă) are un rol crucial pentru funcționarea SACET din Chișinău și pentru securitatea energetică a țării.
- Turbinele cu abur își epuizează durata prescrisă/normată de funcționare (220 mii ore): turbina nr.1 și-a epuizat durata de funcționare și a fost oprită în aprilie 2019, iar turbinele nr.2 și nr.3 se așteaptă să-și epuizeze durata de funcționare în 2021 și 2023 respectiv.

- Pentru a asigura funcționarea centralei pe parcursul următorilor 10 ani, este necesară reconstrucția/reparația capitală a turbinelor pentru a prelungi durata de funcționare. În afară de aceasta, este necesară reparația capitală a cazanelor de abur (înlocuirea suprafețelor de transfer de căldură uzate, arzătoarelor, etc.) și reparația capitală/înlocuirea unor echipamente/sisteme aferente. Astfel, este necesară reconstrucția/reparația capitală a blocurilor energetice – care să includă turbinele, cazanele, echipamente/sisteme aferente. Soluția de reconstrucție a blocurilor energetice examinată în prezentul document, în afară de prelungirea duratei de funcționare, include schimbări suplimentare pentru a majora producerea de energie electrică și performanța centralei în general.
- În 2019 Termoelectrica a contractat lucrări pentru reconstrucția Blocului energetic nr.1, inclusiv reparația capitală a cazanului de abur, înlocuirea și modernizarea arzătoarelor (schimbarea de la configurația existentă cu 4 arzătoare la 8 arzătoare noi moderne, inclusiv schimbările necesare la cazan), reconstrucția și modificarea/retrofit-ul turbinei (inclusiv înlocuirea rotorului de presiune medie-joasă și majorarea capacității cilindrului de medie-joasă presiune, diagnosticarea și reparația altor părți ale turbinei pentru a prelungi durata de funcționare cu 50 mii ore), înlocuirea degazorului, înlocuirea unui schimbător de căldură pentru termoficare, anumite modernizări ale sistemelor de control/automatizare, alte lucrări aferente. Se instalează o pompă nouă de alimentare a cazanului cu convertizor de frecvență. Finalizarea lucrărilor, testările și repunerea în funcțiune a Blocului energetic nr.1 sunt preconizate pentru anul 2020.
- Reconstrucția/reparația capitală a Blocurilor nr.2 și nr.3 va fi necesară în următorii ani pentru continuarea funcționării acestora. Acestea sunt investiții critice pentru funcționarea normală a SACET Chișinău.
- În general, este necesară continuarea activităților regulate de verificare, mentenanță, reparații și înlocuire a părților/componentelor și echipamentului uzat atunci când este necesar – pentru a asigura funcționarea sigură și fiabilă. Alte măsuri posibile (în baza unor analize de fezabilitate) pentru a majora performanța și a reduce costurile de exploatare și mentenanță.

CET Sursa 2:

- CET Sursa 2, care în prezent funcționează preponderent în perioada de vară și servește în calitate de sursă de rezervă în perioada de iarnă, este planificat să fie închisă.
- Centrala existentă poate să continue să funcționeze cu condiția asigurării mentenanței și reparațiilor minim necesare pentru funcționare în siguranță – pentru a asigura sarcina termică de vară a SACET și a servi în calitate de sursă de rezervă în cazul în care este necesară oprirea unor blocuri energetice la CET Sursa 1 în perioada de iarnă – până la finalizarea instalării unităților noi de cogenerare de înaltă eficiență cu MAIG propuse (care să asigure sarcina termică de vară) și a reconstrucției/reparației capitale pentru prelungirea duratei de funcționare a blocurilor energetice ale CET Sursa 1.
- Pe teritoriul CET Sursa 2 sunt oportunități pentru instalarea noilor unități de cogenerare de înaltă eficiență cu MAIG (spații disponibile, posibilități de reacordare la rețelele electrice, de gaze și SACET).

Centralele termice CT Vest și CT Sud:

- Pentru funcționarea pe parcursul următorilor 10 ani, ca minimum este necesară continuarea activităților regulate de verificare, mentenanță, reparații și înlocuire a părților/componentelor și echipamentului uzat atunci când este necesar (inclusiv reparații capitale ale cazanelor pentru înlocuirea suprafețelor de transfer de căldură și a altor părți/componente atunci când este necesar) – pentru a asigura funcționarea sigură și fiabilă. Alte măsuri posibile (în baza unor analize de fezabilitate) pentru a majora performanța și a reduce costurile de exploatare și mentenanță.
- Pe teritoriul ambelor centrale sunt oportunități pentru instalarea unor unități de cogenerare de înaltă eficiență cu MAIG (spațiu disponibil, posibilități de racordare la rețelele electrice, de gaze și SACET) – pentru a înlocui parțial producerea energiei termice la cazanele de apă fierbinte și pentru a acoperi sarcina termică de vară. *În timpul funcționării în perioada de vară, de la CT Vest este posibil de livrat energie termică pentru o importantă parte a SACET Chișinău (în afară de circuitul CT Vest).*

Stațiile de pompare:

- Ținând cont de relieful orașului, Termoelectrica exploatează 17 stații de pompare în cadrul SACET.
- O stație de pompare nouă a fost construită în 2015-2016, iar trei cele mai mari stații de pompare au fost reconstruite complet în 2016 în cadrul Proiectului de îmbunătățire a eficienței SACET (DHEIP). La alte trei stații de pompare au fost efectuate renovări în perioada 2016-2018, inclusiv instalarea unor convertizoare de frecvență și echipament electric modern.
- Pentru funcționarea pe parcursul următorilor 10 ani la alte stații de pompare vor fi necesare investiții pentru înlocuirea echipamentului uzat și/sau reconstrucție.
- Este necesară continuarea activităților regulate de verificare, mentenanță, reparații și înlocuire a părților/componentelor și echipamentului uzat atunci când este necesar – pentru a asigura funcționarea sigură și fiabilă. Alte măsuri posibile (în baza unor analize de fezabilitate) pentru a majora performanța și a reduce costurile de exploatare și mentenanță.

Centralele termice suburbane:

- Termoelectrica deține 19 centrale termice în 14 suburbii ale mun. Chișinău, care alimentează sisteme de termoficare (SACET) izolate și, în câteva cazuri – clădiri aparte. Acestea includ 14 centrale complet reproiectate și reconstruite în perioada 2002-2011, bazate pe echipament modern, proiectate pentru funcționare automată. În cadrul altor 5 centrale termice se exploatează echipamentul de bază original, instalat preponderent în perioada 1979-1990 (centralele termice nereconstruite).
- Cele 14 centrale termice reconstruite se consideră a fi în stare satisfăcătoare/bună. Pentru funcționarea pe parcursul următorilor 10 ani, ca minimum este necesară continuarea activităților regulate de verificare, mentenanță, reparații și înlocuire a părților/componentelor și echipamentului uzat atunci când este necesar – pentru a asigura funcționarea sigură și fiabilă. Alte măsuri posibile (în baza unor analize de fezabilitate) pentru a majora performanța și a reduce costurile de exploatare și mentenanță.
- În cazul CT Băcioii Noi cazanele și restul echipamentului este uzat și necesită să fie înlocuit. Este necesară reproiectarea și reconstrucția centralei termice.

- În cazul CT Ciorescu, CT Stăuceni și CT Ghidighici sunt opțiuni: de a continua o anumită perioadă exploatarea cazanelor existente (asigurând reparațiile și modernizările necesare), sau de a instala cazane și echipament aferent nou, mai eficient, și de a moderniza centralele termice pentru funcționare automată.
- La Grătiești, așa cum consumatorii sunt concentrați în câteva zone în diferite părți ale localității, iar rețelele termice extinse de la CT existentă către acele zone provoacă pierderi ridicate de energie termică (circa 40%), nu este fezabilă efectuarea unor investiții semnificative în CT existentă. Soluția propusă este de a închide CT existentă și de a instala 3 CT noi automatizate de dimensiuni mai mici în zonele de concentrare a consumatorilor.
- Sunt oportunități de utilizare a biomasei (în special unde este necesară instalarea unor cazane noi).
- În sistemele de termoficare (SACET) suburbane sunt oportunități de instalare a unor unități de cogenerare cu MAIG (în baza unor analize de fezabilitate), deschizând posibilități pentru revenirea la funcționarea pe parcursul întregului an și asigurarea consumatorilor cu ACM, producerea energiei electrice.

Rețelele termice și racordurile pentru consumatori:

- O parte importantă a rețelelor termice are o vechime de peste 30-40 ani. Termoelectrica înlocuiește treptat rețelele termice vechi, folosind țevi preizolate moderne, concentrându-se pe porțiunile problematice (care provoacă avarii) și pe conductele cu vechime mai mare din sistem, acordând prioritate rețelelor de importanță mai mare pentru fiabilitatea sistemului. Instalarea conductelor preizolate moderne duce la reducerea pierderilor din sistem.
- În oraș sunt circa 770 racorduri pentru consumatori cu puncte termice individuale moderne (PTI) și circa 4510 racorduri fără PTI moderne (situația la sfârșitul anului 2019). De asemenea sunt circa 426 racorduri pentru consumatori în suburbii, toate fără PTI.

4 Consumul și producerea energiei

4.1 Bilanțurile energetice 2015 - 2018

Variația anuală a producerii energiei termice și electrice în baza valorilor medii zilnice pentru anii 2015 – 2018 sunt prezentate în Figura 7 și Figura 8.

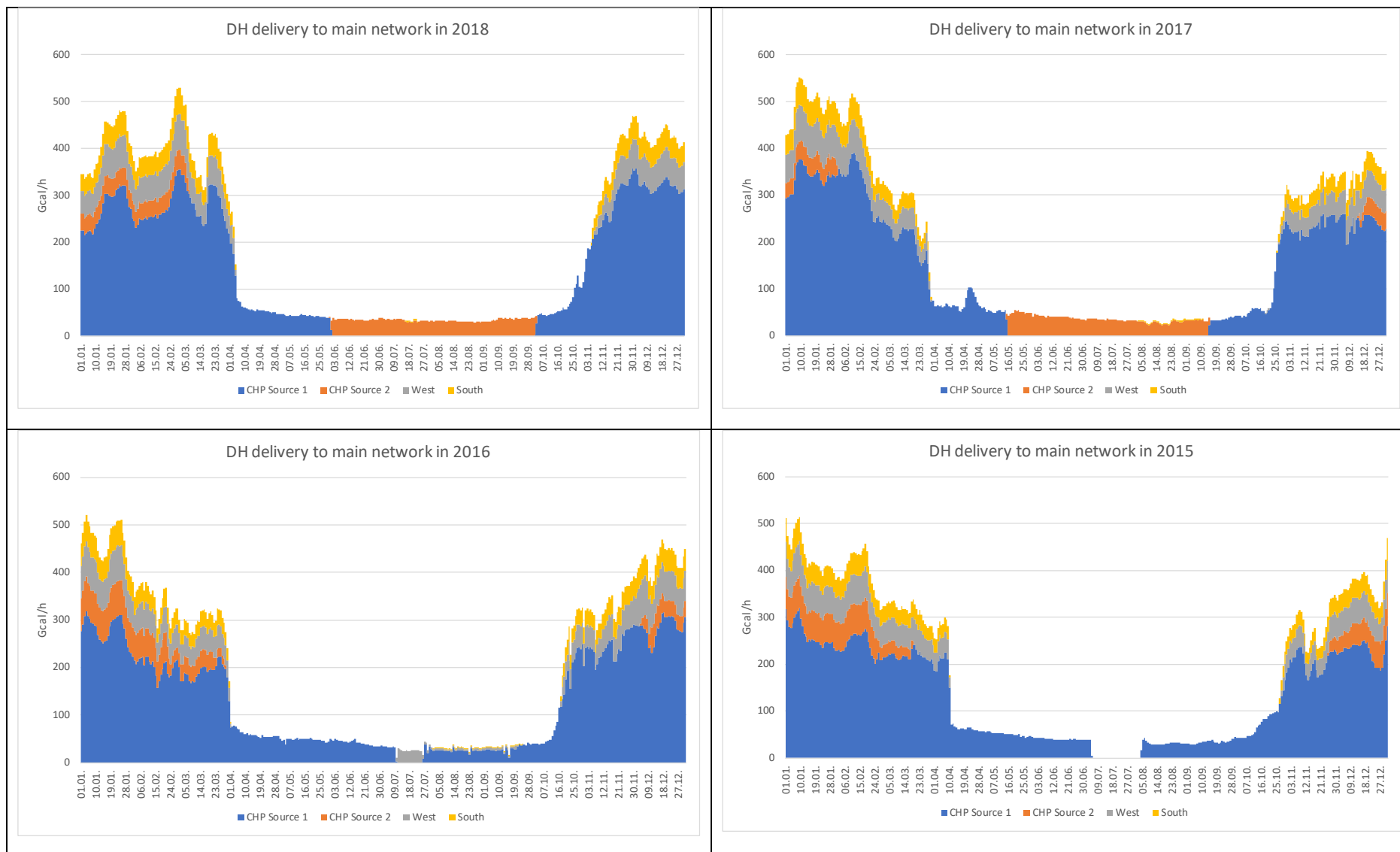


Figura 7 Producerea energiei termice în anii 2015 – 2018.

Energia termică livrată în rețeaua SACET în anii 2015 – 2018

(Legendă: "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2; "West" = CT Vest; "South" = CT Sud)

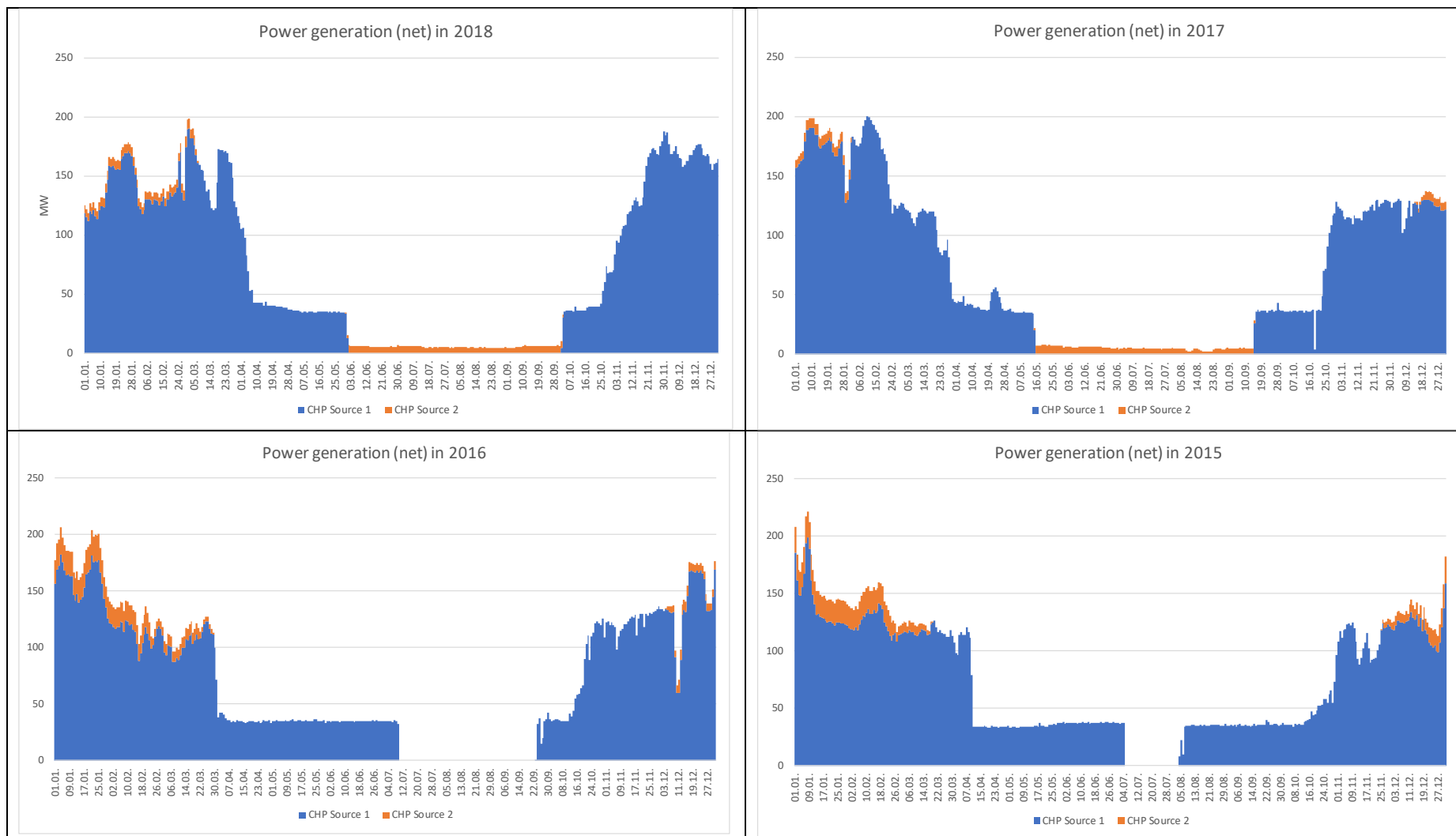


Figura 8 Producerea energiei electrice în 2015 – 2018.

Producerea energiei electrice (net) în anii 2015 – 2018

(Legendă: "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2)

După cum este arătat în graficele de mai sus, perioadele de funcționare a CET Sursa 1 și CET Sursa 2 au variat în dependență de an. Oricum, în calcule se reiese din presupunerea că CET Sursa 1 este operată doar pe parcursul sezonului de încălzire, iar CET Sursa 2 doar în perioada de vară.

Valorile de facto privind producerea energiei termice și electrice, consumul de combustibil, randamentele – pentru sursele principale de producere sunt prezentate în Tabelul 9.

Tabelul 9 Producerea energiei, consumul de combustibil și randamentele, 2015 - 2018.

Anul		2018	2017	2016	2015
Producerea energiei termice					
CET Sursa 1	1000 Gcal/an	1,156	1,109	1,136	1,092
CET Sursa 2	1000 Gcal/an	161	147	132	136
CT Vest	1000 Gcal/an	198	195	231	201
CT Sud	1000 Gcal/an	150	144	155	145
Total	1000 Gcal/an	1,665	1,595	1,654	1,574
Producerea energiei electrice					
Brut					
CET Sursa 1	GWh/an	725	693	708	732
CET Sursa 2	GWh/an	36	32	44	47
Total brut	GWh/an	761	725	752	779
Net					
CET Sursa 1	GWh/an	625	596	607	627
CET Sursa 2	GWh/an	27	24	36	39
Total net	GWh/an	652	619	644	666
Consumul de gaze					
CET Sursa 1	1000 Gcal/an	2,287	2,179	2,251	2,246
	1000 m ³ /an	279,948	266,765	275,581	274,872
CET Sursa 2	1000 Gcal/an	214	195	200	209
	1000 m ³ /an	26,139	23,829	24,531	25,623
CT Vest	1000 Gcal/an	215	210	248	217
	1000 m ³ /an	26,284	25,714	30,391	26,555
CT Sud	1000 Gcal/an	166	159	170	159
	1000 m ³ /an	20,273	19,438	20,792	19,475
Total	1000 Gcal / an	2,881	2,743	2,870	2,831
	1000 m³ / an	352,643	335,746	351,294	346,526
Randament total (net)					
CET Sursa 1		74%	74%	74%	73%
CET Sursa 2		86%	86%	82%	81%
CT Vest		92%	93%	93%	93%
CT Sud		91%	91%	91%	91%
Total		77%	78%	77%	76%

Sursa: Termoelectrica

Pentru consumul propriu la CET Sursa 1 și CET Sursa 2 energia electrică la este preluată direct din volumul brut de energie electrică produsă, prin transformatoare auxiliare (pentru necesități proprii). În afară de acest consum, Termoelectrica procură energie electrică pentru necesitățile CT Vest, CT Sud și pentru stațiile de pompare. Consumul este indicat în Tabelul 10.

Tabelul 10 Consumul de energie electrică.

Anul		2018	2017	2016
Consumul de energie electrică				
Centralele termice				
CT Vest	MWh	5,685	5,922	7,106
CT Sud	MWh	4,741	4,779	5,324
Total centralele termice	MWh	10,426	10,701	12,430
Stațiile de pompare	MWh	19,111		

Sursa: Termoelectrica

4.2 Cererea/consumul de energie

Termoelectrica a estimat că cererea/consumul de energie termică din SACET ușor se va majora în viitor. În esență, această majorare se va datora conectării unor noi clădiri la SACET. În același timp, majorarea va fi compensată parțial de reducerea pierderilor în rețelele termice în urma continuării programului de reabilitare a acestora.

În afară de aceasta, este necesară îmbunătățirea eficienței energetice în clădiri, existând programe în acest scop. Totuși, atingerea unei reduceri semnificative a consumului de energie este un proces încet, care ia timp.

Astfel, nu se preconizează o schimbare substanțială a consumului de energie termică pe parcursul perioadei de calcul și s-a convenit folosirea în calcule a cantității de energie termică furnizate de facto în rețeaua SACET în 2018 (1 665 000 Gcal).

5 Combustibili

Se presupune că doar gazul natural va fi folosit în calitate de combustibil pentru producerea energiei în orașul Chișinău.

Caracteristicile gazului natural sunt prezentate în Tabelul 11.

Tabelul 11 Caracteristicile gazului natural.

Caracteristicile gazului natural		
Puterea calorifică inferioară (PCI)	kcal/m ³	8,165
Compoziția gazului		
CH ₄	mol-%	96.27%
C ₂ H ₆	mol-%	2.04%
C ₃ H ₈	mol-%	0.62%
C ₄ H ₁₀	mol-%	0.18%
N ₂ O ₂	mol-%	0.69%
CO ₂	mol-%	0.16%
Alte	mol-%	0.04%
Total	mol-%	100.00%

Sursa: Termoelectrica

Presiunea gazului natural la racordurile centralelor este de circa 3 bar(g). În baza informației de la Termoelectrica, nu au fost probleme cu disponibilitatea gazelor naturale. De asemenea, capacitatea de alimentare cu gaze naturale este suficientă pentru opțiunile de producere viitoare.

Păcura poate fi folosită în calitate de combustibil de rezervă pentru centralele de producere existente, inclusiv pentru Unitatea 1 reconstruită la CET Sursa 1 (în situații de urgență în cazul indisponibilității alimentării cu gaze naturale).

6 Alternative pentru viitor

6.1 Aspecte generale

Așa cum unitățile de cogenerare ale CET Sursa 1 au atins sau sunt pe cale de a atinge termenul/durata de funcționare licențiată/normată, Termoelectrica a planificat reconstrucția unităților de cogenerare pentru a asigura producerea energiei termice și electrice în viitor și îmbunătățirea performanței acestora. Termoelectrica a justificat reconstrucția în două documente ("Evaluarea fezabilității pentru proiectul de reconstrucție/retrofit a turbinei și cazanului Unității 1, CET Sursa 1" și "Argumentarea necesității de reconstrucție/retrofit a cilindrului de medie-joasă presiune a turbinei ПТ-80/100-130/13 No.1, CET Sursa 1 "Termoelectrica" S.A., argumente legate de siguranța funcționării").

Inițial Termoelectrica planifica reconstrucția tuturor celor trei unități de cogenerare, însă Consultantul sugerează renovarea doar a două unități, și doar reparația capitală (*major overhaul*) a Unității 3, ținând cont de insuficiența sarcinii termice pentru funcționarea viabilă a Unității 3. Unitatea 3 va funcționa doar circa o săptămână pe parcursul sezonului de încălzire.

Unitatea 3 va fi în rezervă – în cazul unor defecțiuni la celelalte două unități. Acest lucru este analizat mai departe în prezentul raport.

Ca o alternativă la reconstrucția unităților de cogenerare, ar putea fi solicitată extinderea duratei de funcționare a turbinelor cu abur prin efectuarea unor reparații capitale (*major overhaul*) și inspecții ale turbinelor. În urma unei astfel de reparații capitale durata de funcționare ar putea fi extinsă cu 20 000 – 25 000 ore. Totuși, nu sunt garanții că o astfel de extindere va fi admisă. De asemenea, reparațiile capitale nu vor asigura în mod necesar o soluție de funcționare sigură și fiabilă pe termen lung pentru unitățile de cogenerare vechi care urmează a fi exploatate pentru asigurarea sarcinii de bază. Astfel, Consultantul nu recomandă ca la baza funcționării în viitor a Unității 1 și Unității 2, să stea doar reparații capitale, fiind necesară reconstrucția acestora.

Termoelectrica în început reconstrucțiile în 2019 cu Unitatea 1. În studiu a fost inclus următorul grafic de reconstrucție a unităților de cogenerare:

- Unitatea 1 în 2019-2020 (în funcțiune de la 1 aprilie 2020)
- Unitatea 2 în 2021 (în funcțiune de la 1 ianuarie 2022)

S-a estimat că reconstrucția va asigura extinderea duratei de funcționare a CET Sursa 1 cu circa 50 000 ore.

În afară de reabilitarea CET Sursa 1, prezentul studiu recomandă instalarea unor capacități de cogenerare noi eficiente. Se recomandă dimensionarea noilor capacități în baza sarcinii termice de vară din SACET, ceea ce va permite funcționarea pentru asigurarea sarcinii de bază pe parcursul întregului an (astfel asigurând un coeficient de utilizare/încărcare înalt și o rentabilitate foarte înaltă a investiției în noile capacități de cogenerare). Așa cum sezonul de încălzire este relativ scurt, dimensionarea acestor capacități pentru sarcina termică de iarnă ar presupune un timp de funcționare redus, rezultând într-o rentabilitate mult mai mică a investiției.

Așa cum unicul combustibil disponibil în practică este gazul natural, iar sarcina termică de vară din SACET este de circa 30 – 40 Gcal/h (până la 45 Gcal/h la începutul și sfârșitul perioadei de vară, sarcina termică medie în perioada de vară este de 39.3 Gcal/h), instalațiile de cogenerare au fost selectate în baza motoarelor cu ardere internă pe gaz natural (MAIG). Centrala(centralele) va(vor) consta din

câteva unități MAIG oferind un sistem foarte flexibil și fiabil. Se presupune darea în exploatare a unităților MAIG la începutul anului 2023.

În cadrul pregătirii Proiectului pentru Îmbunătățirea Eficienței SACET (DHEIP), Banca Mondială și Termoelectrica au convenit închiderea CET Sursa 2 după realizarea investițiilor necesare pentru înlăturarea limitărilor din rețele care impuneau operarea CET Sursa 2, în pofida eficienței sale reduse de producere a energiei electrice. Acest obiectiv a fost atins în cazul funcționării în perioada de iarnă, însă CET Sursa 2 continuă să fie operată vara, deoarece operarea CET Sursa 1 în regim de condensare vara, atunci când sarcina termică este redusă, este ineficientă. Studiul demonstrează că CET Sursa 2 nu va mai fi necesară în perioada de vară după realizarea investițiilor în MAIG, și astfel va putea fi închisă, reducând costurile operaționale și eliberând activele și/sau terenul pentru utilizare în alte scopuri.

O centrală electrică cu turbină(e) cu gaze cu ciclu combinat (CETGCC) ar fi o alternativă la MAIG pentru acoperirea sarcinii termice de vară. Totuși, MAIG au anumite avantaje în comparație cu CETGCC, precum:

- Este o anumită incertitudine în ceea ce privește nivelul consumului de energie termică (sarcina termică) în perioada de vară;
 - Câteva unități MAIG în locul unei unități CETGCC vor oferi mai multă flexibilitate a în procesul de exploatare;
 - Indicii de performanță ai MAIG la sarcină parțială sunt mai buni în comparație cu CETGCC.
- Fiabilitatea câtorva unități MAIG este mai mare (în cazul unei defecțiuni majore la CETGCC nu va fi nicio capacitate nouă de cogenerare disponibilă).

În baza celor descrise mai sus, pentru investițiile pe termen scurt și mediu sunt recomandate MAIG. Viabilitatea unei centrale CETGCC ca investiție pe termen lung este examinată mai jos. Locurile posibile de instalare a unităților MAIG sunt CET Sursa 1, CET Sursa 3 (pe teritoriul CET Sursa 2), CT Vest și CT Sud.

6.2 Centrale cu motoare cu ardere internă pe gaze (MAIG)

6.2.1 Informații generale

Condițiile și limitările/constrângerile tehnice pentru instalarea unităților cu MAIG în diferite locuri sunt descrise mai jos.

Spațiu disponibil

Pe teritoriile CT Vest și CET Sursa 2 sunt spații disponibile, libere de conducte/cabluri, pentru instalarea unităților MAIG după cum urmează:

- la CT Vest – până la 3 unități MAIG pe terenul indicat în Figura 12, fără a afecta depozitul de păcură;
- la CET Sursa 2 – până la 5 unități MAIG pe terenul indicat în Figura 11.

La CT Sud centrală cu MAIG poate fi instalată în clădirea existentă a centralei termice de abur.

Limitări hidraulice în SACET

- Nu sunt limitări hidraulice pentru livrarea energiei termice pentru întregul SACET de la CET Sursa 1, CET Sursa 2 / CET Sursa 3 în perioada de vară.

- CT Vest: sunt limitări hidraulice pentru livrarea întregii cantități de energie termică produse la CT Vest de mai mult de trei unități MAIG (11 MW_e fiecare) în perioada de vară fără înlocuirea și majorarea diametrului conductelor de interconectare între circuitul CT Vest și restul SACET (circa 2x1400 m de conducte, costul investiției USD 2,8 milioane, în prezent DN600, reconstruite complet în 2016).
- Sunt limitări hidraulice pentru livrarea energiei termice produse la CT Sud către alte părți ale SACET:
 - în perioada de vară este posibil de asigurat cu energie termică de la CT Sud circuitul CT Sud plus o zonă limitată înafara circuitului CT Sud;
 - în afară de limitările ce țin de capacitatea de interconectare cu restul SACET, sunt de asemenea limitări legate de diferența considerabilă de înălțime între circuitul CT Sud și restul SACET;
- Din cauza limitărilor hidraulice, pe parcursul sezonului de iarnă SACET este separat în 3 circuite: circuitul CET Sursa 1+CET Sursa 2 (alimentat de CET Sursa 1 care funcționează în cogenerare), circuitele CT Vest și CT Sud (ambele alimentate de la centrale termice care produc doar energie termică). Deși o anumită cantitate de energie termică este transferată de la CET Sursa 1 către circuitul CT Vest la începutul și sfârșitul sezonului de încălzire, pe parcursul celei mai mari părți a sezonului de încălzire nu este posibil de transferat cantități considerabile de energie termică de la CET Sursa 1 (sau CET Sursa 2) spre circuitele CT Vest și CT Sud fără reconstrucții majore ale SACET, iar circuitele funcționează izolat.

Capacități de transport al energiei electrice / posibilități de conectare la sistemul electroenergetic

CET Sursa 1 vs. CET Sursa 2:

- Investiții considerabil mai mici în sistemele electrice pentru conectarea la sistemul electroenergetic în cazul CET Sursa 2. Este posibilă folosirea transformatoarelor existente și (cu anumite modernizări) a instalațiilor de distribuție ID-6/110 kV existente.
- Referitor la folosirea infrastructurii electrice existente la CET Sursa 1, capacitățile propuse de generare (în particular capacitățile fiecărei unități MAIG în parte) sunt considerabil mai mici în comparație cu capacitățile unităților de cogenerare existente și din sistemul electroenergetic (ID-110 kV CET Sursa 1); din punct de vedere tehnic este inadmisibilă funcționarea unor generatoare de capacitate mică în paralel cu sisteme de capacități mari (ID-110 kV conectată la 11 LEA, inclusiv LEA către stațiile de transformare Strășeni 330 kV și Brăila 330 kV).
- Pentru a instala unități MAIG la CET Sursa 1, ar fi necesară instalarea unei instalații de distribuție noi (ID, transformatoare) ID-6(10)/110 kV (sau reconstrucția ID-110 kV existente) și construcția a două LEA 110 kV cu o lungime de circa 2 km (în cazul posibilităților tehnice de racordare din partea întreprinderii de distribuție a energiei). Posibilități tehnice de racordare a unor unități suplimentare de cogenerare au fost studiate de institutul de proiectare Teploelectroproiect (care a elaborat proiectul inițial) la solicitarea Termoelectrica.

6.2.2 Aspecte generale

Centralele cu MAIG sunt dimensionate în baza sarcinii termice de vară din SACET pentru a putea fi operate pentru asigurarea sarcinii de bază pe parcursul întregului an. Energia electrică produsă va fi vândută în rețea.

În cadrul acestui studiu calculele pe termen scurt se bazează pe MAIG cu capacitatea electrică netă de 11 MW_e și capacitatea termică de 8.6 Gcal/h. Pentru a acoperi sarcina termică de vară din SACET, urmează a fi instalate în total 4 sau 5 unități MAIG. În cazul instalării a 4 unități MAIG capacitatea termică totală este de 34.4 Gcal/h, iar în cazul a 5 unități MAIG – 43 Gcal/h. Capacitatea MAIG descrisă mai sus este un minimum necesar pentru a evita utilizarea considerabilă a cazanelor de apă fierbinte pentru producerea energiei termice după închiderea CET Sursa 2.

Pe piață sunt un șir de producători de MAIG, precum, de exemplu, Wärtsilä Jenbacher, Caterpillar și Mitshubishi, care produc MAIG cu caracteristici tehnice similare. În cazul lansării proiectului, selectarea finală a tipului și furnizorului de MAIG se va face prin intermediul unei licitații competitive internaționale. Capacitatea exactă a fiecărei unități poate varia în anumită măsură în dependență de producător, asigurând capacitatea totală, nu mai puțin decât se va cere pentru fiecare obiect (numărul de unități de asemenea poate să difere, după necesitate, pentru a asigura capacitatea cerută).

Locurile de amplasare posibile sunt CET Sursa 1, CET Sursa 3 și CT Vest. Consultantul a vizitat locurile posibile la CET Sursa 3 și CT Vest și a constatat că sunt fezabile din punct de vedere tehnic. CET Sursa 1 este exclusă din cauza unor investiții mari necesare în instalații de transport al energiei electrice. În afară de aceasta, CET Sursa 1 este locul propus pentru instalarea în viitor a centralei CETGCC.

Toate unitățile MAIG (4 sau 5) pot fi instalate la CET Sursa 3. Ca alternativă, maximum 3 unități MAIG pot fi instalate la CT Vest. Conform Termoelectrica, din cauza limitărilor ce țin de capacitățile de transport a energiei termice, numărul maxim de MAIG la CT Vest se limitează la 3 unități. Avantajul instalării unităților MAIG la CT Vest este că, în afară de asigurarea unei părți a sarcinii termice de vară din SACET, pe parcursul funcționării în perioada de iarnă MAIG vor înlocui o parte din energia termică produsă de cazane de apă fierbinte cu energie termică produsă în regim de cogenerare.

Pentru a acoperi sarcina termică medie din perioada de vară din SACET (39.3 Gcal/h conform Termoelectrica), sunt necesare 5 unități MAIG.

Amplasarea unităților MAIG atât la CET Sursa 3 (2 unități MAIG) cât și la CT Vest (3 unități MAIG) ar fi soluția optimă, ținând cont de limitările ce țin de capacitățile de transfer al energiei termice în SACET. Conform Termoelectrica, energie termică nu poate fi transferată de la CET Sursa 1/CET Sursa 2/CET Sursa 3 către circuitul CT Vest iarna. În același timp, în perioada de vară o cantitate considerabilă de energie termică de la 3 unități MAIG poate fi transferată din circuitul CT Vest către alte părți ale SACET. Astfel, această soluție va maximiza producerea energiei în cogenerare, diminuând producerea energiei termice la cazanele de la CT Vest. De asemenea, amplasarea MAIG în două locuri va spori fiabilitatea alimentării cu energie termică. Viabilitatea diferitor locuri de amplasare alternative este analizată mai jos.

Energia termică nu poate fi livrată spre alte părți ale SACET de la CT Sud, sau (în sezonul de încălzire) spre CT Sud din alte părți ale SACET, e.g. din cauza amplasării circuitului CT Sud la înălțime/cote geodezice ridicate și din cauza limitărilor legate de capacitățile de transfer al energiei termice în SACET. Pentru a majora și mai mult producerea în regim de cogenerare, o centrală MAIG de capacitate mică poate fi instalată, care să acopere sarcina termică de vară din circuitul CT Sud. Viabilitatea instalării unei unități MAIG de 4 MW_e cu capacitatea termică de 3.8 Gcal/h mai târziu (investiție pe termen mediu) a fost de asemenea calculată.

Pe piață sunt un șir de producători de MAIG, care produc MAIG cu caracteristici tehnice similare. În cazul lansării proiectului, selectarea finală a tipului și furnizorului de MAIG se va face prin intermediul unei licitații competitive internaționale. Capacitatea exactă a unității poate varia în anumită măsură în dependență de producător, asigurând capacitatea necesară.

Capacitatea centralei cu MAIG pentru CT Sud ar putea fi actualizată în baza sarcinii termice de vară a circuitului CT Sud la timpul implementării.

Schema principală a unei centrale cu MAIG este prezentată în Figura 9.

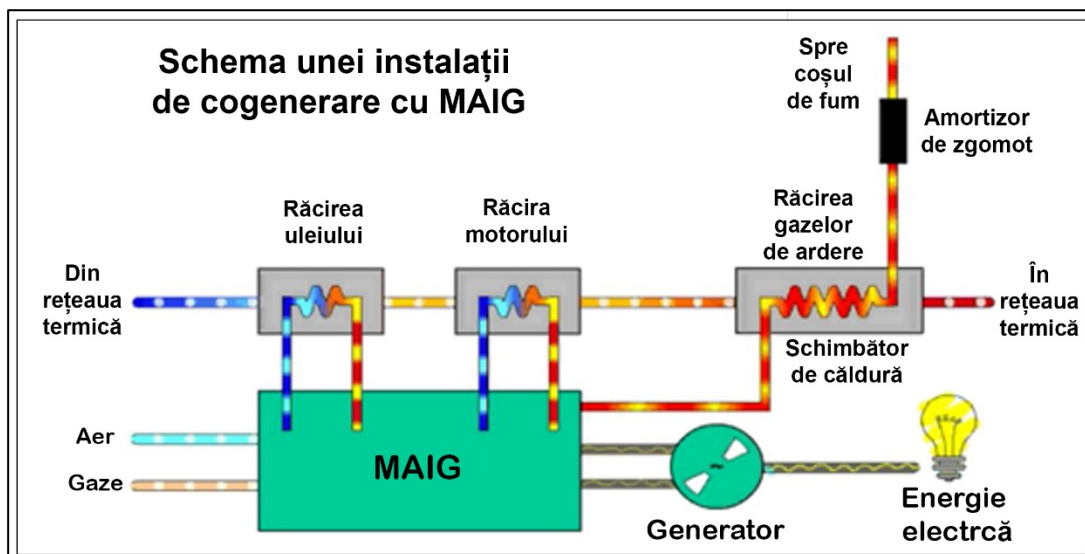


Figura 9 Schemă principală a unei centrale cu MAIG.

Sursa: <http://gandras.net/en/equipment/108-gas-and-diesel-engines>

Motoarele cu ardere internă pe gaz natural folosesc în majoritatea cazurilor ciclul Otto (motor cu piston cu aprindere prin scânteie). Motoarele care folosesc combustibili multipli folosesc ciclul Diesel (motor cu piston cu aprindere prin comprimare), pentru a permite de asemenea funcționarea cu diferiți combustibili lichizi. În cazul ciclului Otto, gazul este pre-amestecat cu aerul pentru ardere pentru a asigura un amestec potrivit.

În ambele cazuri randamentul mecanic este ridicat ($>45\%$) datorită raportului de comprimare mare la folosirea gazului metan. Recuperarea căldurii de la gazele de ardere, de la apa de răcire a blocului motorului, răcirea aerului de alimentare și răcirea uleiului lubrifiant ridică randamentul total până la $>85\%$.

MAIG au o istorie lungă de dezvoltare (1860 $\rightarrow$), iar construcțiile de bază folosite în majoritatea motoarelor se bazează pe o istorie îndelungată de exploatare și mentenanță. Numărul părților care se uzează este totuși mare și motoarele au o intensitate relativ mare a activităților de mentenanță în cazul funcționării pentru sarcina de bază.

Practic toate părțile critice ale MAIG sunt înlocuite în timpul reparațiilor periodice de mentenanță. Filozofia de mentenanță a producătorilor de MAIG diferă puțin de la un producător la altul, însă ideea generală este aceeași – de a înlocui componentele critice înainte ca acestea să se defecteze. La MAI care funcționează pe gaze naturale pentru sarcina de bază durata de funcționare tipică până la reparație capitală (*overhaul / revision service*) atinge >60000 h.

6.2.3 Indicii de performanță

Principalii indici de performanță ai instalațiilor cu MAIG folosite în calcule sunt prezentați în Tabelul 12. Valorile se bazează pe informația privind MAIG moderne disponibile pe piață. Valorile diferă la diferiți producători de MAIG și valorile finale vor fi stabilite doar în timpul procesului de achiziții.

Tabelul 12 Indicii de performanță a instalațiilor cu MAIG.

Indicii de performanță a MAIG (1 MAIG)			
MAIG		De capacitate mare	De capacitate mică
Capacitatea de producere a energiei electrice (brut)	MW	11.8	4.0
Consumul propriu de energie electrică			
Instalația	MW	0.2	0.05
Compresarea gazului (de la 3 la 10 barg)	MW	0.2	0.07
Pompe de rețea SACET	MW	0.2	0.09
Energie electrică livrată (net)	MW	11.2	3.8
Capacitatea de producere a energiei termice	Gcal/h	8.6	3.8
Randamentul producerii energiei electrice (brut)		48%	42%
Consumul de gaz	Gcal/h	21.1	8.2
	m ³ /h	2,587	1,002
Randament total (net)		86%	86%

Disponibilitatea totală, ținând cont de staționările legate de activitățile de mentenanță/reparații planificate și neplanificate, este de circa 95% în baza statisticilor producătorilor de MAIG.

6.3 Centrală electrică cu turbine cu gaze cu ciclu combinat (CETGCC)

6.3.1 Aspecte generale

După cum a fost descris mai sus, reconstrucția a două unități de cogenerare ale CET Sursa 1 va asigura o extindere a duratei de funcționare a CET Sursa 1 cu aproximativ 50 000 ore (circa 8 ani de funcționare) cu investiții relativ mici comparativ cu investițiile necesare pentru un CET nou. Astfel, investiția într-o CETGCC nouă nu va fi profitabilă până atunci când va fi necesară închiderea CET Sursa 1. Profitabilitatea comparată cu reconstrucția este examinată mai jos. De asemenea, resursele financiare necesare sunt considerabile. Oricum, viabilitatea CETGCC după închiderea CET Sursa 1 a fost calculată aproximativ.

Centrala CETGCC va fi dimensionată în baza sarcinii termice din sezonul de încălzire. Capacitatea de termoficare țintă a CETGCC va fi în jurul a 300 Gcal/h. Această capacitate poate fi atinsă cu diferite configurații de turbine cu gaze, în acest studiu calculele au fost efectuate în baza a două turbine cu gaze, două cazane recuperatoare de căldură generatoare de abur și a unei turbine cu abur.

Capacitatea este indicativă și va depinde de evoluția sarcinii termice (aria de acoperire a rețelei, reconectări, noi conectări, eficiență energetică, etc.).

Centrala CETGCC constă din următoarele componente principale:

- Turbine cu gaze;
- Cazane recuperatoare de căldură generatoare de abur;
- Turbină cu abur cu contrapresiune;
- Echipamentul și sistemele auxiliare necesare, inclusiv instalațiile mecanice auxiliare, rețele/conducte, sistemele de control și automatizare, sistemele electrice, instalație de tratare a apei, etc.;
- Lucrările de construcție aferente.

O schemă principală este indicată în Figura 10.

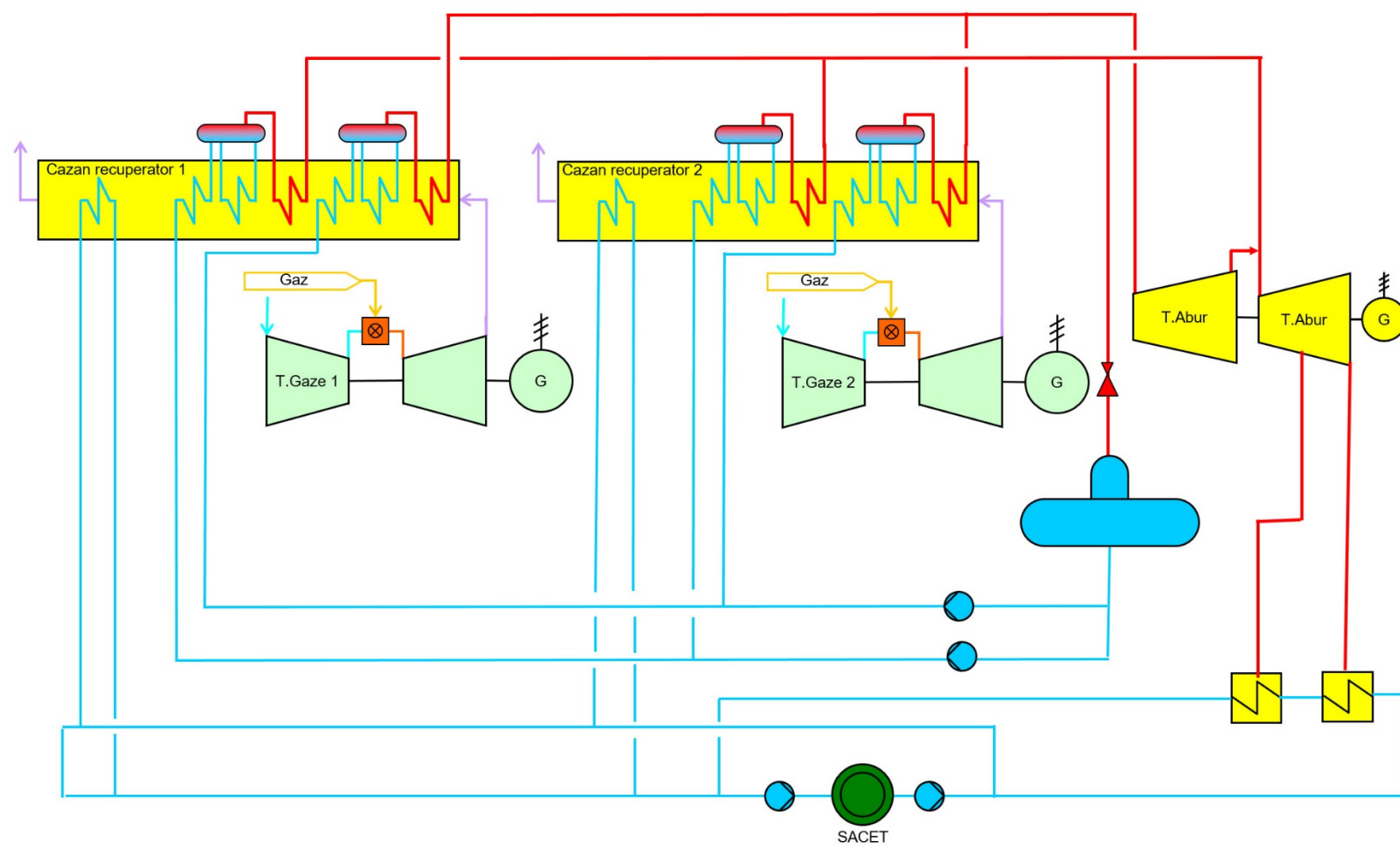


Figura 10 Schemă principală simplificată a CETGCC.

Componentele principale ale unei turbine cu gaze sunt compresorul, camera de ardere și turbina. Compresorul aspiră aer și îl comprimă, aerul comprimat este direcționat spre camera de ardere unde este introdus combustibilul. Gazele fierbinți se dilată în turbină generând energie mecanică, care este parțial folosită pentru compresor, iar restul energiei mecanice este folosită pentru generarea energiei electrice.

Gazele fierbinți după turbina cu gaze ajung în cazanul recuperator, unde gazele de ardere sunt folosite pentru a genera abur, folosit pentru a acționa turbina cu abur cu contrapresiune, la fel generând energie electrică. Pentru a răci și mai mult gazele de ardere, este produsă energie termică pentru termoficare folosind ultimele suprafețe de transfer de căldură ale cazanului.

6.3.2 Indicii de performanță

Indicii de performanță se bazează pe experiența Consultanților din activități anterioare și sunt prezentați în Tabelul 13.

Tabelul 13 Indicii de performanță a centralei CETGCC.

Indicii de performanță a CETGCC		
Capacitatea de producere a energiei electrice (brut)		
Turbinele cu gaze	MW	272
Turbina cu abur	MW	116
Capacitatea de producere a energiei electrice totală (brut)	MW	388
Consumul propriu de energie electrică		
Centrala	MW	8.0
Compresarea gazului (de la 3 la 26 barg)	MW	3.5
Pompe de rețea SACET	MW	6.8
Energie electrică livrată (net)	MW	370
Capacitatea de producere a energiei termice	Gcal/h	291
	Gcal/h	688
Consumul de gaze	m ³ /h	84,211
Randamentul total (net)		89%

Disponibilitatea centralei CETGCC, exclusiv staționările planificate (fiabilitatea), se presupune a fi de 98%.

6.4 Rezumatul graficului investițiilor

Graficul sugerat pentru realizarea investițiilor în unitățile de producere:

- Investiții pe termen scurt:
 - În total 5 unități MAIG de 11 MW_e la CET Sursa 3 și CT Vest în 2022 (primul an deplin de funcționare: 2023);
- Investiții pe termen mediu:
 - 1 unitate MAIG de 4 MW_e la CT Sud în 2025 (primul an deplin de funcționare: 2026);
- Investiții pe termen lung:
 - CETGCC de 370 MW_e în 2032-2035 (primul an deplin de funcționare: 2036).

Graficul general al disponibilității unităților de producere, folosit în cadrul studiului este prezentat în Tabelul 14.

Tabelul 14 Disponibilitatea unităților de producere.

Anul	2019		2020		2021	2022	2023	2024	2025	2026-2035	2036-2045
Trimestru	I	II-IV	I	II-IV	I-IV	I-IV	I-IV	I-IV	I-IV	I-IV	I-IV
	Termen scurt								Termen mediu		Termen lung
CET Sursa 1											
Unit. 1 ca în prezent	da	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu
Unit. 2 ca în prezent	da	da	da	da	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu
Unit. 3 ca în prezent / reparată capital	da	da	da	da	da	da	da	da	da	da	da
Unit. 1 reconstruită	nu	nu	nu	da	da	da	da	da	da	da	da
Unit. 2 reconstruită	nu	nu	nu	nu	nu	da	da	da	da	da	da
Unit. 3 reconstruită	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu
Cazanele de apă fierbinte	da	da	da	da	da	da	da	da	da	da	da
CET Sursa 2	da	da	da	da	da	da	nu	nu	nu	nu	nu
CT Vest	da	da	da	da	da	da	da	da	da	da	da
CT Sud	da	da	da	da	da	da	da	da	da	da	da
MAIG											
MAIG la CET Sursa 3 / CT Vest	nu	nu	nu	nu	nu	nu	da	da	da	da	da
MAIG la CT Sud	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	da	da
CETGCC	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu

6.5 Principiile de funcționare

După cum este descris mai detaliat mai jos, alternativa recomandată este de a instala 2 unități MAIG de 11 MW_e la CET Sursa 3 și 3 unități MAIG la CT Vest. Regimurile de funcționare pentru această alternativă în diferiți ani sunt descrise mai jos.

6.5.1 Funcționarea în anul 2019

Următoarele unități de producere în funcțiune:

- CET Sursa 1
 - Unitatea 1: 1.1. – 31.3. (în proces de reconstrucție 1.4. - 31.12.)
 - Unitatea 2 și Unitatea 3 ca în prezent
- CET Sursa 2
- CT Vest
- CT Sud

Regimul de funcționare a fost următorul:

- CET Sursa 1 a fost operată în calitate de centrală pentru asigurarea sarcinii de bază pe parcursul lunilor ianuarie-mai și octombrie-decembrie.
- CET Sursa 2 a fost operată în perioada iunie-septembrie, producând întreaga cantitate de energie termică pentru întregul oraș.
- Cazanele de apă fierbinte la CET Sursa 1 folosite pentru a acoperi sarcinile de vârf, după necesitate.
- Circuitele CT Vest și CT Sud izolate pe parcursul sezonului de încălzire, centralele termice respective producând întreaga cantitate de energie termică necesară pentru circuitele respective. Centralele termice oprite în perioada de vară, vanele de secționare care izolează circuitele – deschise, iar energia termică – produsă la CET Sursa 1 sau CET Sursa 2.

6.5.2 Funcționarea în anul 2020

Următoarele unități de producere în funcțiune:

- CET Sursa 1
 - Unitatea 1: 1.4. – 31.12. (în proces de reconstrucție 1.1. - 31.3.)
 - Unitatea 2 și Unitatea 3 ca în prezent
- CET Sursa 2
- CT Vest
- CT Sud

Se presupune următorul regim de funcționare:

- CET Sursa 1 operată în calitate de centrală pentru asigurarea sarcinii de bază pe parcursul lunilor ianuarie-mai și octombrie-decembrie, dar oprită vara.
- CET Sursa 2 operată în perioada iunie-septembrie, producând întreaga cantitate de energie termică pentru întregul oraș.
- Cazanele de apă fierbinte la CET Sursa 1 folosite pentru a acoperi sarcinile de vârf, după necesitate.
- Circuitele CT Vest și CT Sud izolate pe parcursul sezonului de încălzire, centralele termice respective producând întreaga cantitate de energie termică necesară pentru circuitele respective. Centralele termice oprite în perioada de vară, vanele de secționare care izolează circuitele – deschise, iar energia termică – produsă la CET Sursa 1 sau CET Sursa 2.

6.5.3 Funcționarea în anul 2021

Următoarele unități de producere în funcțiune:

- CET Sursa 1
 - Unitatea 1 reconstruită
 - Unitatea 2 în proces de reconstrucție
 - Unitatea 3 ca în prezent
- CET Sursa 2
- CT Vest
- CT Sud

Se presupune următorul regim de funcționare:

- CET Sursa 1 operată în calitate de centrală pentru asigurarea sarcinii de bază pe parcursul lunilor ianuarie-mai și octombrie-decembrie, dar oprită vara.
- CET Sursa 2 operată în perioada iunie-septembrie, producând întreaga cantitate de energie termică pentru întregul oraș.
- Cazanele de apă fierbinte la CET Sursa 1 folosite pentru a acoperi sarcinile de vârf, după necesitate.
- Circuitele CT Vest și CT Sud izolate pe parcursul sezonului de încălzire, centralele termice respective producând întreaga cantitate de energie termică necesară pentru circuitele respective. Centralele termice oprite în perioada de vară, vanele de secționare care izolează circuitele – deschise, iar energia termică – produsă la CET Sursa 1 sau CET Sursa 2.

6.5.4 Funcționarea în anul 2022

Următoarele unități de producere în funcțiune:

- CET Sursa 1
 - Unitatea 1 și Unitatea 2 reconstruite

- Unitatea 3 ca în prezent
- CET Sursa 2
- CT Vest
- CT Sud

Se presupune următorul regim de funcționare:

- CET Sursa 1 operată în calitate de centrală pentru asigurarea sarcinii de bază pe parcursul lunilor ianuarie-mai și octombrie-decembrie, dar oprită vara.
- CET Sursa 2 operată în perioada iunie-septembrie, producând întreaga cantitate de energie termică pentru întregul oraș.
- Cazanele de apă fierbinte la CET Sursa 1 folosite pentru a acoperi sarcinile de vârf, după necesitate.
- Circuitele CT Vest și CT Sud izolate pe parcursul sezonului de încălzire, centralele termice respective producând întreaga cantitate de energie termică necesară pentru circuitele respective. Centralele termice oprite în perioada de vară, vanele de secționare care izolează circuitele – deschise, iar energia termică – produsă la CET Sursa 1 sau CET Sursa 2.

6.5.5 Funcționarea în perioada 2023 - 2025

Următoarele unități de producere în funcțiune:

- 2 unități MAIG de 11 MW_e la CET Sursa 3
- 3 unități MAIG de 11 MW_e la CT Vest
- CET Sursa 1 (2 unități reconstruite, 1 unitate ca în prezent în rezervă)
- CT Vest
- CT Sud
- CET Sursa 2 scoasă din exploatare

Se aplică următoarele principii:

- Unitățile MAIG de la CET Sursa 3 sunt operate în calitate de sursă pentru sarcina de bază, având prima prioritate pe parcursul întregului an.
- CET Sursa 1 are următoarea prioritate după MAIG. Este operată pe parcursul sezonului de încălzire și oprită în perioada de vară. Unitatea 3 la CET Sursa 1 (nereconstruită) este în rezervă.
- Pe parcursul sezonului de încălzire circuitul CT Vest este izolat, iar unitățile MAIG de la CT Vest sunt operate în calitate de sursă de energie termică pentru sarcina de bază pentru acest circuit.
- Pe parcursul perioadei de vară unitățile MAIG de la CT Vest sunt operate pentru a asigura sarcina termică din circuitul CT Vest și o parte a sarcinii termice din restul SACET.
- Circuitul CT Sud este izolat pe parcursul sezonului de încălzire, centrala termică respectivă producând întreaga cantitate de energie termică necesară pentru acest circuit. Centrala termică este oprită în perioada de vară, vanele de secționare care izolează circuitul sunt deschise, iar energia termică – produsă de unitățile MAIG de la CET Sursa 3 și/sau CT Vest.
- Dacă capacitatea unităților MAIG este insuficientă în perioada de vară, se folosesc cazane de apă fierbinte de la CET Sursa 1, CT Vest sau CT Sud pentru a acoperi deficitul.

6.5.6 Funcționarea în perioada 2026 - 2035

Următoarele unități de producere în funcțiune:

- 2 unități MAIG de 11 MW_e la CET Sursa 3
- 3 unități MAIG de 11 MW_e la CT Vest

- 1 unitate MAIG de 4 MW_e la CT Sud (investiție pe termen mediu)
- CET Sursa 1 (2 unități reconstruite, 1 unitate ca în prezent în rezervă)
- CT Vest
- CT Sud

Se aplică următoarele principii:

- Unitățile MAIG de la CET Sursa 3 sunt operate în calitate de sursă pentru sarcina de bază, având prima prioritate pe parcursul întregului an.
- CET Sursa 1 are următoarea prioritate după MAIG. Este operată pe parcursul sezonului de încălzire și oprită în perioada de vară. Unitatea 3 a CET Sursa 1 (nereconstruită) este în rezervă.
- Pe parcursul sezonului de încălzire circuitul CT Vest este izolat, iar unitățile MAIG de la CT Vest sunt operate în calitate de sursă de energie termică pentru sarcina de bază pentru acest circuit.
- Pe parcursul perioadei de vară unitățile MAIG de la CT Vest sunt operate pentru a asigura sarcina termică din circuitul CT Vest și o parte a sarcinii termice din restul SACET.
- Dacă capacitatea unităților MAIG este insuficientă în perioada de vară, se folosesc cazane de apă fierbinte de la CET Sursa 1 sau CT Vest pentru a acoperi deficitul.
- Circuitul CT Sud este izolat pe parcursul întregului an. Unitatea MAIG este operată în calitate de sursă de energie termică pentru sarcina de bază, iar restul energiei termice este produsă de centrala termică.

6.5.7 Funcționarea în anul 2036 și ulterior

Următoarele unități de producere în funcțiune:

- CETGCC de 370 MW_e
- 2 unități MAIG de 11 MW_e la CET Sursa 3
- 3 unități MAIG de 11 MW_e la CT Vest
- 1 unitate MAIG de 4 MW_e la CT Sud
- CT Vest
- CT Sud

Se aplică următoarele principii:

- CETGCC este operată ca sursă pentru asigurarea sarcinii de bază de primă prioritate pe parcursul sezonului de încălzire.
- Unitățile MAIG de la CET Sursa 3 sunt operate după CETGCC în sezonul de încălzire și în calitate de sursă pentru sarcina de bază în perioada de vară.
- Pe parcursul sezonului de încălzire circuitul CT Vest este izolat, iar unitățile MAIG de la CT Vest sunt operate în calitate de sursă de energie termică pentru sarcina de bază pentru acest circuit.
- Pe parcursul perioadei de vară unitățile MAIG de la CT Vest sunt operate pentru a asigura sarcina termică din circuitul CT Vest. Restul energiei termice este transferat în circuitul principal SACET, după necesitate.
- Dacă capacitatea unităților MAIG este insuficientă în perioada de vară, se folosesc cazane de apă fierbinte de la CET Sursa 1 sau CT Vest pentru a acoperi deficitul.
- Circuitul CT Sud este izolat pe parcursul întregului an. Unitatea MAIG este operată în calitate de sursă de energie termică pentru sarcina de bază, iar restul energiei termice este produsă de centrala termică.

6.6 Locurile de amplasare

6.6.1 CET Sursa 3

Spațiul preferat de amplasare la CET Sursa 3 (pe teritoriul CET Sursa 2) este arătat în Figura 11.

Consultantul a vizitat locul/spațiul respectiv și acesta a fost considerat a fi cea mai bună alternativă, fiind disponibile toate conexiunile necesare (gaze, SACET, energie electrică, apă) în apropiere.

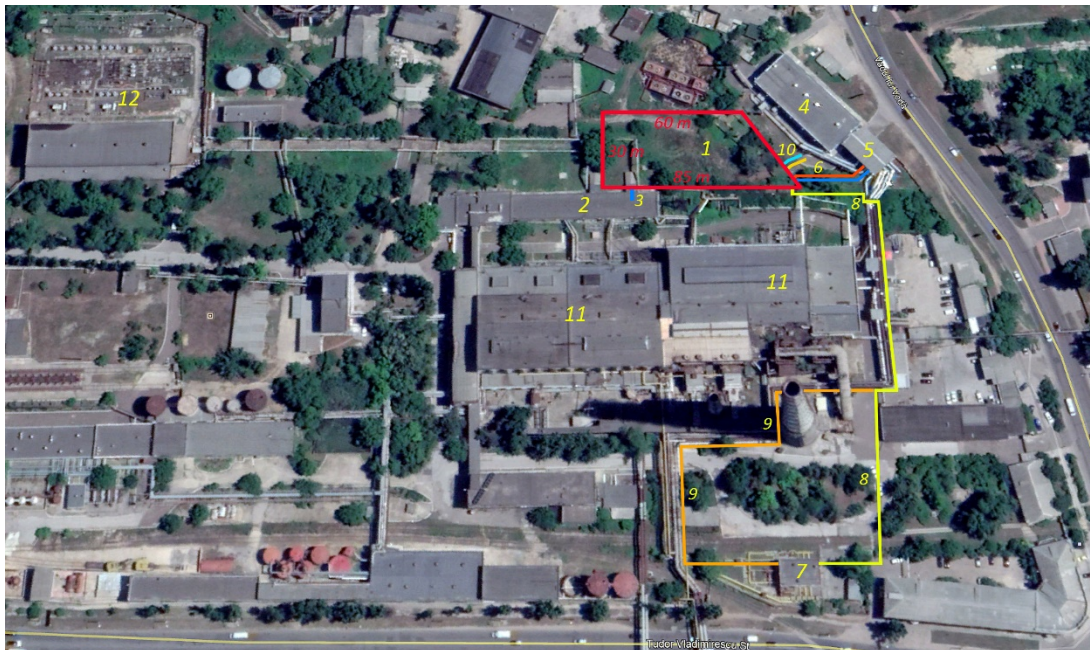


Figura 11 Spațiu de amplasare disponibil pentru centrală cu MAIG la CET Sursa 3.

Legendă:

1. Locul/spațiul propus pentru amplasarea centralei noi cu MAIG, dimensiunile spațiului propus circa 60-85x30 m (dimensiunile și forma exactă a clădirii centralei noi cu MAIG urmează să fie determinate în cadrul proiectării).
2. Instalația de distribuție de 6 kV (ID-6 kV) existentă.
3. Conectarea centralei noi cu MAIG la instalația de distribuție ID-6 kV existentă (amplasată în vecinătatea imediată) prin intermediul unor cabluri electrice noi.
4. Stația de pompare nr.8 existentă (amplasată la linia de interconectare DN1000 între zonele CET Sursa 1 și CET Sursa 2).
5. Colectoarele SACET existente.
6. Conectarea centralei noi cu MAIG la SACET prin intermediul unei rețele termice noi la colectoarele existente.
7. Stația existentă de reglare și măsurare a gazelor naturale.
8. Conductă nouă de gaze naturale de la stația existentă de reglare și măsurare a gazelor până la centrala cu MAIG nouă.
9. Traseu alternativ pentru o parte a conductei noi de gaze de la stația existentă de reglare și măsurare a gazelor – de-a lungul traseului existent al rețelelor termice magistrale care tranzitează teritoriul centralei (traseul optim al conductei de gaz urmează să fie determinat în dependență de planificarea pentru viitor a terenului respectiv).
10. Conectarea la rețele de alimentare cu apă și canalizare.
11. Clădirea principală de producere existentă a CET Sursa 2.
12. Clădirea principală de producere existentă a CET Sursa 1.

12. Transformatoarele electrice 6/110 kV și instalația de distribuție de 110 kV (ID-110 kV) existentă.

6.6.2 CT Vest

Spațiul preferat de amplasare la CT Vest este arătat în Figura 12. Consultantul a vizitat locul/spațiul respectiv și acesta a fost considerat a fi cea mai bună alternativă, fiind disponibile toate conexiunile necesare (gaze, SACET, energie electrică, apă) în apropiere.

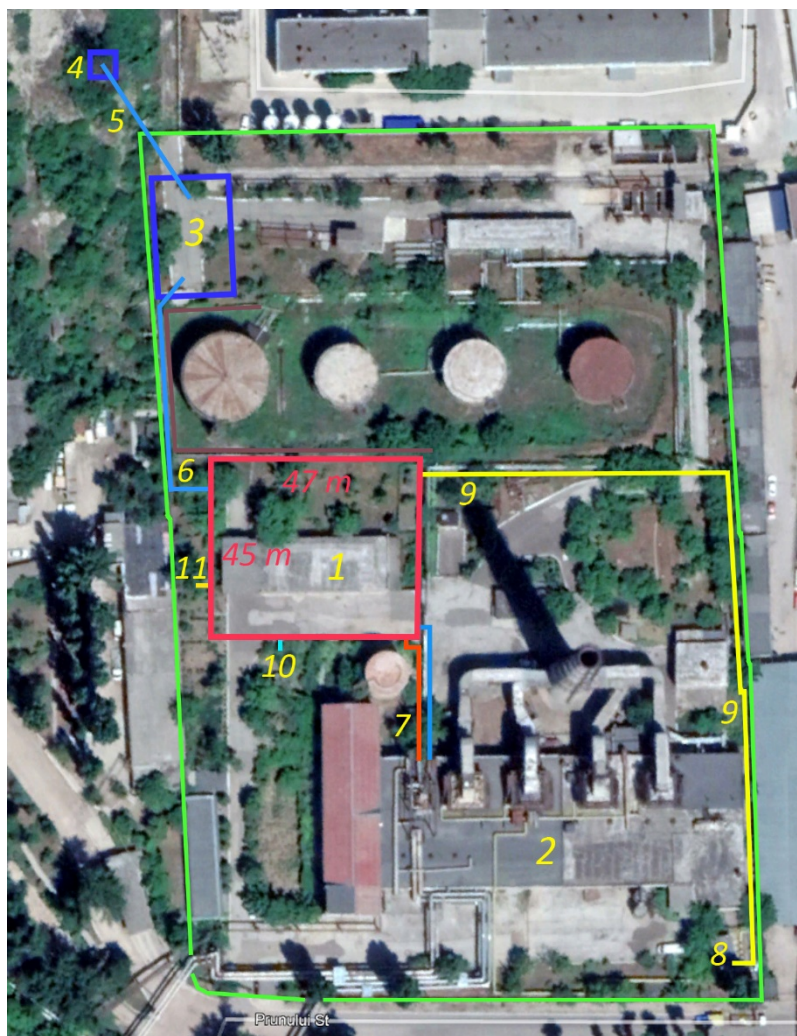


Figura 12 Spațiu de amplasare disponibil pentru centrală cu MAIG la CT Vest.

Legendă:

1. Locul/spațiul propus pentru amplasarea centralei noi cu MAIG, dimensiunile spațiului propus circa 47x45 m (dimensiunile și forma exactă a clădirii centralei noi cu MAIG urmează să fie determinate în cadrul proiectării).
2. Clădirea principală de producere existentă a CT Vest.
3. Locul/spațiul propus pentru amplasarea instalației de distribuție noi ID-110 kV și a transformatoarelor electrice 6(10)/110 kV (dimensiunile și forma exactă a spațiului pentru instalația de distribuție și transformatoare urmează să fie determinată în cadrul proiectării, asigurând căile de acces necesare pe teritoriu).

4. Pilon existent LEA 110 kV al întreprinderii de distribuție a energiei electrice (pe acest pilon sunt disponibile două LEA 110 kV) – punctul propus de racordare la sistemul electroenergetic.
5. Conexiune(i) de la pilonul existent LEA 110 kV la ID-110 kV nouă.
6. Linii de cablu noi de 6(10) kV care urmează a fi instalate de la noua centrală cu MAIG (de la ID-6(10) kV care urmează a fi inclusă) până la transformatoarele electrice 6(10)/110 kV (a fi pozate în spațiul disponibil înafara teritoriului depozitului de păcură);
7. Conectarea noii centrale cu MAIG la prin intermediul unei rețele termice noi la clădirea principală de producere CT Vest (rețeaua termică va intra în clădirea principală de producere CT Vest în zona pompelor de rețea termoficare);
8. Stația existentă de reglare și măsurare a gazelor naturale;
9. Conductă nouă de gaze naturale de la stația existentă de reglare și măsurare a gazelor până la centrala cu MAIG nouă;
10. Conectarea la rețeaua de alimentare cu apă;
11. Conectarea la rețeaua de canalizare.

6.6.3 CT Sud

La CT Sud unitatea MAIG ar urma să fie amplasată în clădirea existentă a centralei termice de abur. Cazanele de abur urmează a fi demontate.

Bilanțurile energetice

Pentru a evalua costurile și economiile, sunt necesare calculele bilanțurilor energetice, așa cum acestea creează baza pentru calculele bilanțurilor de costuri.

Bilanțurile energetice au fost calculate pentru fiecare situație descrisă în Secțiunea 6.4 și sunt prezentate în Tabelul 15, Tabelul 16, Tabelul 17, Figura 14, Figura 15 și Figura 16.

Structura Modelului Energetic folosită pentru calcularea bilanțului energetic este prezentată mai jos.

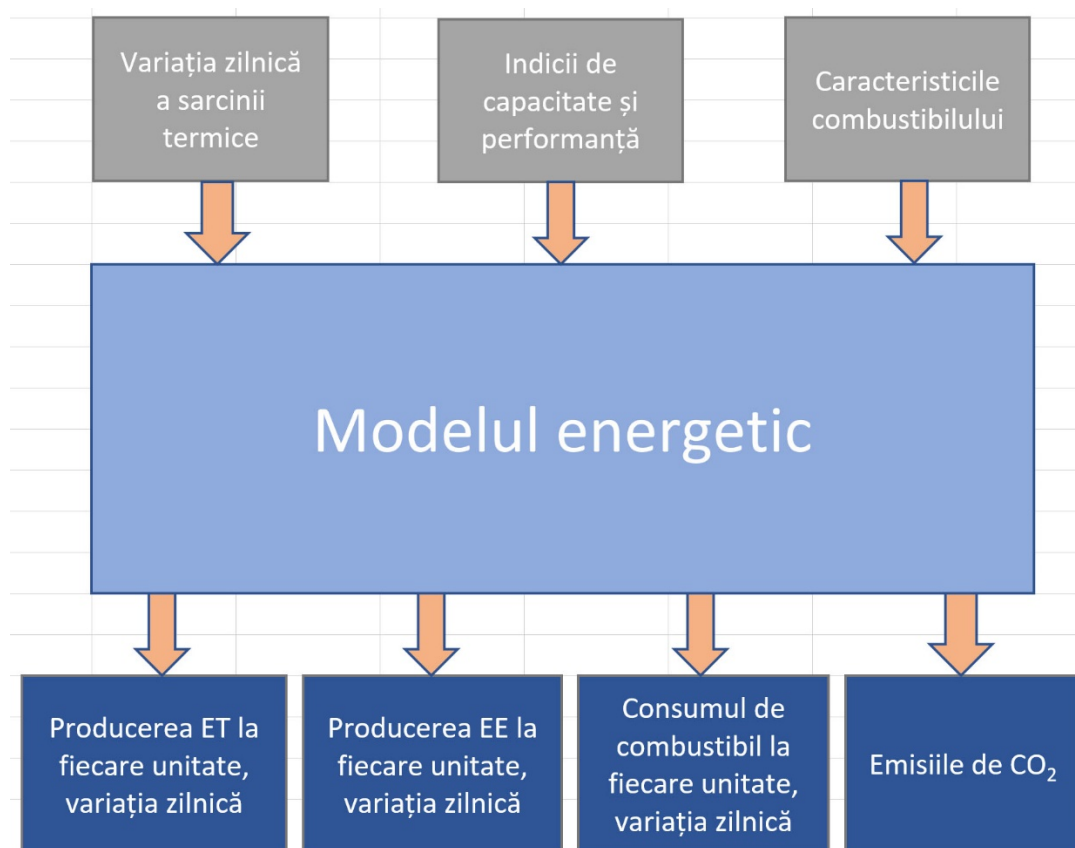
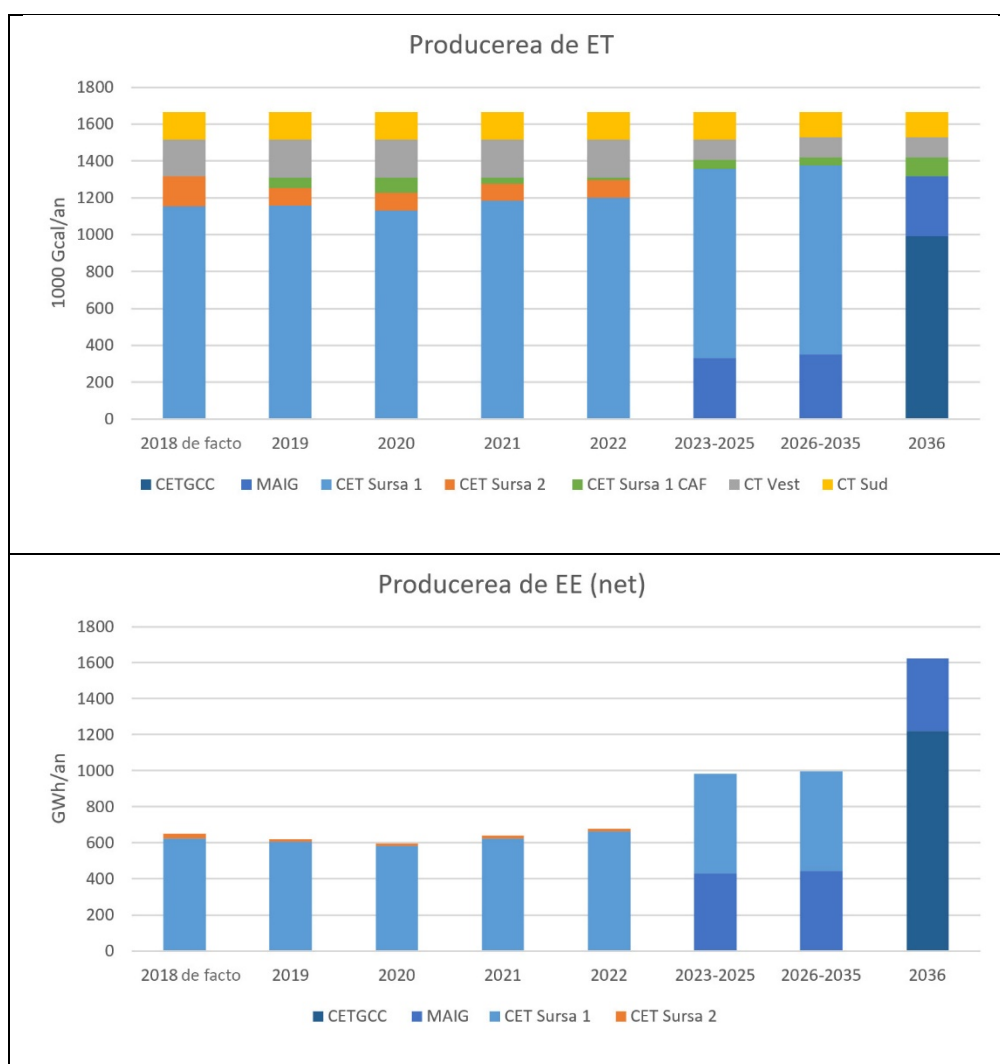


Figura 13 Structura Modelului Energetic.

Tabelul 15 Bilanțurile energetice.

Anul		2018, de facto	2019	2020	2021	2022	2023- 2025	2026- 2035	2036
Unități în funcțiune									
CET Sursa 1									
Unitățile nereconstruite	unități	3	3/2	2	1	1	1	1	0
Unitățile reconstruite	unități	0	0	0/1	1	2	2	2	0
MAIG									
CET Sursa 3	unități	0	0	0	0	0	2	2	2
CT Vest	unități	0	0	0	0	0	3	3	3
CT Sud	unități	0	0	0	0	0	0	1	1
CETGCC	da/nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	nu	da
Consumul de ET (inclusiv pierderile)	1000 Gcal/an	1,665	1,665	1,665	1,665	1,665	1,665	1,665	1,665
Producerea de ET	1000 Gcal/an								
Unitățile MAIG		0	0	0	0	0	333	352	323
CETGCC									993
CET Sursa 1									
Unitățile nereconstruite			1,159	754	441	0	0	0	0
Unitățile reconstruite		1,156	0	378	741	1,200	1,024	1,024	0
CET Sursa 1 total (net)		1,156	1,159	1,133	1,183	1,200	1,024	1,024	
CET Sursa 2		161	96	96	96	96	0	0	0
CET Sursa 1 CAF			57	83	33	16	49	43	103
CT Vest		198	205	205	205	205	109	109	109
CT Sud		150	149	149	149	149	149	137	137
Total		1,665	1,665	1,665	1,665	1,665	1,665	1,665	1,665
Producerea de EE (net)	GWh/an								
Unitățile MAIG									
Brut		0	0	0	0	0	452	465	426
Consum propriu		0	0	0	0	0	22	22	20
Net		0	0	0	0	0	430	443	405
CETGCC									
Brut									1,279
Consum propriu									60
Net									1,219
CET Sursa 1									
Brut		725	707	672	715	751	626	626	
Consum propriu		100	101	89	90	87	73	73	
Net									
Unitățile nereconstruite		625	606	359	214	0	0	0	
Unitățile reconstruite			0	224	411	664	553	553	
CET Sursa 1 total (net)		625	606	583	625	664	553	553	
CET Sursa 2									
Brut		36	20	20	20	20	0	0	0
Consum propriu		9	5	5	5	5	0	0	0
Net		27	14	14	14	14	0	0	0
Total		652	621	598	640	678	983	996	1,624
Consumul de gaze									
Unitățile MAIG	1000 Gcal/an	0	0	0	0	0	814	849	778
	1000 m ³ /an	0	0	0	0	0	99,689	103,934	95,265

CETGCC	1000 Gcal/an								2,312
	1000 m ³ /an								283,024
CET Sursa 1	1000 Gcal/an	2,287	2,182	2,077	2,148	2,161	1,829	1,829	
	1000 m ³ /an	279,948	267,050	254,217	262,880	264,489	223,890	223,890	
CET Sursa 2	1000 Gcal/an	214	127	127	127	127	0	0	0
	1000 m ³ /an	26,139	15,562	15,562	15,562	15,562	0	0	0
CET Sursa 1 CAF	1000 Gcal/an	0	63	92	37	17	54	47	113
	1000 m ³ /an	0	7,694	11,219	4,476	2,094	6,618	5,790	13,852
CT Vest	1000 Gcal/an	215	220	220	220	220	118	118	118
	1000 m ³ /an	26,284	26,930	26,930	26,930	26,930	14,411	14,411	14,411
CT Sud	1000 Gcal/an	166	163	163	163	163	164	150	150
	1000 m ³ /an	20,273	20,001	20,001	20,001	20,001	20,042	18,397	18,397
Total	1000 Gcal/an	2,881	2,755	2,679	2,695	2,689	2,979	2,994	3,472
	1000 m³/an	352,643	337,238	327,930	329,849	329,076	364,651	366,422	424,950
Randament total (net)		77 %	80 %	81 %	82 %	84 %	84 %	84 %	88 %



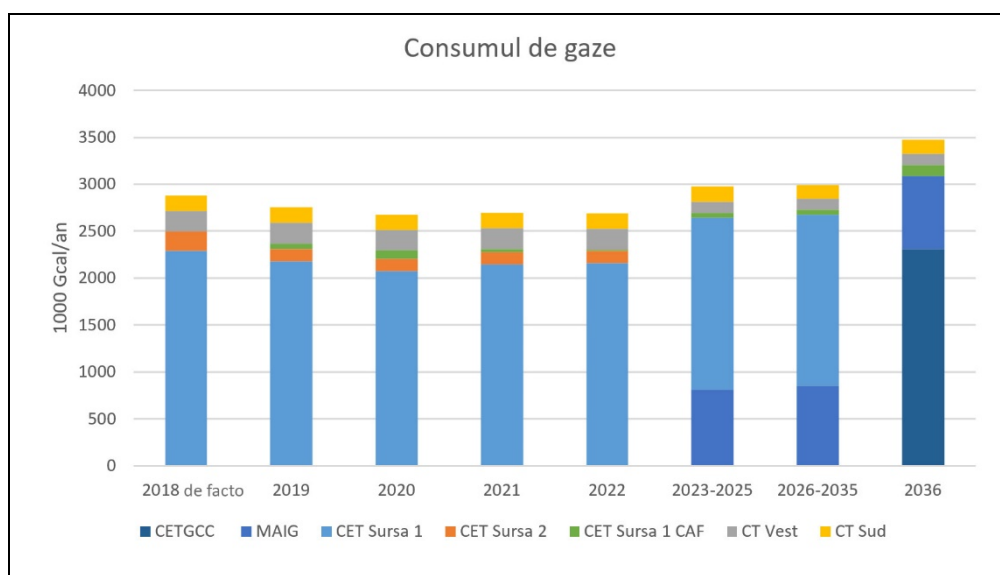


Figura 14 Producerea energiei termice și electrice, consumul de gaze.

Producerea energiei termice (ET) și electrice (EE) și consumul de combustibil al unităților MAIG amplasate în diferite locuri sunt prezentate în Tabelul 16.

Tabelul 16 Producerea energiei termice și electrice și consumul de combustibil al unităților MAIG amplasate în diferite locuri.

Producerea energiei termice și electrice și consumul de combustibil al unităților MAIG									
Anul			2019	2020	2021	2022	2023-2025	2026-2035	2036
CET Sursa 3									
Producerea de ET	1000 Gcal/an		0	0	0	0	143	143	115
Producerea de EE			0	0	0	0	0	0	0
Brut	GWh/an		0	0	0	0	196	196	156
Consum propriu	GWh/an		0	0	0	0	9	9	7
Net	GWh/an		0	0	0	0	187	187	149
Consumul de combustibil	1000 Gcal/an		0	0	0	0	352	352	281
	1000 m³/an		0	0	0	0	43,096	43,096	34,427
CT Vest									
Producerea de ET	1000 Gcal/an		0	0	0	0	190	180	180
Producerea de EE			0	0	0	0	0	0	0
Brut	GWh/an		0	0	0	0	255	240	240
Consum propriu	GWh/an		0	0	0	0	12	11	11
Net	GWh/an		0	0	0	0	243	229	229
Consumul de combustibil	1000 Gcal/an		0	0	0	0	462	436	436
	1000 m³/an		0	0	0	0	56,593	53,350	53,350
HOB South									
Producerea de ET	1000 Gcal/an		0	0	0	0	0	29	29
Producerea de EE			0	0	0	0	0	0	0
Brut	GWh/an		0	0	0	0	0	29	29
Consum propriu	GWh/an		0	0	0	0	0	1	1
Net	GWh/an		0	0	0	0	0	28	28

Consumul de combustibil	1000 Gcal/an		0	0	0	0	0	61	61
	1000 m ³ /an		0	0	0	0	0	7,488	7,488
Unitățile MAIG total									
Producerea de ET	1000 Gcal/an		0	0	0	0	333	352	323
Producerea de EE			0	0	0	0	0	0	0
Brut	GWh/an		0	0	0	0	452	465	426
Consum propriu	GWh/an		0	0	0	0	22	22	20
Net	GWh/an		0	0	0	0	430	443	405
Consumul de combustibil	1000 Gcal/an		0	0	0	0	814	849	778
	1000 m ³ /an		0	0	0	0	99,689	103,934	95,265

Consumul de energie electrică al centralelor termice și al stațiilor de pompare este prezentat în Tabelul 17. Informația privind consumul de energie electrică al stațiilor de pompare a fost primită de la Termoelectrica și s-a presupus că va rămâne la același nivel.

Tabelul 17 Consumul de energie electrică al centralelor termice și al stațiilor de pompare.

Consumul de energie electrică									
Anul			2019	2020	2021	2022	2023-2025	2026-2035	2036
Consumul de energie electrică	GWh/an								
CET Sursa 1 CAF			2.2	3.2	1.3	0.6	1.9	1.7	3.9
CT Vest			7.7	7.7	7.7	7.7	4.1	4.1	4.1
CT Sud			7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.0	7.0
Stațiile de pompare			19	19	19	19	19	19	19
Total			37	38	36	35	33	32	34

Livrarea energiei termice către SACET și producerea netă de energie electrică înainte de instalarea unităților MAIG sunt prezentate grafic în Figura 15 și după instalarea unităților MAIG – în Figura 16. Perioadele de mentenanță și nefiabilitate nu sunt reflectate în grafice.

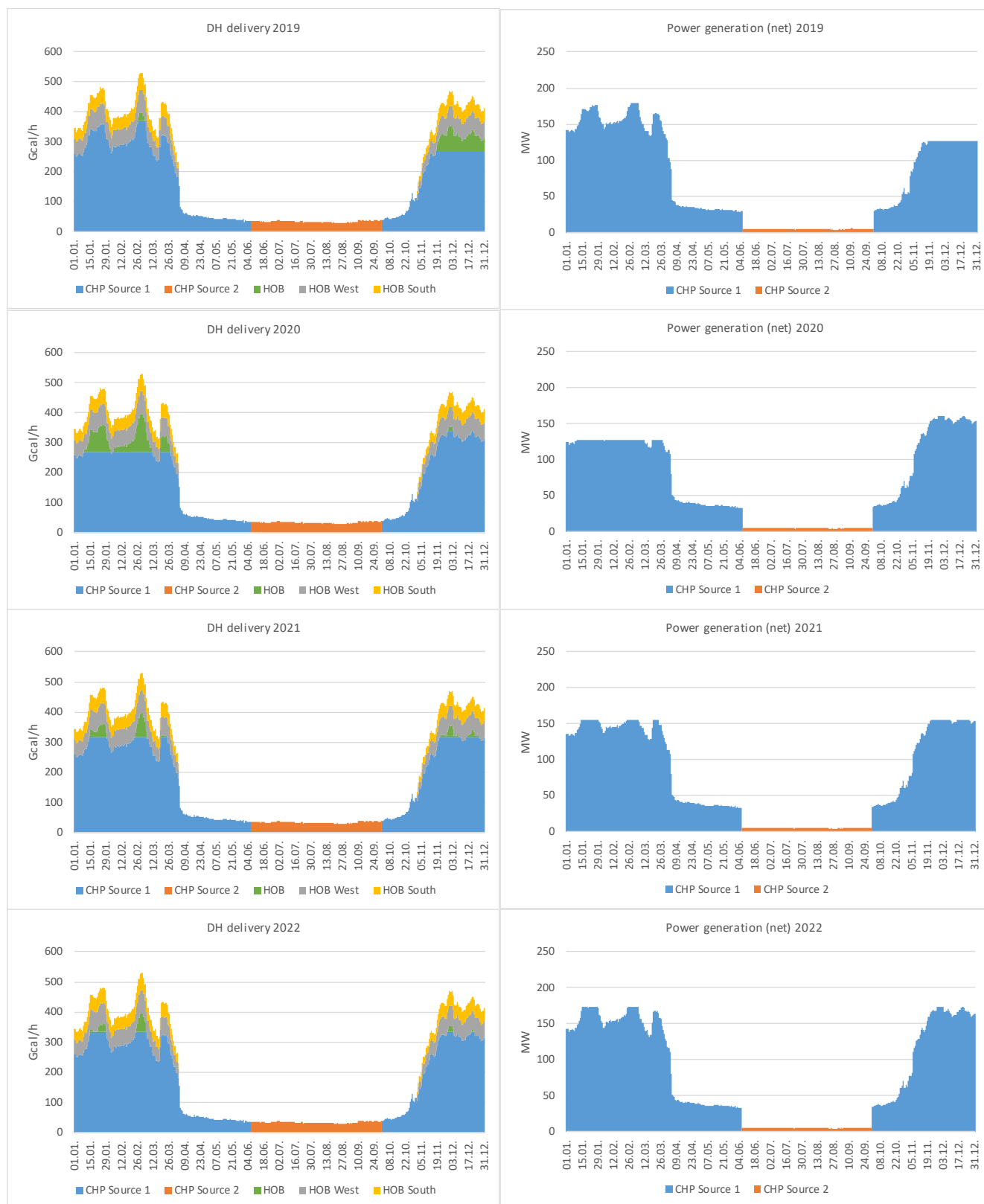


Figura 15 Livrarea energiei termice către SACET și producerea netă de energie electrică până la instalarea unităților MAIG.

(Legendă: "DH delivery" = Livrarea de ET; "Power generation (net)" = Producerea de EE (net); "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2; "HOB" = CAF; "HOB West" = CT Vest; "HOB South" = CT Sud)

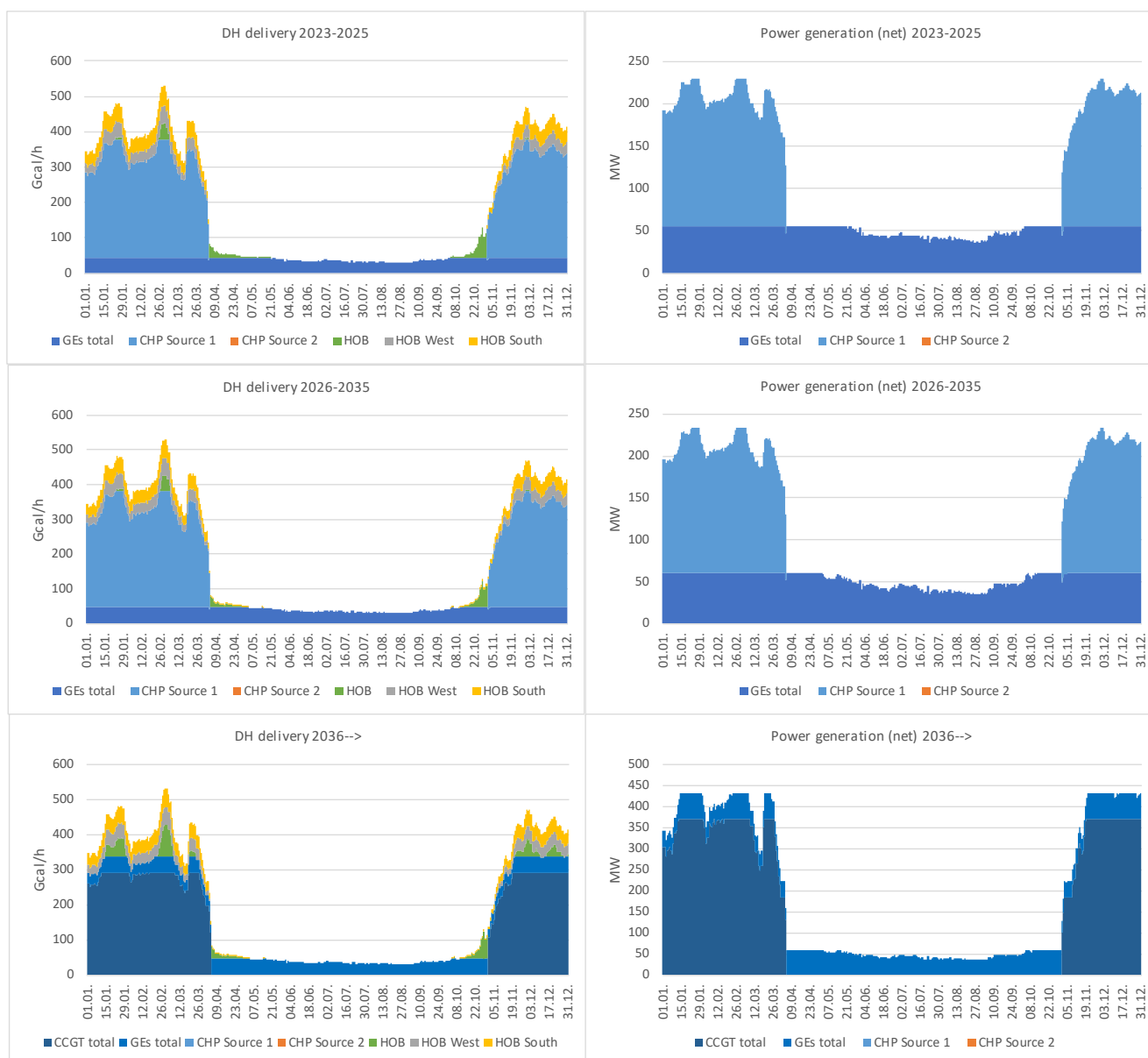


Figura 16 Livrarea energiei termice către SACET și producerea netă de energie electrică după instalarea unităților MAIG.

(Legendă: "DH delivery" = Livrarea de ET; "Power generation (net)" = Producerea de EE (net); "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2; "HOB" = CAF; "HOB West" = CT Vest; "HOB South" = CT Sud; "GEs total" = MAIG total; "CCGT" = CETGCC)

În afară de aceasta, au fost calculate bilanțurile energetice pentru câteva situații diferite – cu număr diferit de unități MAIG.

8 Emisiile de CO₂

În raport au fost folosiți următorii factori (coeficienți) de emisii:

- 1 Factor de emisii – gaze, tCO₂/MWh_{combustibil}: 0.2008²
- 2 Factor de emisii – energie electrică, tCO₂/MWh_{el}: 0.43³

Factorul de emisii pentru arderea gazelor naturale a fost calculat în baza metodologiei Băncii Mondiale prezentate în "Instrumentul de calcul pentru emisii directe în urma arderii staționare, Versiunea 3.0, iulie 2005" (https://ghgprotocol.org/sites/default/files/Stationary_Combustion_Guidance_final_1.pdf).

Factorul de emisii pentru energia electrică din rețea se bazează pe "Fișa de date (interimară) a IFI a factorilor armonizați de rețea (Versiunea 1.0)", Marjă combinată.

Emisiile legate de energia electrică (EE) se referă la schimbările în emisiile de CO₂ în legătură cu producerea energiei electrice, adică, dacă se produce mai multă energie electrică la propriile centrale electrice, este necesară achiziționarea unei cantități mai mici de energie electrică din sistemul energetic și cantitatea emisiilor se reduce.

Emisiile legate de gazele naturale se referă la emisiile de CO₂ care rezultă direct din arderea gazelor.

Emisiile de CO₂ sunt prezentate în Tabelul 18 și în Figura 17.

Tabelul 18 Emisiile de CO₂.

Emisii CO ₂									
Anul			2019	2020	2021	2022	2023-2025	2026-2035	2036
Emisii CO ₂									
Legate de combustibil	t/an		643,444	625,684	629,346	627,872	695,747	699,127	810,796
Economii legate de EE	t/an		-251,131	-240,771	-259,670	-276,689	-408,691	-414,670	-683,738
Total	t / an		392,313	384,913	369,676	351,183	287,057	284,457	127,058
Diferenta CO ₂ față de 2019	t / an		0	-7,400	-22,637	-41,130	-105,256	-107,855	-265,255

² Calculation tool for direct emissions from stationary combustion (Version 3.0, July 2005), https://ghgprotocol.org/sites/default/files/Stationary_Combustion_Guidance_final_1.pdf

³ Source: Fișa de date (interimară) a IFI a factorilor armonizați de rețea (Versiunea 1.0), Marjă combinată

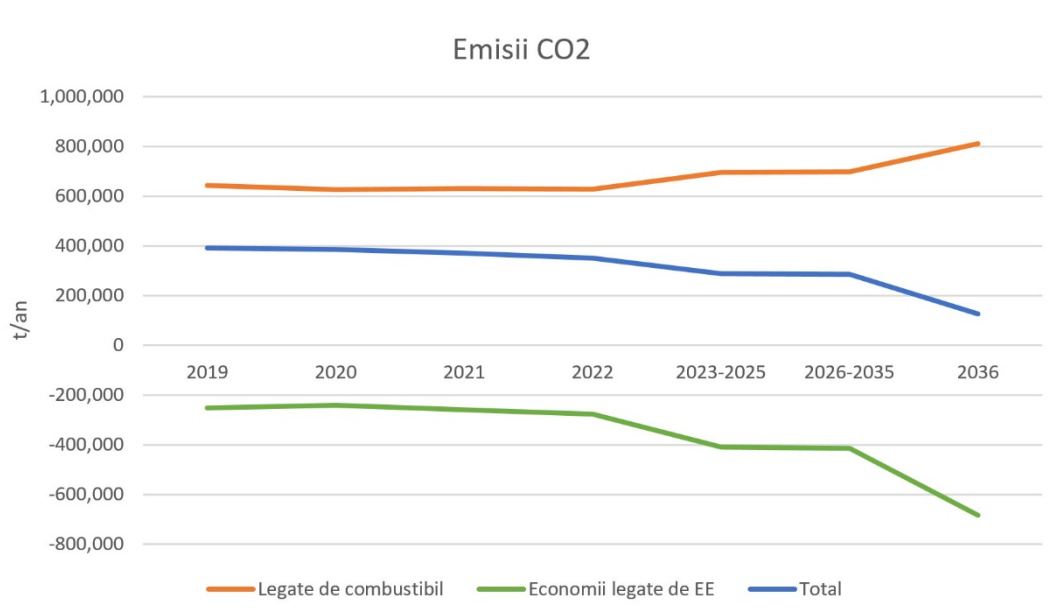


Figura 17 Emisiile de CO₂.

După cum este arătat mai sus, emisiile de CO₂ direct legate de combustibil vor crește în urma instalării noilor capacități, însă emisiile totale vor scădea datorită reducerii consumului de energie electrică din alte surse prin intermediul sistemul energetic.

9 Costul investițiilor pentru activele de producere

Costurile investiționale estimative se bazează pe presupunerea că noile instalații de cogenerare vor fi construite ca proiecte EPC (engineering, achiziții, construcție). Prețurile EPC pentru instalațiile MAIG au fost estimate în baza informației de la furnizorii de echipament. Corespunzător, prețul EPC pentru centrala CETGCC a fost estimat în baza experienței Consultantului de la proiecte similare.

Costurile investiționale totale constau din:

- reconstrucția Unităților 1 și 2 ale CET Sursa 1⁴
- reparația capitală a Unității 3 a CET Sursa 1⁵
- centrale noi cu MAIG⁶
- transformatoare electrice la CT Vest, dacă MAIG va(vor) fi amplasat(e) acolo⁷
- instalații de distribuție / ID-110 kV la CET Sursa 3 și CT Vest, dacă MAIG va(vor) fi amplasat(e) acolo⁸

Estimările costurilor investiționale se bazează pe nivelul actual al prețurilor. Nu au fost aplicate careva majorări ale prețurilor pentru perioadele de pregătire și construcție, iar prețurile sunt fără TVA.

Costurile investiționale specifice (USD/MW) pentru centralele cu MAIG depind mult de numărul de unități MAIG instalate la același obiect/loc. Informație privind costurile investiționale estimative pentru diferit număr de unități MAIG, care se bazează pe informație de la Wärtsilä, este prezentată în Tabelul 19. Această informație a fost folosită la compararea diferitor alternative de amplasare a unităților MAIG (analizat mai jos).

Tabelul 19 Costuri investiționale pentru centrale cu MAIG.

Costul investițiilor pentru centrale cu unități MAIG de 11 MW _e (MUSD)	
1 MAIG	16.1
2 MAIG	28.0
3 MAIG	35.7
4 MAIG	47.4
5 MAIG	58.1

Rezumatul costurilor investiționale pentru alternativa recomandată este prezentat în Tabelul 20.

- Reconstrucția Unității 1 și Unității 2 ale CET Sursa 1
- Reparația capitală a Unității 3 a CET Sursa 1
- 2 unități MAIG de 11 MW_e la CET Sursa 3
- 3 unități MAIG de 11 MW_e la CT Vest
- 1 unitate MAIG de 4 MW_e la CT Sud

⁴ Sursa: Termoelectrica

⁵ Sursa: Termoelectrica

⁶ Sursa: furnizori de echipamente

⁷ Sursa: Termoelectrica

⁸ Sursa: Termoelectrica

Tabelul 20 Costurile investiționale.

Costurile investiționale								
		Termen scurt				Termen mediu	Termen lung	Anul investiției
		CET Sursa 1	CET Sursa 3	CT Vest	Altele	CT Sud		
Unitățile existente								
Reconstrucția Unității 1 la CET Sursa 1	MUSD	12						2019-2020
Reconstrucția Unității 2 la CET Sursa 1	MUSD	12						2021
Reparația capitală a Unității 3 la CET Sursa 1	MUSD	4,2						2022
Capacități noi de cogenerare								
Managementul proiectului ⁽¹⁾	MUSD		2					2021-2022
Proiectare și documente de licitație pentru centrale cu MAIG, supravegherea instalării ⁽¹⁾	MUSD		1,5					
Transformatoare electrice	MUSD			2,3		0,4		2021-2022
Instalație de distribuție ID-110 kV	MUSD		1,7	2,3		0,4		2021-2022
Centrale cu unități MAIG de 11 MWe	MUSD		28	35,7				2021-2022
Centrală cu unitate MAIG de 4 MWe	MUSD					4,8		2025
Centrală CETGCC	MUSD						336	2032-2035
Altele⁽²⁾								
Sistem Informațional de Management	MUSD				3			2021-2023
Model Hidraulic	MUSD				0,3			2020
Investiții pilot de eficiență energetică	MUSD				7			2021-2023
TOTAL		28,2	33,2	40,3	10,3	5,6	336	

⁽¹⁾ Total pentru CET Sursa 3 și CT Vest⁽²⁾ Nu sunt legate doar de activele de generare

10 Strategia investițională a Termoelectrica

10.1 Aspecte generale

Programul investițional pe termen scurt, mediu și lung este un pachet accesibil de activități care au intenția specifică de a:

- Îmbunătăți eficiența, flexibilitatea și fiabilitatea alimentării cu energie termică a consumatorilor.
- Asigurarea “funcționării în regim de vară” pentru prepararea ACM la un nivel de costuri accesibil pentru consumatori.
- Majorarea eficienței producerii energiei termice și electrice.
- Reducerea costurilor de mentenanță și a consumului de combustibil, energie electrică și apă, astfel reducând costurile operaționale.
- Asigurarea și maximizarea producerii energiei termice în regim de cogenerare, când este fezabil din punct de vedere tehnic și economic.
- Asigurarea și maximizarea producerii energiei electrice, când este fezabil din punct de vedere tehnic și economic.

Pentru fiecare din componentele selectate, au fost pregătite estimări rezonabile ale cantităților și costurilor în baza experienței anterioare relevante de achiziții în țară. Reducerile potențiale ale costurilor în urma implementării Proiectului au fost identificate și estimate. A fost pregătită o analiză a costurilor operaționale, costurile fiind specificate ca fiind fixe sau variabile pentru fiecare componentă.

10.2 Strategia privind conexiunile / racordurile pentru consumatori

- Trecerea de la rețeaua SACET în prezent de tip deschis (cu scheme dependente de conectare) la un sistem modern de tip închis (cu scheme independente de conectare). Pentru aceasta este necesară separarea sistemelor de încălzire din clădirile consumatorilor de rețeaua SACET prin intermediul Punctelor Termice Individuale.
- Posibilitatea consumatorilor de a controla și regla consumul de energie termică.
- Posibilitatea consumatorilor de a beneficia de propriile lor investiții în eficiența energetică în partea de consum.

La moment circa 770 conexiuni/racorduri la SACET sunt prin intermediul Punctelor Termice Individuale moderne (PTI) instalate în clădiri. Circa 4 600 conexiuni/racorduri, inclusiv 339 case particulare, sunt conectate prin intermediul Punctelor Termice Centrale sau direct, cu sau fără hidroelevatoare.

Planul Investițional prevede instalarea a 160 PTI anual, începând cu anul 2023.

11 Scenariile investiționale

Au fost identificate trei scenarii investiționale:

- Scenariul nr.1: Reabilitarea Unității 1 la CET Sursa 1 / Fără alte investiții
- Scenariul nr.2: Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1
- Scenariul nr.3: Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1, reparația capitală a Unității 3 și instalarea unităților MAIG

Scenariile sunt descrise mai jos.

11.1 Scenariul nr.1: "Reabilitarea Unității 1 la CET Sursa 1 / Fără alte investiții"

- Fără investiții suplimentare la CET Sursa 1 (după reconstrucția Unității 1, care se preconizează să fie finalizată în 2020).
- Unitatea 2 va fi închisă în 2020, iar Unitatea 3 în 2021.
- CET Sursa 2 urmează a fi închisă.
- Producerea de energie electrică la CET Sursa 1 va scădea cu 43%, de la 547 GWh la 311 GWh.
- Impactul asupra tarifului la energia termică: va fi necesară majorarea tarifului la energia termică cu 14% imediat.
- Riscul căderii într-o "spirală a morții": tarife înalte, servicii de calitate proastă, ducând la debranșări, rezultând în reducerea volumului care să absoarbă costurile fixe.

Variațiile în producerea energiei termice și electrice sunt arătate mai jos.

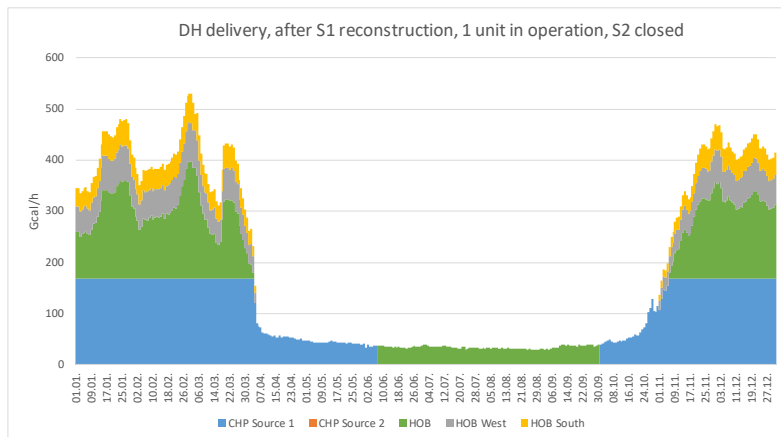


Figura 18 Livrarea energiei termice, după reconstrucția S1, 1 unitate în funcțiune, S2 închisă (Legendă: "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2; "HOB" = CAF; "HOB West" = CT Vest; "HOB South" = CT Sud)

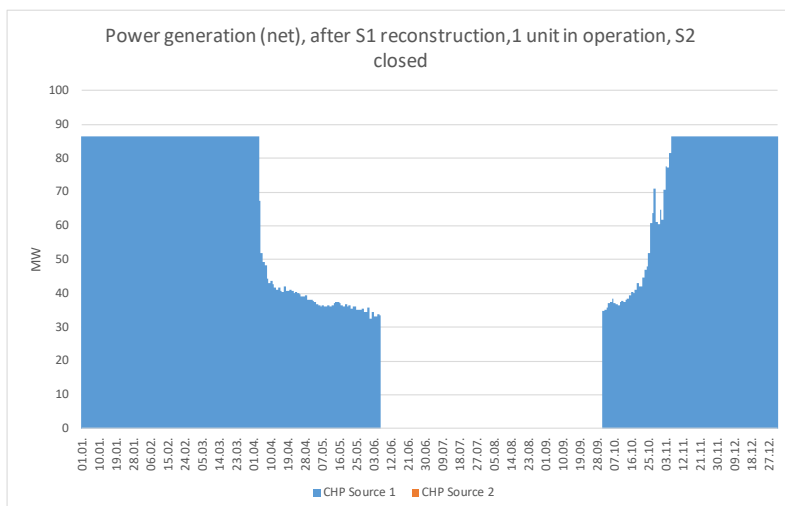


Figura 19 Producerea energiei electrice (net), după reconstrucția S1, 1 unitate în funcțiune, S2 închisă (Legendă: "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2)

Avantajele/dezavantajele scenariului nr.1 "Fără proiectul propus" sunt:

- o Nu se îmbunătățește flexibilitatea și fiabilitatea alimentării cu energie termică a consumatorilor.
 - Capacități de rezervă limitate, fiabilitate redusă a alimentării cu energie termică (în special în perioadele cele mai reci) și electrică, ținând cont de echipamentul de producere învechit
- o Nu asigură "funcționarea în regim de vară" pentru prepararea ACM la un nivel de costuri accesibil pentru consumatori.
 - Majorarea tarifului la energia termică – impact social și economic negativ, descurajând consumatorii și împiedicând dezvoltarea întreprinderii
- o Nu crește eficiența producerii energiei termice și electrice.
- o Nu se reduc costurile de "funcționare în regim de vară" pentru prepararea ACM
- o Nu scad emisiile de CO₂
 - Emisiile de CO₂ cresc cu 0,7%, de la 392 313 tone/an până la 395 196 tone/an
- o Optimizarea la nivel de sistem: Nu se reduc costurile per unitate pentru mentenanță, consum de combustibil, energie electrică și apă, astfel nu se reduc costurile operaționale.
- o Nu asigură și nu maximizează producerea energiei termice în regim de cogenerare, când este fezabil din punct de vedere tehnic și economic.
 - Consumul energiei termice produse în regim de cogenerare scade cu 40,9%, de la 1 254 000 Gcal/an până la 741 000 Gcal/an.
 - Cantitatea de energie termică produsă folosind cazane cu apă fierbinte crește cu 125%, de la 411 000 Gcal/an până la 924 000 Gcal/an.
 - Se reduce utilizarea cogenerării: va fi necesară utilizarea celor 2 CAF-uri disponibile PTVM-100 la CET Sursa 1 (în prezent funcționale, dar care necesită reparație capitală pentru funcționare fiabilă).

o Nu asigură și nu maximizează producerea energiei electrice, când este fezabil din punct de vedere tehnic și economic.

- Producerea netă de energie electrică scade cu 33,7%, de la 621 000 MWh/an până la 411 000 MWh/an.
- Se reduce considerabil capacitatea disponibilă de producere a energiei electrice în țară – riscuri sporite pentru securitatea energetică a țării

Concluzie:

Scenariul nr.1: Reabilitarea Unității 1 la CET Sursa 1, fără alte investiții – nu întrunește nici unul din obiectivele Strategiei Investiționale.

Această alternativă va duce la riscul căderii într-o "spirală a morții": tarife ridicate, servicii de calitate proastă, ducând la debranșări, rezultând în reducerea volumului care să absoarbă costurile fixe.

Rezumat: Scenariul nr.1 nu este OPȚIUNE fezabilă

11.2 Scenariul nr.2: "Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1"

- Reconstrucția Unității 1, urmează a fi finalizată în 2020
- Reconstrucția Unității 2
- Reparația capitală a Unității 3
- CET Sursa 2 urmează a fi închisă

Variațiile în producerea energiei termice și electrice sunt arătate mai jos.

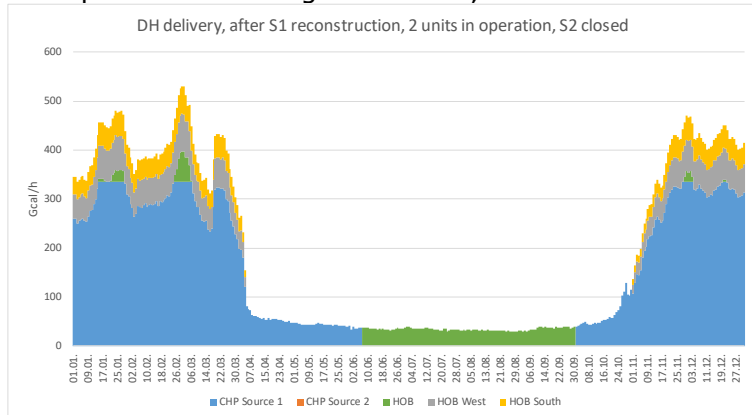


Figura 20 Livrarea energiei termice, după reconstrucția S1, 2 unități în funcțiune, S2 închisă (Legendă: "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2; "HOB" = CAF; "HOB West" = CT Vest; "HOB South" = CT Sud)

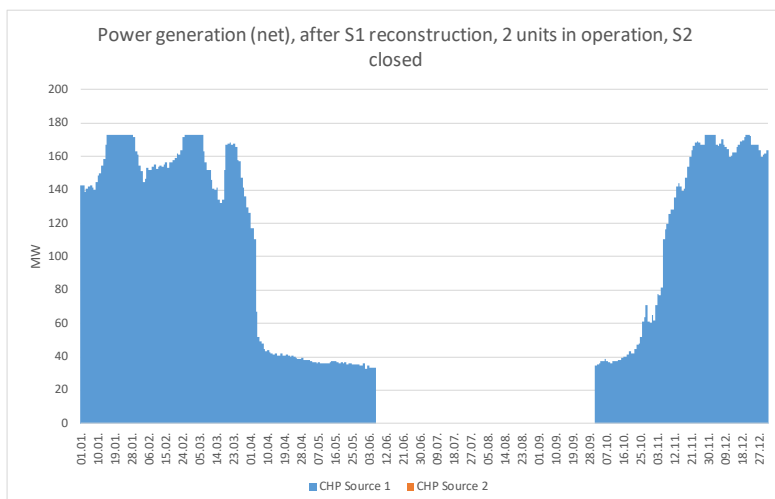


Figura 21 Producerea energiei electrice (net), după reconstrucția S1, 2 unități în funcțiune, S2 închisă (Legendă: "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2)

Avantajele/dezavantajele alternativei nr.2 "Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1" sunt:

o Nu îmbunătățește flexibilitatea și fiabilitatea alimentării cu energie termică a consumatorilor.

- Capacități de rezervă limitate, fiabilitate redusă a alimentării cu energie termică (în special în perioadele cele mai reci) și electrică, ținând cont de echipamentul de producere învechit

o Nu asigură "funcționarea în regim de vară" pentru prepararea ACM la un nivel de costuri accesibil pentru consumatori.

- Majorarea tarifului la energia termică – impact social și economic negativ, descurajând consumatorii și împiedicând dezvoltarea întreprinderii

o Nu crește eficiența producerii energiei termice și electrice.

o Nu se reduc costurile de "funcționare în regim de vară" pentru prepararea ACM

o Nu se schimbă emisiile de CO₂

- Emisiile de CO₂ scad cu 9,8%, de la 392 313 tone/an până la 353 878 tone/an

o Optimizarea la nivel de sistem: Nu se reduc costurile per unitate pentru mentenanță, consum de combustibil, energie electrică și apă, astfel nu se reduc costurile operaționale.

- Cantitatea de energie termică produsă folosind CAF-uri crește cu 13,1%, de la 411 000 Gcal/an până la 465 000 Gcal/an.

o Nu asigură și nu maximizează producerea energiei termice în regim de cogenerare, când este fezabil din punct de vedere tehnic și economic.

- Consumul energiei termice produse în regim de cogenerare scade cu 4,3%, de la 1 254 000 Gcal/an până la 1 200 000 Gcal/an.

o Nu asigură și nu maximizează producerea energiei electrice, când este fezabil din punct de vedere tehnic și economic.

- Producerea netă de energie electrică crește cu 6,9%, de la 621 000 MWh/an până la 664 000 MWh/an.

Concluzie

Scenariul nr.2: Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1 – nu întrunește obiectivele Strategiei Investiționale.

Această alternativă va duce la riscul căderii într-o "spirală a morții": tarife ridicate, servicii de calitate proastă, ducând la debranșări, rezultând în reducerea volumului care să absoarbă costurile fixe.

Rezumat: Scenariul nr.2 nu este OPȚIUNE fezabilă

11.3 Scenariul nr.3: "Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1 și instalarea unităților MAIG"

- Reconstrucția Unității 1, urmează a fi finalizată în 2020
- Reconstrucția Unității 2
- Reparația capitală a Unității 3
- Instalarea unităților MAIG
- CET Sursa 2 urmează a fi închisă

Aspecte generale:

Pentru a identifica o soluție/opțiune optimă pentru instalarea unor unități noi de cogenerare cu MAIG la obiectele Termoelectrica, au fost analizate aspectele tehnice pentru amplasarea noilor unități pe teritoriul surselor/centralelor de producere existente de, dimensionate pentru sarcina termică de vară a SACET.

Au fost folosite următoarele criterii pentru a analiza opțiunile de amplasare a unităților MAIG:

- Costul total al investiției;
- Impactul asupra cantității de energie termică produsă în cogenerare;
- Impactul asupra cantității de energie electrică produsă;
- Impactul asupra flexibilității și fiabilității alimentării cu energie termică a consumatorilor (vânzărilor de energie termică);
- Măsura în care unitățile MAIG vor acoperi sarcina termică din perioada de vară;
- Oportunități pentru folosirea infrastructurii electrice și altei infrastructuri.

Selectarea opțiunilor pentru analiză s-a efectuat în baza, de exemplu, a condițiilor locale și a limitărilor tehnice de la diferite obiecte/locuri identificate de Termoelectrica, precum:

- disponibilitatea spațiului pentru noile unități
- limitările hidraulice din SACET
- capacități de transport al energiei electrice / conexiuni disponibile
- cantitatea energiei electrice și termice produse în cogenerare
- fiabilitatea

Variațiile în producerea energiei termice și electrice sunt arătate mai jos.

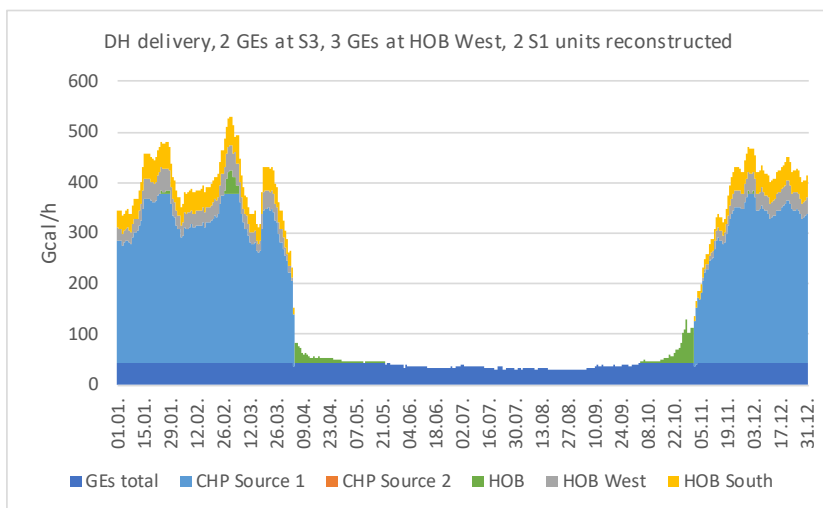


Figura 22 Livrarea energiei termice, 2 unități MAIG la S3, 3 unități MAIG la CT Vest, 2 unități reconstruite la S1 (Legendă: "GEs total" = Unitățile MAIG total; "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2; "HOB" = CAF; "HOB West" = CT Vest; "HOB South" = CT Sud)

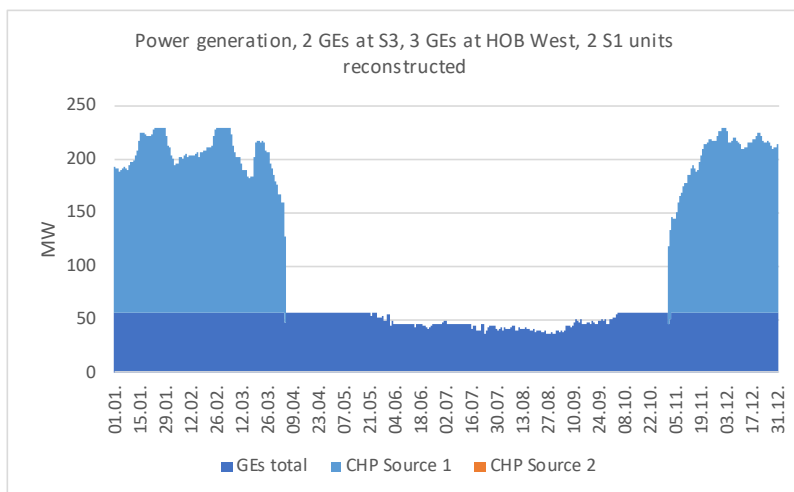


Figura 23 Producerea energiei electrice, 2 unități MAIG la S3, 3 unități MAIG la CT Vest, 2 unități reconstruite la S1 (Legendă: "GEs total" = Unitățile MAIG total; "CHP Source 1" = CET Sursa 1; "CHP Source 2" = CET Sursa 2)

Avantajele/dezavantajele alternativei nr.3 "Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1 și instalarea unităților MAIG" sunt:

- o Scenariul nr.3 îmbunătățește flexibilitatea și fiabilitatea alimentării cu energie termică a consumatorilor.
 - Îmbunătățește fiabilitatea alimentării cu energie termică (în particular în perioada de vară) și alimentării cu energie electrică
- o Asigură "funcționarea în regim de vară" pentru prepararea ACM la un nivel de costuri accesibil pentru consumatori.
 - Tarif mai mic la energia termică – impact social și economic pozitiv
- o Crește eficiența producerii energiei termice și electrice.

- o Se reduc costurile de "funcționare în regim de vară" pentru prepararea ACM
- o Crește eficiența de utilizare a combustibilului la producerea energiei termice și electrice
- o Scad emisiile de CO₂
 - Emisiile de CO₂ scad cu 26,8%, de la 392 313 tone/an până la 287 057 tone/an
- o Optimizarea la nivel de sistem: Se reduc costurile per unitate pentru mentenanță, consum de combustibil, energie electrică și apă, astfel se reduc costurile operaționale.
 - Cantitatea de energie termică produsă la CAF-uri scade cu 25,0%, de la 411 000 Gcal/an până la 308 000 Gcal/an
- o Asigură și maximizează producerea energiei termice în regim de cogenerare, când este fezabil din punct de vedere tehnic și economic.
 - Consumul energiei termice produse în regim de cogenerare crește cu 8,2%, de la 1 254 000 Gcal/an până la 1 357 000 Gcal/an.
- o Asigură și maximizează producerea energiei electrice.
 - Producerea netă de energie electrică crește cu 58,4%, de la 621 000 MWh/an până la 983 000 MWh/an.
 - Crește considerabil capacitatea disponibilă de producere a energiei electrice în țară – reducerea riscurilor pentru securitatea energetică a țării.

Concluzie:

Scenariul nr.3: "Reabilitarea Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1, Reparația capitală a Unității 3, Instalarea a 2 unități MAIG la CET Sursa 3 și a 3 unități MAIG la CT Vest" – întrunește toate obiectivele Strategiei Investiționale.

Rezumat: Scenariul nr.3 este OPȚIUNE fezabilă

12 Planul investițional (2019 – 2035)

12.1 Planul investițiilor pe termen scurt (2019 – 2023)

Planul investițiilor pe termen scurt se bazează pe alternativa selectată, descrisă mai sus, și include următoarele componente:

- Implementarea unui sistem nou modern de Modelare Hidraulică pentru simularea și optimizarea funcționării SACET.
- Reconstrucția Unității 1 și a Unității 2 la CET Sursa 1
- Reparația capitală a Turbinei nr.3 la CET Sursa 1
- Construcția unor unități de cogenerare noi cu MAIG, cu capacitatea totală electrică 55 MW_e și termică 43 Gcal/h.
- Instalarea transformatoarelor electrice la CT Vest și a instalațiilor de distribuție ID-110 kV la CET Sursa 3 și CT Vest
- Program de investiții pilot de Eficiență Energetică
- Asistență tehnică pentru un Sistem Informațional de Management modern comprehensiv
- Continuarea programului de înlocuire sistematică a rețelelor termice învechite (3,4 km/an rețea bitubulară), începând cu anul 2023.
- Continuarea programului de instalare a Punctelor Termice Individuale pentru toți consumatorii (160 unități/an), începând cu anul 2023.

Tabelul 21 Planul investițiilor pe termen scurt

Nr.	Componentă / Contract	mIn. USD	2019	2020	2021	2022	2023
			Necesități investiționale pe termen scurt				
			Cost estimativ, MUSD				
1	Modelarea Hidraulică a rețelei SACET, livrarea Modelului și instruirea Clientului	0,3		0,30			
2	Reconstrucția Unității 1, CET Sursa 1	12,0	2,22	2,88	2,88	2,88	1,14
3	Reconstrucția Unității 2, CET Sursa 1	12,0		1,20	8,40	2,40	
4	Reparația capitală a Turbinei nr.3 și a Cazanului nr.3, CET Sursa 1	4,2				4,20	
5	Construcția unor unități noi de cogenerare cu MAIG, cu capacitatea totală electrică 55 MW _e și termică 43 Gcal/h	63,7		6,37	50,96	6,37	
6	Instalarea transformatoarelor electrice la CT Vest și a instalațiilor de distribuție ID-110 kV la CET Sursa 3 și CT Vest	6,3			0,63	5,04	0,63
7	Program de investiții pilot de Eficiență Energetică	7,0			0,70	2,80	3,50
8	Managementul Proiectului	2,0			0,40	1,20	0,40
9	Asistență tehnică pentru un Sistem Informațional de Management modern comprehensiv	3,0			0,60	1,80	0,60
10	Supravegherea tehnică a pentru Sub-componente	1,5		0,15	0,60	0,60	0,15
11	Reabilitarea rețelelor termice 3,4 km (rețea bitubulară).	4,7					4,7
12	Instalarea Punctelor Termice Individuale în clădiri, 160 unități	2,9					2,9

	TOTAL	119,6	2,22	10,90	65,17	27,29	14,02
--	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Necesitățile investiționale pentru anii 2019 – 2023 sunt de **USD 119,6** milioane.

12.2 Planul investițiilor pe termen mediu (2024 – 2030)

Planul investițiilor pe termen mediu include următoarele componente:

- Reparația capitală a Turbinei nr.3 la CET Sursa 1. S-a reieșit din presupunerea că reparația capitală va trebui repetată de fiecare dată după 25 000 ore de funcționare.
- Construcția unei unități de cogenerare noi (cu MAIG) pentru circuitul CT Sud, cu o capacitate totală electrică 4.6 MWe și termică 4.5 Gcal/h.
- Continuarea programului de înlocuire sistematică a rețelelor termice învechite 23,0 km (rețea bitubulară).
- Continuarea programului de instalare a Punctelor Termice Individuale pentru toți consumatorii (1120 unități).

Tabelul 22 Planul investițiilor pe termen mediu

Nr.	Componentă / Contract	mln. USD	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			Necesități investiționale pe termen mediu						
			Cost estimativ, MUSD						
2	Construcția unei unități de cogenerare noi cu MAIG la CT Sud	4,8		4,8					
3	Reabilitarea rețelelor termice 23,0 km (rețea bitubulară)	31,4	4,7	4,7	4,7	4,7	4,2	4,2	4,2
4	Instalarea Punctelor Termice Individuale în clădiri, 1120 unități	20,3	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
	TOTAL	60,7	7,6	12,4	7,6	11,8	7,1	7,1	7,1

Necesitățile investiționale pentru anii 2024 – 2030 sunt de **USD 60,7** milioane.

12.3 Planul investițiilor pe termen lung (2031 – 2035)

Planul investițiilor pe termen lung include următoarele componente:

- Investiția în construcția unei CETGCC după închiderea CET Sursa 1.
- Continuarea programului de înlocuire sistematică a rețelelor termice învechite 14,0 km (rețea bitubulară).
- Continuarea programului de instalare a Punctelor Termice Individuale pentru toți consumatorii (800 unități).

Tabelul 23 Planul investițiilor pe termen lung

Nr.	Componentă / Contract	mln. USD	2031	2032	2033	2034	2035
			Necesități investiționale pe termen lung				
			Cost estimativ, MUSD				
2	Reabilitarea rețelelor termice 14,0 km (rețea bitubulară)	18,4	4,2	4,2	3,3	3,3	3,3
3	Instalarea Punctelor Termice Individuale în clădiri, 800 unități	14,5	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
4	Construcția unei centrale noi de cogenerare CETGCC, capacitate electrică brută 388 MW _e , netă 370 MW _e , termică 291 Gcal/h	336,0		84,0	84,0	84,0	84,0
	TOTAL	368,9	7,1	91,1	90,2	90,2	90,2

Necesitățile investiționale pentru anii 2031 – 2035 sunt de **USD 368,9** milioane.

Rezumat: necesitățile investiționale pentru perioada 2019 – 2035 sunt mari, în total USD 549,2 milioane.

13 Analiză economică

13.1 Modelul economico-tehnic

Structura Modelului economico-tehnic este ilustrată mai jos.

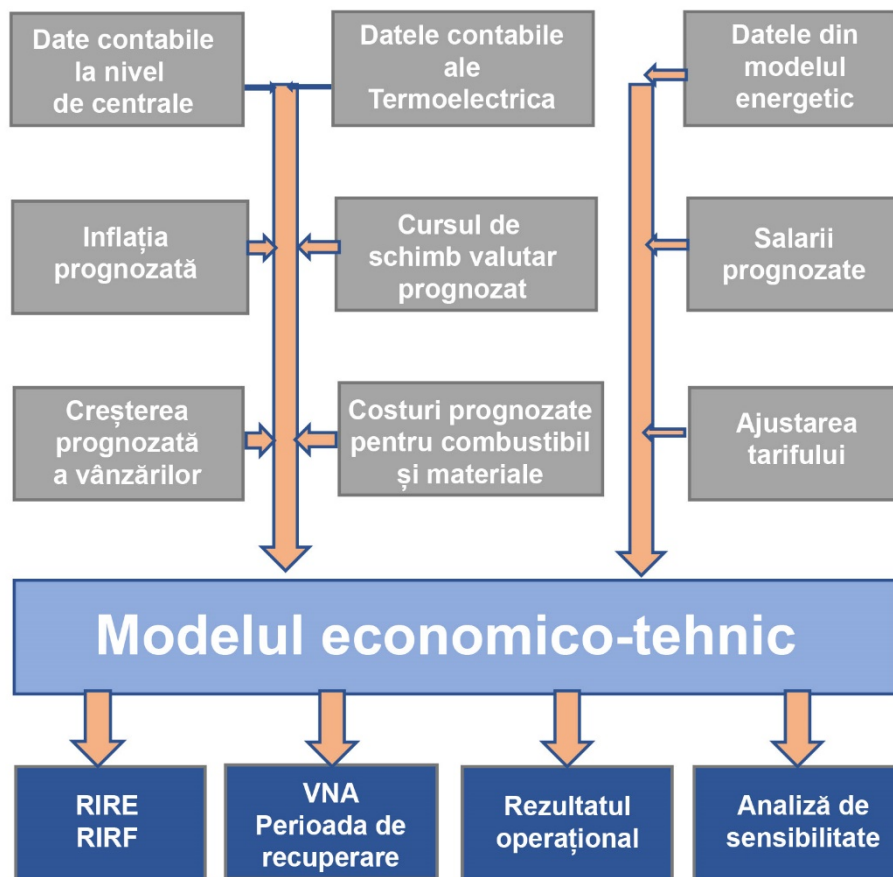


Figura 24 Structura modelului economico-tehnic

13.2 Aspecte generale

Consultantul a selectat opțiunile prezentate mai jos pentru evaluare în cooperare cu Termoelectrica. Opțiunile selectate întrunesc criteriile strategiei energetice a întreprinderii.

- Opțiunea: Unitatea 1 și Unitatea 2 la CET Sursa 1 reconstruite, 2 unități MAIG la CET Sursa 3, 3 unități MAIG la CT Vest;
- Opțiunea: Unitatea 1 și Unitatea 2 la CET Sursa 1 reconstruite, 5 unități MAIG la CET Sursa 3;
- Opțiunea: Unitatea 1 și Unitatea 2 la CET Sursa 1 reconstruite, 4 unități MAIG la CET Sursa 3, 1 unitate MAIG la CT Vest.

Rezumatul constatărilor este prezentat în acest capitol.

13.3 Costul investițiilor pentru diferite opțiuni

Tabelul 24 Costul investițiilor pentru opțiuni, fără servicii de consultanță

Opțiunea	Cost în mln. USD	CET Sursa 1	CET Sursa 3	MAIG la CT Vest	MAIG la CT Sud
Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest"	98,2	28,2	29,7	40,3	0,0
Opțiunea: "5 MAIG la Sursa 3, fără MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	88,0	28,2	59,8	0,0	0,0
Opțiunea: "4 MAIG la Sursa 3, 1 MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	98,0	28,2	49,1	20,7	0,0

13.4 Costurile de exploatare și mentenanță

Costurile de exploatare și de mentenanță (O&M) folosite în acest studiu se bazează pe costuri reale de la centrale similare cu structură similară de funcționare. Costurile includ, de exemplu, următoarele:

- Materiale, piese de schimb
- Lubrifianți
- Servicii achiziționate
- Asigurări
- Rezervă pentru investiții de înlocuire

Costurile se împart în costuri variabile și costuri fixe. În baza experienței Consultantului costurile medii variabile de exploatare și mentenanță (O&M) pe parcursul duratei de viață (inclusiv reparațiile capitale) pentru centrale noi sunt prezentate în Tabelul 25.

Tabelul 25 Costurile variabile de exploatare și mentenanță.

Tipul centralei		Cost
Cazane pe gaz	USD/Gcal _{combustibil}	0.6
MAIG	USD/MWh _e	7.8
CETGCC		
Turbine cu gaze	USD/MWh _e	5.0
Alte	USD/Gcal _{combustibil}	0.6

Nivelul costurilor pentru mentenanța centralelor cu MAIG și a centralelor cu turbine cu gaze se bazează pe experiența Consultantului – pe nivelul costurilor din contractele de mentenanță cu furnizorii de MAIG și de turbine cu gaze.

Costurile fixe anuale de exploatare și mentenanță (O&M) pentru echipament nou se estimează la 1.2% din valoarea investiției.

13.5 RIR economică și financiară a opțiunilor investiționale

A fost efectuată analiza RIR, VNA și a perioadei de recuperare, vedeți tabelul de mai jos.

Tabelul 26 RIR, VNA și perioada de recuperare

Opțiunea	Economic			Financiar		
	RIR (%)	VNA (MUSD)	Perioada de recuperare (ani)	RIR (%)	VNA (MUSD)	Perioada de recuperare (ani)
Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest"	23,5%	126,3	3,8	21,2%	97,6	3,6
Opțiunea: "5 MAIG la Sursa 3, fără MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	22,6%	107,9	4,0	19,1%	72,3	3,7
Opțiunea: "4 MAIG la Sursa 3, 1 MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	21,2%	108,2	4,2	18,0%	73,6	3,9

În baza analizei, cea mai bună opțiune este **Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest"**, atingând următoarele rezultate:

- **RIR economică 23,5%**
- **RIR financiară 21,2 %**

13.6 Rezultatele operaționale anuale (Veniturile totale – costurile operaționale totale inclusiv amortizarea)

Tabelul 27 Rezultatele operaționale anuale pentru Opțiunile examinate

Opțiunea	Unitatea	Înainte de investiții	După investiții	Diferența	Diferența %
Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest"	milioane USD	13,7	31,6	17,9	130,7 %
Opțiunea: "5 MAIG la Sursa 3, fără MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	milioane USD	13,7	28,8	15,1	110,2 %
Opțiunea: "4 MAIG la Sursa 3, 1 MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	milioane USD	13,7	29,2	15,5	113,1 %

În baza analizei, cea mai bună opțiune este Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest", atingând o creștere a rezultatului operațional de 130,7%.

13.7 Producerea netă de energie electrică în cazul opțiunilor investiționale

Tabelul 28 Producerea netă de energie electrică pentru opțiunile examinate

Opțiunea	Unitatea	Regim	Energia electrică netă vândută în rețea până la investiții	Energia electrică netă vândută în rețea după la investiții	Diferența	Diferența %
Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest"	GWh / an	CET + MAIG	620,6	983,2	363,1	58,4 %
Opțiunea: "5 MAIG la Sursa 3, fără MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	GWh/an	CET + MAIG	620,6	947,1	327,0	52,6 %
Opțiunea: "4 MAIG la Sursa 3, 1 MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	GWh/an	CET + MAIG	620,6	959,5	339,4	54,6 %

În baza analizei, cea mai bună opțiune este Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest", atingând obiectivul de creștere considerabilă a vânzărilor de energie electrică: producerea netă de energie electrică va crește cu **362 558 MWh (58.6 %)**.

13.8 Producerea energiei termice în cazul opțiunilor investiționale

Tabelul 29 Producerea energiei termice în regim de cogenerare (CET) și regim de ardere directă (folosind cazane de apă fierbinte, CAF)

Opțiunea	Unitatea	Regim	Energia termică produsă până la investiții	Energia termică produsă după la investiții	Diferența	Diferența %
Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest"	000' Gcal / an	CAF	410,6	307,8	-102,8	-25,0 %
	000' Gcal / an	CET	1 254,4	1357,2	102,8	8,2 %
Opțiunea: "5 MAIG la Sursa 3, fără MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	000' Gcal/an	CAF	410,6	398,3	-12,3	-3,0 %
	000' Gcal/an	CET	1 254,4	1266,7	12,3	1,0 %
Opțiunea: "4 MAIG la Sursa 3, 1 MAIG la CT Vest și fără MAIG la CT Sud"	000' Gcal/an	CAF	410,6	367,5	-43,1	-10,5 %
	000' Gcal/an	CET	1 254,4	1297,5	43,1	3,4 %

În baza analizei, cea mai bună opțiune este Opțiunea: "2 MAIG la Sursa 3, 3 MAIG la CT Vest", atingând următoarele rezultate:

- Producerea energiei termice folosind cazane de apă fierbinte (CAF) se va reduce cu 25,0% și, respectiv, în regim de cogenerare (CET) va crește cu 8,2%

13.9 Costurile de producere a energiei termice

Pe scurt, impactul investițiilor are o influență considerabilă asupra costului de producere a energiei termice. Chestiunea cheie este metoda selectată de alocare a consumului de gaze între producerea energiei termice și electrice.

În acest Studiu consumul de gaze la CET Sursa 1, CET Sursa 2 și la centralele cu MAIG a fost împărțit între producerea de energie electrică și termică folosind trei metode de alocare diferite:

a) Metoda de alocare a combustibilului nr.1: (Proiectul) METODOLOGIA de calculare, aprobare și aplicare a prețurilor și tarifelor reglementate pentru producerea energiei electrice și termice, pentru serviciile de distribuție și furnizare a energiei termice

În cazul producerii energiei în centralele electrice de termoficare urbane (CET), reieșind din faptul că cogenerarea reprezintă producerea simultană, în același proces, a energiei electrice și termice în cadrul unei și aceleași instalații, prezenta Metodologie prevede alocarea între energia electrică și energia termică produse a costului combustibilului utilizat, astfel încât economia de combustibil, față de generarea separată a energiei electrice și termice, să fie repartizată într-un mod nediscriminatoriu între cele două forme de energie produse simultan.

Economia de combustibil se determină conform formulei:

$$\Delta Q_{CETj} = (Q_{CTEj} + Q_{CTj}) - Q_{CETj} = \left(\frac{EE_j}{\eta_{CTE}} + \frac{ET_j}{\eta_{CT}} \right) - \frac{EE_j + ET_j}{\eta_{CETj}} \quad (7)$$

unde:

ΔQ_{CETj} – economia de combustibil, GJ;

Q_{CTEj} – cantitatea de combustibil necesară pentru producerea separată a cantității de energie electrică EE_j în cadrul unei centrale termoelectrice eficiente, GJ;

Q_{CTj} – cantitatea de combustibil necesară pentru producerea separată a cantității de energie termică ET_j în cadrul unei centrale termice, GJ;

Q_{CETj} – cantitatea de combustibil utilizată la CET în anul „j” pentru producerea simultană a cantității EE_j de energie electrică și ET_j de energie termică;

EE_j – cantitatea de energie electrică produsă de CET în anul „j”, GJ;

ET_j – cantitatea de energie termică produsă de CET în anul „j”, GJ;

η_{CTE} – randamentul de referință al unei centrale termoelectrice eficiente cu turbină cu abur (fără ciclu combinat). În conformitate cu prezenta metodologie $\eta_{CTE}=0,35$;

η_{CT} – randamentul de referință al celei mai eficiente centrale termice din țară (cu puterea comparabilă cu puterea termică a CET). În conformitate cu prezenta metodologie $\eta_{CT}=0,92$;

η_{CETj} – randamentul global de producere a energiei electrice și termice de CET în anul „j”. La ajustarea tarifelor valoarea randamentului global se stabilește nu mai mică decât valoarea medie a acestuia pe parcursul ultimilor 5 ani.

Cantitatea de combustibil repartizată energiei electrice produse de CET se determină conform formulei:

$$Q_{EEj} = Q_{CTEj} - \Delta Q_{CETj} \times \left(\frac{Q_{CTEj}}{Q_{CTEj} + Q_{CTj}} \right) \quad (8)$$

Cantitatea de combustibil repartizată producerii energiei termice de CET se determină conform formulei:

$$Q_{ETj} = Q_{CTj} - \Delta Q_{CETj} \times \left(\frac{Q_{CTj}}{Q_{CTEj} + Q_{CTj}} \right) \quad (9)$$

Tabelul 30 Exemplu de alocare a consumului de combustibil – pentru ianuarie 2017 – conform proiectului noii metodologii ANRE

	Unitate de măsură	CET Sursa 1			CET Sursa 2		
		energia electrică	energia termică	total	energia electrică	energia termică	total
Randamentul de referință CTE și CT conform metodologiei		0.35	0.92		0.35	0.92	
Energie produsă	MW, Gcal	210.80		590.80	31.00		101.00
Energie livrată	MW, Gcal	185.90	380.00		24.60	70.00	
Consum combustibil de facto	mii m ³			85.50			13.40
Consum combustibil de facto	mii tone echivalent cărbune			100.16			15.70
Cantitatea de combustibil de facto	Gcal			701.10			109.88
Cantitatea de combustibil CTE și CT	Gcal	517.97	413.04	931.01	76.17	76.09	152.26
Economia de combustibil	Gcal			229.91			42.38
Economia de combustibil la energia electrică/termică	Gcal	127.91	102.00		21.20	21.18	
Cantitatea de combustibil de facto la energia electrică/termică	Gcal	390.06	311.04		54.97	54.91	
Consum combustibil convențional	t.c.c.	55.72	44.43	100.16	7.85	7.84	15.70
Consum specific de combustibil de facto	gc.c./kWh, kg c.c./Gcal	299.74	116.93		319.22	112.06	

- Metoda de alocare a combustibilului nr.2: Metodă bazată pe producerea energiei termice**

Metodologia prevede alocarea costului combustibilului utilizat între energia electrică și termică produsă, în așa fel încât combustibilul pentru producerea energiei termice este calculat în baza formulei:

Energie termică produsă / 92% randamentul de producere.

Combustibilul pentru producerea energiei electrice este calculat în baza formulei:

Consumul total de combustibil – combustibilul alocat pentru producerea energiei termice.

- Metoda de alocare a combustibilului nr.3: Metoda bazată pe energia produsă**

Metodologia prevede alocarea costului combustibilului folosit între energia electrică și termică produsă, în așa fel încât combustibilul pentru producerea energiei termice este calculat în baza formulei:

*Energia termică produsă (MWh) / ((energia electrică produsă (MWh) + energia termică produsă (MWh)) * consumul total de combustibil.*

Combustibilul pentru producerea energiei electrice este calculat în baza formulei:

*Energia electrică produsă (MWh) / ((energia electrică produsă (MWh) + energia termică produsă (MWh)) * consumul total de combustibil.*

Rezumatul impactului diferitor metode de alocare a combustibilului

Pe scurt, impactul diferitor metode de alocare a combustibilului influențează considerabil costul de producere a energiei termice. Folosind metodologia ANRE, costul producerii 1 Gcal de energie termică livrată în rețea este de 535,4 lei, folosind metoda bazată pe energia termică: 692,7 lei, și respectiv, folosind metoda bazată pe energie: 742,2 lei.

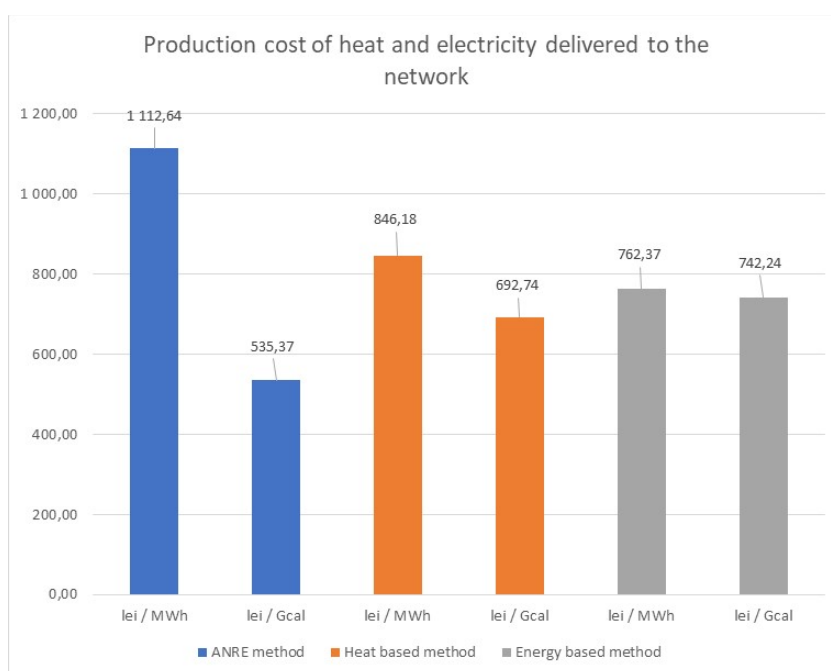


Figura 25 Costurile de producere a energiei termice și electrice livrate în rețea
(Legendă: "ANRE method" = Metoda ANRE; "Heat based method" = Metoda bazată pe energia termică; "Energy based method" = Metoda bazată pe energie)

13.10 Rezumatul Analizei

În concluzie: Instalarea unor unități MAIG cu capacitatea de 55 MW_e repartizate între CT Vest și CET Sursa 3 și instalarea unei unități MAIG de 4.0 MW_e la CT Sud, este cea mai fezabilă soluție; aceste unități vor acoperi sarcina termică medie a SACET în perioada de vară și vor funcționa pe parcursul întregului an pentru asigurarea sarcinii de bază. Instalarea MAIG la CT-Sud nu este o investiție urgentă și a fost planificată pentru anul 2026.

Rezumat: soluția cea mai fezabilă pentru necesitățile investiționale este Opțiunea care include:

- Reconstrucția Unității 1 la CET Sursa 1 (contract în derulare)
- Reconstrucția Unității 2 la CET Sursa 1
- Reparația capitală a Unității 3 la CET Sursa 1
- Instalarea a 2 unități MAIG de 11 MW_e la CET Sursa 3
- Instalarea a 3 unități MAIG de 11 MW_e la CT Vest

Beneficiile pachetului investițional propus sunt:

- Reconstrucția Unității 1 la CET Sursa 1 va extinde durata de funcționare a Unității cu 50 000 ore, asigurând producerea energiei termice și electrice la CET Sursa 1. În afară de aceasta, în urma investiției va crește capacitatea de producere a energiei electrice de la 80 MW_e la 98 MW_e și se va îmbunătăți eficiența producerii energiei termice cu 1,5%.
- Reconstrucția Unității 2 la CET Sursa 1 va extinde durata de funcționare a Unității cu 50 000 ore, asigurând producerea energiei termice și electrice la CET Sursa 1. În afară de aceasta, în urma investiției va crește capacitatea de producere a energiei electrice de la 80 MW_e la 98 MW_e și se va îmbunătăți eficiența producerii energiei termice cu 1,5%.
- Reparația capitală a Unității 3 la CET Sursa 1 va extinde durata de funcționare a Unității 3 de rezervă probabil cu 25 000 ore.
- Instalarea a 2 unități MAIG de 11 MW_e la CET Sursa 3 și a 3 unități MAIG de 11 MW_e la CT Vest are următoarele beneficii:
 - Datorită vânzărilor suplimentare de energie electrică și a creșterii cantității de energie termică produsă în cogenerare, profitabilitatea funcționării va crește de la USD 13,7 milioane până la USD 31,6 milioane. Beneficiul suplimentar este de USD 17,9 milioane.
 - Perioada simplă directă de recuperare (fără rata dobânzii) a investiției va fi de 3,8 ani (perioada simplă de recuperare se calculează în baza formulei: costul investiției împărțit la rezultatul operațional exclusiv amortizarea (anul 2024)).
 - Energia electrică suplimentară produsă netă va fi de 362 558 MWh_e/an, o creștere de 58,6% față de nivelul actual de producere
 - Cantitatea suplimentară de energie termică vândută produsă în cogenerare va crește cu 102 800 Gcal/an, respectiv cu 8,2%. Cantitatea de energie termică produsă folosind cazane de apă fierbinte va scădea cu 25,0%.
 - Fiabilitatea și flexibilitatea alimentării cu energie termică a consumatorilor vor crește semnificativ.
 - Investițiile prevăzute în această Opțiune vor putea acoperi pe deplin sarcina termică medie din perioada de vară.
 - Pentru implementarea Investiției este posibilă folosirea infrastructurii electrice și a altei infrastructuri existente, reducând costurile investiționale și timpul de implementare.
 - Investiția reduce semnificativ povara creșterii tarifului la energia termică.

14 Sensibilitatea RIR a Opțiunii de investiții pe termen scurt propuse

Pentru analiza de sensibilitate, Consultantul a comparat efectul asupra ratei interne de rentabilitate a următorilor factori:

Costurile investițiilor prioritare (PIP)

Pentru factorul ce ține de costurile investițiilor prioritare (PIP), a fost calculat efectul scăderii cu 20% și a creșterii cu 20% a costului investițiilor.

Factorul - costurile investițiilor prioritare (PIP):

		-20 %	Situația de bază	+ 20 %
RIRE		28,7 %	23,5 %	19,5 %
RIRF		26,7 %	21,2 %	16,8 %

Rezumat: Factorul ce ține de costurile investițiilor PIP nu este prea sensibil. Dacă costul investițiilor crește cu 20%, RIRF va continua să rămână în mare parte deasupra costului finanțării (presupunând condițiile împrumuturilor BIRD, constând din Libor + o mică marjă).

Impactul creșterii tarifului la gaze

În ceea ce privește factorul legat de tariful la gaze, a fost calculat efectul unei creșteri de 20% a prețului gazelor.

Factorul - tariful la gaze:

	Situația de bază	Creștere +10 % a tarifului la gaze	Creștere +10% a tarifului la gaze și energie termică
RIRE	23,5 %	7,8 %	21,4 %
RIRF	21,2 %	-5,4 %	18,4 %

Rezumat: Factorul PIP ce ține de tariful la gaze este foarte sensibil. Dacă tariful la gaze crește cu 10%, RIRE scade la nivelul de 7,8% iar RIRF – la -5,4%. Totuși, se presupune că dacă va crește prețul la gaze, tariful la energia termică va fi majorat corespunzător. Impactul incorporat prevede: RIRE 21,4% și RIRF 18,4%.

15 Analiza fluxului de mijloace bănești

Situația privind fluxul de mijloace bănești, milioane USD.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
Total venituri	148.9	146.8	150.6	154.1	183.4	183.4	183.4	183.4	183.4
Total cheltuieli	135.2	134.4	134.9	137.2	151.8	151.8	151.8	151.8	151.8
Marja operațională	13.7	12.4	15.7	16.9	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6
Dobânda la datoria externă și cheltuieli de finanțare	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dobânda la mijloace bănești	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuielile nete cu dobânda	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciere și amortizare	5.5	7.0	7.0	9.2	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
Fluxul de mijloace bănești înainte de impozitare	19.1	19.3	22.6	26.1	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9
Impozitele achitate	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxul de mijloace bănești operațional	19.1	19.3	22.6	26.1	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9
Componenta 3.2.(ii) / Componenta investiții capitale / Servicii de Consultanță	0.00	-0.15	-0.60	-0.60	-0.15	0.00	0.00	0.00	0.00
Componenta de bază / Investiții capitale / Sursa 1, Unitatea 1	-2.22	-2.88	-2.88	-2.88	-1.14	0.00	0.00	0.00	0.00
Componenta 1.1 (i) / Investiții capitale / Sursa 1, Unitatea 2	0.00	-1.20	-8.40	-2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Componenta 1.1 (ii) / Investiții capitale / Sursa 1, Unitatea 3	0.00	0.00	0.00	-4.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Componenta 1.2 (i) / Investiții capitale / Unități MAIG la Sursa 3	0.00	0.00	-2.80	-22.40	-2.80	0.00	0.00	0.00	0.00
Componenta 1.2 (i) / Investiții capitale / Unități MAIG la CT Vest	0.00	0.00	-3.57	-28.56	-3.57	0.00	0.00	0.00	0.00
Componenta 1.2 (i) / Investiții capitale / Transformatoare și instalații de distribuție	0.00	0.00	-0.63	-5.04	-0.63	0.00	0.00	0.00	0.00
Componenta 2 / Investiții capitale / Investiții pilot de eficiență energetică	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Componenta 3.1 / Suport de consultanță pentru implementarea și supravegherea proiectului	0.00	0.00	-0.40	-1.20	-0.40	0.00	0.00	0.00	0.00
Component 3.2 (i) / Sistem Informațional modern de Management	0.00	0.00	-0.60	-1.80	-0.60	0.00	0.00	0.00	0.00
Component 3.2 (ii) / Model modern de Calcul Hidraulic	0.00	0.00	-0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capital circulant suplimentar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Investiții capitale / Înlocuirea conductelor rețelelor termice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Investiții capitale / Instalarea Punctelor Termice Individuale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fluxul mijloacelor bănești înainte de finanțare	16.9	15.1	2.5	-43.0	34.6	43.9	43.9	43.9	43.9
Împrumuturi datorie externă / Servicii de Consultanță	0.00	0.15	0.60	0.60	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Sursa 1, Unitatea 1	2.22	2.88	2.88	2.88	1.14	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Sursa 1, Unitatea 2	0.00	1.20	8.40	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Sursa 1, Unitatea 3	0.00	0.00	0.00	4.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Împrumuturi datorie externă / Unități MAIG la Sursa 3	0.00	0.00	2.80	22.40	2.80	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Unități MAIG CT Vest	0.00	0.00	3.57	28.56	3.57	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Transformatoare și instalații de distribuție	0.00	0.00	0.63	5.04	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Investiții pilot de eficiență energetică	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Suport de consultanță pentru implementarea și supravegherea proiectului	0.00	0.00	0.40	1.20	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Sistem Informațional modern de Management	0.00	0.00	0.60	1.80	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Model modern de Calcul Hidraulic	0.00	0.00	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Înlocuirea conductelor rețelelor termice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Împrumuturi datorie externă / Instalarea Punctelor Termice Individuale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fluxul mijloacelor bănești după finanțare	19.1	19.3	22.6	26.1	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9
Rambursări datorie externă / Servicii de Consultanță	0	0	0	0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Rambursări datorie externă / Sursa 1, Unitatea 1	-2.22	-2.88	-2.88	-2.88	-1.14	0	0	0	0
Rambursări datorie externă / Sursa 1, Unitatea 2	0	0	0	0	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9
Rambursări datorie externă / Sursa 1, Unitatea 3	0	0	0	0	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
Rambursări datorie externă / Unități MAIG la Sursa 3	0	0	0	0	-2.2	-2.2	-2.2	-2.2	-2.2
Rambursări datorie externă / Unități MAIG CT Vest	0	0	0	0	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7
Rambursări datorie externă / Transformatoare și instalații de distribuție	0	0	0	0	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5
Rambursări datorie externă / Investiții pilot de eficiență energetică	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Rambursări datorie externă / Suport de consultanță pentru implementarea și supravegherea proiectului	0	0	0	0	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Rambursări datorie externă / Sistem Informațional modern de Management	0	0	0	0	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Rambursări datorie externă / Model modern de Calcul Hidraulic	0	0	0	0	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02
Investiții finanțate din fonduri bănești / Înlocuirea conductelor rețelelor termice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Investiții finanțate din fonduri bănești / Instalarea Punctelor Termice Individuale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Contribuții de capital propriu	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grant	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Comision Front-end	0	-0.2	0	0	0	0	0	0	0
Comision de angajament	0.0	-0.2	-0.2	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Rata dobânzii	0.0	0.0	-0.2	-0.8	-0.9	-0.8	-0.7	-0.4	0.0
Fluxul de mijloace bănești disponibil pentru dividende și rezerve	16.9	16.0	19.3	22.2	34.7	35.9	36.0	36.3	36.7

Rezumat: În baza analizei, fluxul de numerar al Termoelectrica va fi pozitiv în pofida costurilor Împrumutului și a investițiilor (în rețele termice, puncte termice individuale) care vor fi finanțate din mijloacele proprii.

16 Recomandarea

În baza analizei tehnice și economice, opțiunea recomandată pentru producerea energiei este:

Reconstrucția Unităților 1 și 2 la CET Sursa 1

Reparația capitală a turbinei Unității 3 la CET Sursa 1

Instalarea unităților MAIG cu o capacitate totală de circa 55 MW_e/43 Gcal energie termică la CET Sursa 3 și CT Vest

Instalarea transformatoarelor electrice la CT Vest și a instalațiilor de distribuție ID-110 kV la CET Sursa 3 și CT Vest

Modelarea hidraulică a SACET, livrarea Modelului și instruirea Clientului

Implementarea unui program de investiții pilot de Eficiență Energetică

Continuarea programului de reabilitare a rețelelor termice

Continuarea programului de instalare a PTI

Implementarea unui Sistem Informațional de Management modern comprehensiv

Crearea Unității de Management al Proiectului și a Echipei de Supraveghere Tehnică pentru implementarea proiectului