



HOTĂRÂREA NR. 120

privind aprobarea documentației tehnico-economice-faza S.F. pentru obiectivul „Implementarea cogenerării de înalta eficiență în centralele termice din zonă”

Consiliul Local al Municipiului Mangalia, întrunit în ședința de îndată din data de **18.07.2018**,

Având în vedere:

- Expunerea de motive prezentată;
- Proiectul de hotărâre inițiat de Primarul Municipiului Mangalia și aprobat de membrii Consiliului Local Mangalia;
- Referatul Direcției de Achiziții, Investiții și Programe de Dezvoltare din cadrul aparatului de specialitate al Primarului Municipiului Mangalia cu nr.48654/17.07.2018;
- Prevederile Legii nr.121/2014 privind eficiență energetică, cu modificările și completările ulterioare;
- Prevederile HG 907/29.11.2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare.
- Programul "Termoficare 2006-2020 – căldură și confort".
- Avizul de legalitate al secretarului Municipiului Mangalia,

În temeiul art.36, alin.(2), lit. b) coroborat cu alin. (4), lit.e), din Legea nr.215/2001 privind administrația publică locală, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

HOTĂRĂȘTE:

Art.1 Se aprobă documentația tehnico-economică – faza S.F. pentru obiectivul „Implementarea cogenerării de înalta eficiență în centralele termice din zonă”, conform **anexei** care se constituie parte integrantă din prezentul act administrativ.

Art.2 Se aprobă valoarea totală rezultată din devizul general al investiției în cuantum de **8.453.567,00 lei fără T.V.A. din care C+M 2.282.463,00 lei.**

Art.3 Se aprobă sursa de finanțare prin Programul Termoficare 2006-2020, respectiv:

- **70%** contribuția bugetului de stat
- **30%** contribuția bugetului local

Art.4 Începând cu data prezentei orice alt act administrativ contrar își încetează aplicabilitatea.

Art.5 Secretarul Municipiului Mangalia va comunica prezenta hotărâre serviciilor și direcțiilor vizate în vederea ducerii la îndeplinire, Primarului Municipiului Mangalia, Instituției Prefectului Județul Constanța, pentru control și verificarea legalității și o va afișa în locuri publice pentru a fi cunoscută de către cetățenii municipiului.

Prezenta hotărâre a fost adoptată cu un nr. de 14 voturi "pentru", 0 voturi "împotrivă" și 0 voturi "abținere", din nr. de 14 consilieri prezenți la ședință și un nr. de 19 consilieri în funcție.

MANGALIA

DATA: 18.07.2018



**Contrasemnează
Secretar Municipiu
Cabuz Andreea**

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Cabuz", is written below the printed name.

Anexa la H.C.L nr. 120/18.07.2018.



ENGINEERING PROJECT DEVELOPMENT S.R.L.
J40/8164/2008; CUI RO23854142; Capital social 10.000 lei
Str.C.C.Arion nr.13, etaj 1, sect. 1, Bucuresti, cod postal 011081
Telefon / fax: +4021-313.04.61; office@epd.ro; www.epd.ro
RO82.BTRL.0430.1202.M509.07XX-BANCA TRANSILVANIA-SUC.UNIRII

MARCA DE CONFORMITATE SISTEME



BENEFICIAR: PRIMARIA MUNICIPIULUI MANGALIA, JUD. CONSTANTA

CONTRACT

**DENUMIRE: ACTUALIZARE STUDIU DE FEZABILITATE PRIVIND
IMPLEMENTAREA COGENERARII DE INALTA EFICIENTA
IN CENTRALE TERMICE DE ZONA**

PROIECT NR. 315/2017

FAZA S.F.

EXEMPLAR NR. /3

**DIRECTOR GENERAL,
Ing. Emilian PETRISOR**



-2017-

LISTA DE SEMNATURI



Sef Proiect:

Ing. Emilian PETRISOR

[Handwritten signature]

Proiectanti:

Ing. Florin UNGUREANU

[Handwritten signature]

Ec. Raluca PETRISOR BUZILA

[Handwritten signature]

CUPRINS

Abrevieri	5
Unități de măsură	6
Definiții	7
1 Informații generale	8
1.1. Denumirea obiectivului de investiții	8
1.2. Ordonator principal de credite	8
1.3. Ordonator de credite	8
1.4. Beneficiar	8
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	8
2 Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții	9
2.1. Concluziile studiilor anterioare	9
2.2. Context. Cadrul legal	11
2.3. Situația existentă	12
2.3.1. Localizare	12
2.3.2. SACET Mangalia	12
2.3.3. Infrastructura existentă	12
2.3.4. Informații funcționale	13
2.3.5. Infrastructura Zonel 1	14
2.3.6. Caracterizarea energetică a Zonel 1	17
2.3.7. Deficiențe constatate și potențial de creștere	18
2.4. Evoluția cererii de căldură	18
2.5. Obiectivele proiectului	19
3 Scenarii tehnico-economice	20
3.1. Definirea scenariilor	20
3.2. Amplasament	21
3.3. Descriere tehnică	22
3.3.1. Opțiunea B.1	23
3.3.2. Opțiunea B.2	24
3.4. Costurile estimative ale investiției	25
3.5. Graficul de realizare a investiției	25
4 Analiza opțiunilor	26
4.1. Cadrul de referință	26
4.1.1. Metodologie	26
4.1.2. Perioada de referință	26
4.1.3. Evoluția prețurilor	26
4.1.4. Ipoteze de natură economică	27
4.1.5. Penetrarea surselor regenerabile	27
4.1.6. Penetrarea măsurilor de eficiență energetică în clădiri	28
4.2. Analiza vulnerabilităților	28
4.3. Situația utilităților	28
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții	28
4.4.1. Economii de energie	28
4.4.2. Concluziile evaluării impactului asupra mediului	29
4.4.3. Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției	30
4.5. Analiza cererii	30
4.6. Analiza financiară	32
4.6.1. Premisele analizei	32
4.6.2. Analiza comparativă	32
4.6.3. Sustenabilitate	33

4.7.	Analiza cost-eficacitate	33
4.7.1.	Raportul cost/rezultat.....	34
4.7.2.	Analiza sensibilității.....	34
4.8.	Analiza riscurilor	35
5	Opțiunea tehnico-economică recomandată.....	37
5.1.	Evaluarea scenariilor	37
5.2.	Selectarea opțiunii recomandate	37
5.3.	Descrierea investiției	37
5.3.1.	Descriere funcțională și tehnologică	37
5.3.2.	Controlul automat al proceselor	38
5.3.3.	Unitățile de cogenerare	38
5.3.4.	Rețelele pentru interconectarea centralelor	39
5.4.	Indicatori tehnico – economici	39
5.4.1.	Date tehnice	39
5.4.2.	Costuri estimative.....	40
5.5.	Surse de finanțare.....	42
6	Acorduri și avize.....	42
6.1.	Certificatul de urbanism	42
6.2.	Aviz de mediu	42
6.3.	Avize utilități	42
6.4.	Studiu topografic.....	42
7	Implementarea investiției	43
7.1.	Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției	43
7.2.	Strategia de implementare	43
7.2.1.	Durata și etapele realizării	43
7.2.2.	Eșalonarea costurilor corelate cu graficul de realizare al investiției	43
7.3.	Strategia de exploatare.....	44
7.3.1.	Strategia operațională	44
7.3.2.	Conducerea proceselor	44
7.3.3.	Întreținerea echipamentelor.....	45
8	Concluzii și recomandări.....	45
9	Bibliografie	48
Anexa 1	– Plan de situație	49
Anexa 2	– Planuri de amplasament.....	50
Anexa 3	– Devize pe obiect.....	51
Anexa 4	– Detalii rețele.....	51
Anexa 5	– Scheme CT9	53

ABREVIERI

A.N.R.E.	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
A.N.R.S.C	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice
a.c.m.	apă caldă menajeră
CET	centrală electrică de termoficare
CLU	combustibil lichid ușor
CT	centrală termică
EE	energie electrică
(E)EP	(economie de) energie primară
ET	energie termică
EIA	<i>Energy Information Administration (US)</i>, agenția SUA pentru informații în domeniul energiei
EUR	moneda europeană, euro
MAI	motor cu ardere internă
MWt	megawatt – putere termică
MWe	megawatt – putere electrică
PCI	putere calorică inferioară
PNAEE	Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice
SACET	Sistemul de Alimentare Centralizată cu Energie Termică
SEN	Sistemul Energetic Național
TG	Turbină cu gaze
UE	Uniunea Europeană
VNA	Valoare netă actualizată

Unități de măsură

Unitate măsură	MWh	GJ	Gcal
MWh	1	3,6	0,86
GJ	0,28	1	0,24
Gcal	1,16	4,19	1

Definiții

Termoficarea (încălzirea centralizată) este procesul tehnologic de alimentare cu energie termică a unui număr mare de clădiri (consumatori rezidențiali, publici și privați) caracterizate printr-o densitate ridicată; căldura este produsă în surse distincte și transportată și/sau distribuită prin rețele de conducte (rețele termice).

Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) reprezintă ansamblul instalațiilor tehnologice, echipamentelor și construcțiilor, situate într-o zonă precis delimitată, legate printr-un proces tehnologic și funcțional comun, destinate producerii, transportului și distribuției energiei termice, prin rețele termice, pentru mai mulți utilizatori [7].

Centrale termice (CT) reprezintă ansamblul de instalații, construcții și echipamente necesare pentru conversia unei forme de energie în energie termică [7]. Centralele termice produc numai energie termică utilizată pentru încălzire și apă caldă de consum.

Centrale electrice de cogenerare (termoficare) (CET), reprezintă ansamblul de instalații, construcții și echipamente necesare pentru producerea energiei electrice și energiei termice în cogenerare [7].

Cogenerarea reprezintă producerea simultană, într-un singur proces, cu aceeași instalație și din aceeași formă de energie primară, a energiei termice și a energiei electrice și/sau mecanice. Altfel spus, cogenerarea constă în producerea combinată și simultană de energie termică și de energie electrică și/sau mecanică în instalații tehnologice special realizate pentru aceasta [8].

Cogenerare de înaltă eficiență este cogenerarea care îndeplinește criteriile stabilite prin hotărâre a Guvernului [9]; presupune ca producția de cogenerare să asigure realizarea unor economii de energie primară de cel puțin 10% față de valorile de referință ale producției separate de energie electrică și energie termică.

Rețea termică - ansamblul de conducte, instalații de pompare, altele decât cele existente la producător, și instalații auxiliare cu ajutorul cărora energia termică se transportă în regim continuu și controlat între producători și stațiile termice sau utilizatori [8].

Punctele termice reprezintă ansamblul instalațiilor prin care se realizează adaptarea parametrilor agentului termic la necesitățile consumului unui utilizator [7].

Bransamentele termice reprezintă legătura fizică dintre o rețea termică și instalațiile proprii ale unui utilizator [7].

Consumator de energie termică este persoana fizică sau juridică ce utilizează energie termică în scop propriu prin instalațiile proprii [7].

Eficiența energetică este definită ca raportul dintre valoarea rezultatului constând în performanță, servicii, bunuri sau energie și valoarea energiei folosite în acest scop [8].

Utilizarea eficientă a energiei, creșterea eficienței energetice este definită ca realizarea unei unități de produs, bun sau serviciu fără scăderea calității sau performanțelor acestuia, concomitent cu reducerea cantității de energie cerute pentru realizarea acestui produs, bun sau serviciu.

Economia de energie este definită drept cantitatea de energie economisită determinată prin măsurarea și/sau estimarea consumului înainte și după punerea în aplicare a oricărui tip de măsură, inclusiv a unei măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice, asigurând în același timp normalizarea condițiilor externe care afectează consumul de energie [8].

Autorități de reglementare competente - Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice, denumită în continuare A.N.R.S.C., și Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, denumită în continuare A.N.R.E.

1. Informații generale

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Prezentul studiu de fezabilitate se referă la realizarea obiectivului de investiții: „Alimentarea cu energie termică produsă în cogenerare a consumatorilor racordați la SACET Zona 1 Mangalia”.

Acest studiu se încadrează în strategia actualizată pentru alimentare cu căldură a Municipiului Mangalia și se referă la prima investiție din cele propuse în Studiul privind evaluarea potențialului de cogenerare în cadrul Goldterm Mangalia S.A. din anul 2016, întocmit de SC EMBRYO-PROJECTS SRL. Prezentul studiu actualizează caracteristica energetică a Zonei 1 cu fluxurile energetice în care, înregistrate în cursul anului 2016 și detaliază soluția tehnică pentru realizarea Zonei 1- etapă I. Motivul actualizării sunt schimbările legislative privind promovarea Cogenerării de înaltă eficiență și necesitatea esalonării efortului bugetar.

În acest sens, investiția se va derula în două etape:

- în etapa I (studiul de față) instalarea unei unități de cogenerare de 1,8MWe/1,8MWt în CT9 și realizarea interconectării centralelor;
- în etapa II instalarea unei unități de cogenerare de până la 2,0MWe/2,0MWt în CT10.

Studiul se încadrează în strategia actualizată pentru alimentare cu căldură a Municipiului Mangalia.

1.2. Ordonator principal de credite

Ordonatorul principal de credite este Primăria Municipiului Mangalia – dl. Radu Cristian, primar.

1.3. Ordonator de credite

Ordonatorul secundar de credite – nu este cazul

1.4. Beneficiar

Beneficiarul proiectului de investiții este UAT Mangalia?

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Elaboratorul studiului de fezabilitate este **ENGINEERING PROJECT DEVELOPEMENT SRL...** adresa: BUCUREȘTI, sector 5, Str. Drumul Cooperativ nr.18E cod CAEN: 7022 – Activități de consultanță pentru afaceri și management **ENGINEERING PROJECT DEVELOPEMENT (EPD-SRL)** este o societate cu capital integral privat, înființată în mai 2008.

Calitatea serviciilor EPD este rezultatul obținut prin aplicarea unei strategii coerente, pornind de la calificarea personalului și continuând cu calitatea soluțiilor și serviciilor oferite, prin obținerea finalității acestui proces în condiții de maximă eficiență financiară.

Rezultatele serviciilor prestate de firmă sunt susținute și prin certificările și autorizațiile obținute, astfel:

- Implementarea Sistemului de Management al Calității, în conformitate cu cerințele ISO 9001/2008
- implementarea Sistemului de Management de Mediu, în conformitate cu cerințele standardului SR EN ISO 14001:2005
- Autorizație emisă de Ministerul Administrației și Internelor - Inspectoratul General pentru Situații de Urgență pentru efectuarea lucrărilor de proiectare a sistemelor și instalațiilor de semnalizare, alarmare și alertare în caz de incendiu (Seria A nr. 1924/20.03.2012)
- Autorizație emisă de Ministerul Administrației și Internelor - Inspectoratul General pentru Situații de Urgență pentru efectuarea lucrărilor de proiectare a sistemelor și instalațiilor de limitare și stingere a incendiilor (Seria A nr. 1933/20.03.2012)

Managementul societății este asigurat de profesioniști cu peste 20 de ani de experiență în domeniul investițiilor.

Activitățile principale desfășurate în firma sunt:

- ▶ prestarea serviciilor de proiectare și inginerie industrială, civilă și urbanism
- ▶ inginerie și servicii de consultanță tehnică
- ▶ consultanță pentru afaceri și management

Serviciile furnizate de proiectare și inginerie și alte servicii tehnice, constau în realizarea de proiecte pentru construcții industriale, civile, edilitare, proiecte de infrastructură (rețele de alimentare cu apă și canalizare, energie electrică, drumuri, stații de tratare apă), centrale termice, surse de producere și/sau stocare gaze tehnice și proiecte de sistematizare terenuri și de urbanism.

Serviciile de proiectare oferite sunt complexe, constând din:

1. Intocmirea Documentației Certificat de Urbanism;
2. Conceptul tehnologic al investiției (stabilirea fluxurilor optime și a instalațiilor/ echipamentelor)
3. Conceptul de arhitectură (stabilirea soluției de arhitectură - Anteproiectul);
4. Intocmirea Proiectului Tehnic;
5. Expertize tehnice ale construcțiilor, instalațiilor aferente;
6. Consultanța și Proiectare amenajări interioare / exterioare;
7. Intocmirea Documentației pentru Avizele solicitate prin Certificatul de Urbanism;
8. Obținerea avizelor .
9. Intocmirea Documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții/desființare;
10. Intocmirea Antemasuratorii, Caletă de Sarcini, Evaluare costuri lucrări - Devize;
11. Intocmirea Detaliilor de Execuție.

Dezvoltarea proiectelor este realizată folosind metode moderne de proiectare asistată de calculator, folosind soluții software CAD, ceea ce conduce la o durată scurtă de execuție a proiectului final și operarea rapidă a eventualelor modificări, în funcție de cerințele de adaptare ce pot interveni în faza de execuție efectivă.

Activitatea de consultanță și dirigenția de șantier asigurată de EPD și constând în consultanța în investiții și urmărirea execuției lucrărilor pe șantier, prin Inspectorii autorizați, se materializează, în principal, prin:

1. Consultanța în alegerea terenului
2. Studiul de fezabilitate și fezabilitate
3. Verificarea de proiecte, conform cerințelor, astfel:
 - A1; A2 -Rezistența și stabilitatea construcției pentru beton și metal
 - AF -Rezistența și stabilitatea fundațiilor
 - B -Siguranța în exploatarea a construcției
 - C -Protectia la foc a clădirii
 - D -Sanatatea oamenilor
 - E -Economia de energie, protecția termică și hidro a construcției
 - F -Protectia de zgomot a construcției
 - A4 -Rezistența și stabilitatea lucrărilor de drumuri și arcaje
 - B2 -Siguranța în exploatarea a lucrărilor de drumuri și parcaje
 - D2 -Protectia mediului pentru lucrările de drumuri și parcaje
 - Is, It, Ig, Ie -Instalații sanitare, termice, gaze, electrice
4. Urmărirea execuției lucrărilor pe șantier prin Dirigenții de șantier autorizați, în conformitate cu legislația în vigoare.
5. Consultanța în elaborarea de documentații pentru obținerea de fonduri europene și consultanța acordată în perioada de implementare a proiectelor, prin personal specializat.

2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții

2.1. Concluziile studiilor anterioare

Studiul privind evaluarea potențialului de cogenerare în cadrul Goldterm S.A. Mangalia [5] a evidențiat posibilitatea acoperirii cu energie termică produsă în cogenerare a peste 60% din cererea de căldură a consumatorilor conectați la SACET Mangalia.

SACET Mangalia alimentează 70% din apartamentele aflate în blocuri de locuințe multi-familiale și, inițial, a utilizat drept combustibil CLU. Prin programele de extindere a rețelei de gaze naturale, centralele au fost dotate cu arzătoare pe gaz, proiect finalizat în 2016.

În contextul legii nr. 121/2014 care se referă în mod specific la „Promovarea eficienței energetice în ceea ce privește serviciile de încălzire și răcire”, primăria Mangalia a identificat oportunitățile de a optimiza din punct de vedere economic serviciile municipale prin instalarea unor unități de cogenerare de înaltă eficiență.

Au fost stabilite 4 zone care se pretează transformării în „insule” cu rețele interconectate și alimentate din unități de cogenerare, conform tabelului următor:

Tabel 1

Zona	Centrale termice	Nr. scări	Producție 2015		Putere cogen MWe	Producție cogen MWht estimare
			încălzire	a.c.m.		
Zona 1	CT7+CT9+CT10	211	24066	283	3,50	15971
Zona 2	CT8+CT12+CT14+CT15	162	14287	333	2,00	9010
Zona 3	CT13+CT17+CT18	112	8080	225	1,20	5893
Zona 4	CT5+CT16	78	5319	520	0,70	3868
Total		563	51752	1361	7,40	34742

Cele 4 zone reprezintă 87% din producția de energie termică pe SACET. Disponibilitatea apei calde din cogenerare și o politică adecvată de tarificare va diminua sărăcia energetică în care se găsesc abonații SACET Mangalia: consumul de a.c.m. pe timpul verii este practic inexistent, reducând proporția a.c.m./încălzire la mai puțin de 50% din cea constatată statistic în alte sisteme centralizate. În evaluări, consumul de a.c.m. a fost corectat ca fiind furnizat din SACET. În Fig. 1 se prezintă o imagine de ansamblu a poziționării centralelor termice conform zonării propuse.



Fig. 1 Apartenența centralelor termice la zonele propuse

Din punct de vedere tehnic, crearea insulelor de cogenerare presupune realizarea unor interconectări între centralele existente prin construirea unor rețele de conducte tur-retur cu

lungimile din Tabel 2 și instalarea unui dispecerat central cu rol de supraveghere și gestiune a centralelor și a abonaților racordați.

Tabel 2

Zona	Centrale termice	Lungime rețea- m*
Zona 1	CT7+CT9+CT10	560
Zona 2	CT8+CT12+CT14+CT15	905
Zona 3	CT13+CT17+CT18	730
Zona 4	CT5+CT16	270
Total		2465

Sursa: Goldterm 2016

Au fost analizate mai multe scenarii și opțiuni, în comparație cu un scenariu de bază fără proiect dar cu centrale termice de zonă modernizate pentru arderea gazului natural.

În ceea ce privește mașina în jurul căreia se construiește unitatea de cogenerare (TG sau MAI) opțiunea s-a îndreptat către motorul cu ardere internă din motive legate de:

- eficiență la puteri relativ mici și sarcini parțiale
- flexibilitate și comoditate operațională
- insensibilitate la porniri repetate și durate relativ scurte de funcționare

Scenariile s-au diferențiat prin alternativa de producere (sau nu) a apei calde menajere în perioadele dinafara sezonului de încălzire. În cazul producerii a.c.m. opțiunile analizate au fost cu și fără acumulare a energiei termice.

Prin prisma scenariilor considerate, analiza globală a SACET a evidențiat drept soluție optimă *varianta cogenerării distribuite cu motoare cu ardere internă și stocare a energiei termice și furnizarea neîntreruptă a energiei termice (apă caldă permanent)*.

Fiecare zonă va fi dotată cu capacități de stocare a energiei termice, provenite din conversia vechilor rezervoare de CLU. Rolul acumulatorilor de energie termică este acela de a asigura funcționarea la parametri nominali a unităților de cogenerare, chiar dacă cererea momentană de căldură este redusă. Posibilitatea de a asigura serviciul a.c.m. pe timpul verii prin pornirea unităților de cogenerare în reprize de 90 de minute o dată sau de două ori pe zi, oferă șansa de a maximiza veniturile din cogenerare, ceea ce face ca opțiunea cu acumulare de energie termică să fie cea recomandată.

Studiul [5] a scos în evidență avantajele pentru societate, cuantificate prin economia de energie primară (23138 MWh/an) și valoarea emisiilor de CO₂ evitate (4396 tone/an). Considerând aceste avantaje, proiectul global și pe fiecare zonă în parte devine rentabil ceea ce îl califică pentru obținerea ajutorului de stat. A fost stabilit un grafic al construirii capacităților de cogenerare care se pot pune în funcțiune în mod eficient economic și durabil printr-un program multi-anual de investiții.

Primul din seria proiectelor de investiții se referă la **Zona 1**, zonă cu cel mai mare potențial de utilizare a energiei termice produsă în cogenerare. Se prevede ca acest proiect să fie implementat într-o perioadă mai mare de un an. Implementarea se va realiza în două etape:

- I. Integrarea unei instalații de cogenerare în CT9 și realizarea rețelelor de interconectare
- II. Integrarea unei instalații de cogenerare în CT10.

2.2.Context. Cadrul legal.

Directiva 2010/31/UE privind performanța energetică a clădirilor, care fundamentează Legea nr. 372/2005 republicată în 2013, menționează faptul că sectorul clădirilor reprezintă 40% din cererea de energie a UE și că „sectorul construcțiilor se află în expansiune, ceea ce va duce la creșterea consumului de energie”.

Directiva are în vedere măsuri de eficiență energetică aplicabile în zona de consum, dar și la furnizare. Acestea din urmă sunt precizate în Directiva 2012/27/UE, transpusă în Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, unde art. 14 se referă în mod specific la „Promovarea eficienței energetice în ceea ce privește serviciile de încălzire și răcire” (Eficiența în alimentarea cu energie).

Astfel, pe lângă eforturile de a construi clădiri noi cu cerințe energetice reduse, este esențială îmbunătățirea modului de utilizare a energiei la nivelul fondului existent de clădiri, nu doar pentru atingerea obiectivelor naționale referitoare la eficiența energetică pe termen mediu, ci și pentru a îndeplini obiectivele pe termen lung ale strategiei privind schimbările climatice și trecerea la o economie competitivă cu emisii scăzute de bioxid de carbon.

Cogenerarea este recunoscută ca o metodă eficientă de reducere a consumului de energie primară. Mai mult, în zonele dens construite, termoficarea rămâne singura tehnologie de încălzire conformă cu caracteristicile clădirilor existente și standardele de siguranță, mediu și arhitectură. În acest context, cogenerarea a evoluat mult în ultimii 20 de ani, devenind azi o tehnologie matură care îndeplinește condițiile de calificare drept tehnologie „de înaltă eficiență” și care permite economii considerabile de energie. Instalațiile moderne de cogenerare acopera o plajă de puteri cuprinsă între câțiva kWe și sute de MWe, chiar dacă prin tehnologii diferite, și sunt principalele surse de energie termică pentru încălzirea urbană.

Instalațiile de cogenerare de mică și medie putere cu gaz natural prezintă costuri de producție și exploatare relativ reduse. Energia electrică poate fi consumată în instalațiile producătorului, evitându-se tarifele de transport și distribuție. Energia electrică în exces poate fi introdusă în SEN sau în rețeaua de distribuție cu respectarea unor prescripții tehnice și comerciale bine definite.

Studiul de față este destinat întocmirii unei documentații de finanțare coerente, care să propună proiecte viabile și să prevadă cele mai eficiente soluții de reabilitare/modernizare din punct de vedere tehnic, financiar, instituțional și de mediu, soluții aplicabile în bugetul estimat și care în final să fie acceptate de către autoritățile responsabile cu finanțarea.

Studiul a fost întocmit în conformitate cu prevederile legislației în vigoare, în special:

1. Hotărârea Guvernului nr.907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice
 2. Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică
 3. cerințele din Regulamentul privind implementarea programului "Termoficare 2006-2015 căldură și confort", componenta de reabilitare a sistemului centralizat de alimentare cu energie termică, aprobat prin Ordinul MAI nr. 124/05.06.2012, modificat și completat ulterior prin Hotărârea Guvernului nr. 602/2015, care prelungeste cu 5 ani durata programului, schimbându-se denumirea în "Termoficare 2006-2020 căldură și confort".
- Integrarea tehnică și comercială a instalațiilor de cogenerare în sistem va respecta condițiile din ordinele respective emise de ANRE.

2.3.Situația existentă

2.3.1.Localizare

Mangalia este al doilea municipiu al litoralului, așezat aproape de extremitatea sudică a litoralului românesc, la 40 km sud de Constanța și la 14 km de granița cu Bulgaria.

Poziția orașului este marcată la sud de limita lacului Mangalia, de țărmul mării la est, iar la vest și la nord, de calea ferată către Constanța, Balta Mangalia și pădurea Comorova.

Mangalia are o populație de peste 36 de mii de locuitori și se întinde pe o suprafață de circa 62 km².

Municipiul este un important centru de afaceri și o locație de primă mărime din punct de vedere turistic datorită stațiunilor Olimp, Neptun, Jupiter, Cap Aurora, Venus și Saturn, construite în pădurea Comorova, de-a lungul mării.

Altitudinea la care se găsește municipiul este de 20 m deasupra nivelului mării, iar valorile medii multianuale ale temperaturilor se situează într-o plajă de la min. 7,3°C la max. 17,2°C. Temperaturile minime se situează între -2°C și 6 °C în Ianuarie, iar maximele între 17°C și 28°C în august. Numărul mediu de grade-zile de încălzire este 2880 (C107-2005).

2.3.2.SACET Mangalia

Municipiul Mangalia dispune de un sistem de alimentare centralizată cu energie termică realizat în anii 1970-1980 și modernizat în anii 1993-2010.

SACET Mangalia are în componență 42 de centrale termice de cvartal, echipate cu cazane de apă caldă pentru producerea energiei termice pentru încălzire și apă caldă menajeră, și sistemul de rețele termice pentru distribuția agentului termic către consumatorii finali.

Structura abonaților SACET este următoarea (2016, [11], [2]):

- 7.011 apartamente bransate la sistemul centralizat dintr-un total de 10.647;
- 38 de locuințe individuale (case);
- 88 de instituții publice și agenți economici.

Mangalia este unul dintre putinele orașe ale României care a cunoscut un ușor grad de creștere (3%) a numărului de abonați în perioada 2009 - 2014, conform [2].

2.3.3.Infrastructura existentă

Inițial, centralele au fost construite pentru a utiliza combustibil lichid. În prezent, municipiul dispune de rețea de gaze naturale la care au fost racordate 16 centrale termice (CT5, CT7, CT8,

CT9, CT10, CT12, CT13, CT14, CT15, CT16, CT17, CT18, CT24, CT25, CT28, CT45). Celelalte 26 de centrale termice folosesc combustibil lichid ușor, dar se află într-un proces de modernizare care include schimbarea arzătoarelor pentru funcționarea pe gaz natural.

La două centrale termice au fost instalate echipamente de producere a energiei termice pe baza energiei solare (CT12 și CT15).

Datele de intrare - combustibil, gaze naturale, energie electrică și apă - sunt monitorizate prin contorizare și înregistrări zilnice.

Contorizarea energiei termice la nivel de centrală termică și de brânșament este realizată în proporție de 100% - existând la această dată 656 contoare pentru încălzire și 280 contoare pentru apă caldă menajeră.

Puterea termică totală instalată în centralele termice este de 74,51 Gcal/h.

În componența SACET mai sunt 3 puncte termice (PT1, PT3 și PT6) cu o putere termică instalată totală de 9,55 Gcal/h și 19 module termice de bloc cu o putere termică instalată totală de 4,90 Gcal/h.

Toate centralele și punctele termice sunt dotate cu echipamente de automatizare cu compensare climatică și pot funcționa fără spraveghere.

Sistemul de distribuție și transport a agentului termic către consumatori cuprinde:

- rețele termice de transport cu o lungime de cca. 3610 m, reabilitate 100%;
- rețele termice de distribuție cu o lungime de cca. 58630 m, reabilitate în proporție de 80%, în rest efectuându-se reparații curente și înlocuiri de conducte pe porțiuni, în vederea reducerii pierderilor masice și menținerii pierderilor prin transfer termic în limite acceptabile.

2.3.4. Informații funcționale

Producția de energie termică a anului 2016 este de 60787 MWh din care:

- 58321 MWh folosind combustibil gaze naturale (GN);
- 2466 MWh folosind combustibil lichid ușor (CLU).

Energia termică facturată este de 52397 MWh, adică un consum mediu de 7,4 MWh/an pe apartament echivalent.

Consumul total de combustibil este de 69446 MWh calculat la puterea calorică inferioară, iar cel de energie electrică este de 1983 MWh.

Datele sunt sintetizate în Tabel 3, iar curba lunară de sarcină este prezentată în Fig. 2.

Tabel 3

2015	u.m.	GN	CLU	Total
ET produsă	MWh	58321	2466	60787
ET facturată, din care:	MWh	49953	2444	52397
încălzire	MWh	48988	2197	51185
apă caldă menajeră	MWh	965	247	1212
Combustibil (pci)	MWh	65612	3834	69446
Apă	m ³	40292	47	40339
Energie electrică	MWh	1936	47	1983
Consum specific ET facturată	MWh/MWh	1,31	1,57	1,33
Consum specific ET produsă	MWh/MWh	1,13	1,55	1,14
Eficiența (facturat/produs)	-	0,86	0,99	0,86

Sursa: Goldterm 2017

Un aspect remarcabil al performanței SACET Mangalia este eficiența ridicată a rețelei, ca urmare a investițiilor deja realizate.

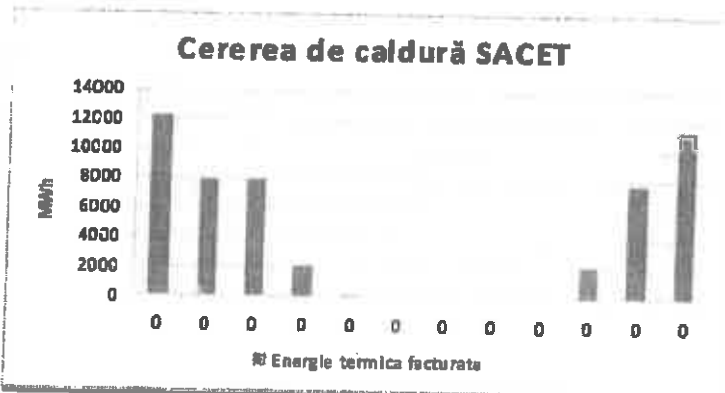


Fig. 2

Energia termică facturată lunar în SACET Mangalia (2016)

Se remarcă valorile foarte scăzute ale consumului de apă caldă, care nu pot fi puse doar pe seama instalațiilor solare din CT12 și CT15. Analiza la nivel de centrală arată că mulți abonați optează pentru soluții alternative privind aprovizionarea cu apă caldă de consum.

Centralele CT8, CT9, CT10, CT18, CT25, CT45 care au o cotă de 45% din total energie termică pe gaz natural, nu au deloc cerere de apă caldă. La fel centralele care produc energie termică pe CLU, nu furnizează apă caldă de consum.

În zonele unde abonații optează pentru consumul de apă caldă produsă în centrală (de ex. CT5, CT16) valorile facturate reprezintă cca 8% din total, adică în jurul valorilor statistic constatate în majoritatea sistemelor de încălzire urbană.

2.3.5. Infrastructura Zonei 1

Zona 1 cuprinde infrastructura SACET corespunzătoare centralelor CT7, CT9 și CT10. Centralele alimentează un număr de 2757 apartamente (113693m²) dintr-un total de 4248 apartamente (179970m²) în blocurile branșate și 3 agenți economici (1500m²).

Gradul de conectare este de 65%, sub media pe SACET. Din acest motiv, potențialul de reconectare este mai mare decât în alte zone, în condițiile în care modernizarea zonei va conduce la creșterea calității serviciului de alimentare cu energie termică.

Centrala termică nr. 7 (CT7 - str. Sirenei)

Suprafața construită a centralei este de 345m², suprafața terenului aferent fiind de 734m², în proprietatea municipiului Mangalia.

Anul PIF este 2003. În anul 2013 centrala termică a fost modernizată și racordată la sistemul de distribuție a gazelor naturale.

Descriere generală

Funcționarea centralei termice este complet automatizată, parametrii de furnizare fiind stabiliți după diagrame de reglaj și comenzile reglatoarelor de temperatură. Pentru creșterea fiabilității cazanelor și a pompelor de circulație de pe cazane, este realizată separarea circuitelor prin schimbătoare de căldură cu plăci. Apa caldă menajeră (max. 60°C) este preparată prin două schimbătoare de căldură în plăci.

Energia termică pentru încălzire și preparare apă caldă menajeră este contorizată la ieșirea din centrala termică. Datele de intrare - combustibil, gaze naturale, energie electrică, apa - sunt de asemenea monitorizate prin contorizare și înregistrări periodice.

Gospodăria de combustibil lichid, în prezent neutilizată, este alcătuită din rezervoare subterane având capacitate totală de 100m³, două pompe de combustibil și un rezervor de consum zilnic de 2m³ montat în centrală.

Cazanele sunt racordate la două coșuri de fum din zidarie, prin canale de fum (2 buc/coș).

Rețeaua termică aferentă CT7 alimentează un număr de 10 blocuri, respectiv 35 de scări P+4.

Circulația agentului termic se realizează cu pompe amplasate în centrala termică.

Rețelele termice cuprind două conducte din oțel tur-retur pentru transport agent termic încălzire, cu diametre cuprinse între Ø219X7 - Ø 76x3 și o conductă din oțel zincat pentru transport a.c.m. cu diametre cuprinse între Ø4"- Ø 1½".

Conductele sunt amplasate în subteran în canale necirculabile (cca. 730m) și în subsolul blocurilor (cca. 40m).

Rețelele sunt prevăzute cu robinete de izolare amplasate în cămine de vizitare, compensatoare tip IIRă de dilatare și izolații termice din saltele de vată minerală protejate cu carton bitumat.

Centrala termică nr. 9 (CT9 - str. Negru Vodă)

Suprafața construită a centralei este de 381m², suprafața terenului aferent fiind de 739m², în proprietatea Municipiului Mangalia.

Anul PIF este 2005. În anul 2013 centrala termică a fost modernizată și racordată la sistemul de distribuție a gazelor naturale.

Descriere generală

Funcționarea centralei termice este complet automatizată, parametrii de furnizare fiind stabiliți după diagrame de reglaj și comenzile reglatoarelor de temperatură. Pentru creșterea fiabilității cazanelor și a pompelor de circulație de pe cazane, este realizată separarea circuitelor prin schimbătoare de căldură cu plăci. Apa caldă menajera (max. 60°C) este preparată prin două schimbătoare de căldură în plăci.

Energia termică pentru încălzire și preparare apă caldă menajeră este contorizată la ieșirea din centrala termică. Datele de intrare - combustibil, gaze naturale, energie electrică, apa - sunt de asemenea monitorizate prin contorizare și înregistrări periodice.

Gospodăria de combustibil lichid, în prezent neutilizată, este alcătuită din 2 rezervoare subterane având capacitate totală de 100m³, o pompă de combustibil și un rezervor de consum zilnic de 2m³ montat în centrală.

Cazanele sunt racordate la un coș de fum din zidarie, alipit blocului T1 și prevăzut cu 3 compartimente pentru evacuarea gazelor arse.

Rețeaua termică aferentă CT9 deservește un număr de 24 blocuri respectiv 47 scări (P+4;P+10). Conductele rețelei au fost înlocuite cu conducte preizolate în anul 2006.

Stații termice deservite: Punctul termic nr. 3 (PT3).

Circulația agentului termic se realizează cu pompe amplasate în centrala termică.

Rețelele termice cuprind două conducte din oțel tur-retur pentru transport agent termic încălzire, cu diametre cuprinse între Ø219x7 - Ø76x3, o conductă din oțel zincat pentru transport a.c.m. cu diametre cuprinse între Ø4"- Ø1½" și o conductă din oțel zincat pentru recirculare cu diametre cuprinse între Ø1½" - Ø1".

Conductele sunt amplasate în subteran în canale necirculabile (cca. 480m) și în subsolul blocurilor (cca. 280m).

Rețelele sunt prevăzute cu robinete de izolare amplasate în cămine de vizitare, compensatoare tip liră de dilatare, fire de semnalizare a umezirii și izolații termice din spuma de poliuretlan cu manta de protecție din polietilenă de înaltă densitate.

CT 9 alimentează PT3 (subsol tehnic bl.9 – Bd. 1 Decembrie 1918)

Suprafața construită: 381m².

Anul PIF: 2005

Punctul termic asigură preluarea energiei termice necesare încălzirii și preparării apei calde menajere pentru un număr de 22 blocuri de locuințe (38 scări P+4).

Agentul termic utilizat este apa caldă, 90/70°C, preluată de la CT9 prin rețeaua termică dedicată.

Funcționarea punctului termic este complet automatizată, parametrii de furnizare fiind stabiliți după diagrame de reglaj și comenziile reguletoarelor de temperatură. Separarea circuitelor – primar (CT9)/secundar (încălzire + a.c.m.) – se face prin schimbătoare de căldură cu plăci.

Rețelele termice cuprind două conducte din oțel tur-retur pentru transport agent termic încălzire, cu diametre cuprinse între Ø219x7 - Ø76x3, o conductă din oțel zincat pentru transport a.c.m. cu diametre cuprinse între Ø4"- Ø1½" și o conductă din oțel zincat pentru recirculare cu diametre cuprinse între Ø1½" - Ø1".

Conductele sunt amplasate în subteran (cca. 1000m) și în subsolul blocurilor (cca. 40m).

Rețelele sunt prevăzute cu robinete de izolare amplasate pe tronsoanele de contorizare, compensatoare tip liră de dilatare, fire de semnalizare a umezirii și izolații termice din spuma de poliuretlan cu manta de protecție din polietilenă de înaltă densitate.

Centrala termică nr. 10 (CT10 – str. Cartierul de Vest)

Suprafața construită este de 403 m², iar suprafața terenului aferent este de 729 m² în proprietatea municipiului Mangalia.

Anul PIF este 2007. În anul 2013 centrala termică a fost modernizată și racordată la sistemul de distribuție a gazelor naturale.

Funcționarea centralei termice este complet automatizată, parametrii de furnizare fiind stabiliți după diagrame de reglaj și comenziile reguletoarelor de temperatură. Pentru creșterea fiabilității cazanelor și a pompelor de circulație de pe cazane, este realizată separarea circuitelor prin schimbătoare de căldură cu plăci. Apa caldă menajeră (max. 60°C) este preparată printr-un schimbător de căldură cu plăci.

Energia termică pentru încălzire și preparare apă caldă menajeră este contorizată la ieșirea din centrala termică. Datele de intrare – combustibil, energie electrică, apă – sunt de asemenea monitorizate prin contorizare și înregistrări periodice.

Gospodăria de combustibil lichid, în prezent neutilizată, este alcătuită dintr-un rezervor de depozitare de 50m³, montat îngropat la exterior, o pompă de combustibil și un rezervor de consum zilnic de 2m³ montat în centrală. Cazanele sunt racordate la două coșuri de fum din zidarie, prin canale de fum.

Rețeaua termică aferentă CT10 deservește un număr de 10 blocuri, respectiv 47 scări (P+4). Conductele au fost înlocuite cu conducte preizolate în anul 2007.

Stații termice deservite: Punctul termic nr. 6 (PT6) și modulele termice amplasate în subsolurile blocurilor G1;H2;H4;H10A;H10;H8;H13;H14.

Circulația agentului termic se realizează cu pompe amplasate în centrala termică.

Rețelele termice cuprind două conducte din oțel tur-retur pentru transport agent termic încălzire, cu diametre cuprinse între Ø219x7 - Ø76x3, o conductă din oțel zincat pentru transport a.c.m. cu diametre cuprinse între Ø4"- Ø1½" și o conductă din oțel zincat pentru recirculare cu diametre cuprinse între Ø1½" - Ø1".

Conductele sunt amplasate în subteran (cca. 352m) și în subsolul blocurilor (cca. 210m).

Rețelele sunt prevăzute cu robinete de izolare pe tronsonul de măsurare a energiei termice, compensatoare tip liră de dilatare, fire de semnalizare a umezirii și izolații termice din spuma de poliuretan cu manta de protecție din polietilenă de înaltă densitate.

Transportul agentului termic preparat în CT10 la modulele termice este asigurat prin rețele de conducte preizolate dedicate.

Modulele termice asigură:

- prepararea agentului secundar;
- prepararea apei calde menajere;
- menținerea temperaturii a.c.m. la consumator la temperatura optimă prin recirculare;
- protecția instalației prin preluarea variațiilor de volum și descărcarea suprapresiunii accidentale în circuitele termice;
- umplerea circuitului secundar și suplینirea pierderilor de lichid prin aport din circuitul primar;
- contorizarea consumurilor din instalație;
- reglarea automată a parametrilor în funcție de temperatura exterioară și necesitățile de consum.

CT10 alimentează PT6 (prelungire str. T.S.Săveanu)

Suprafața construită 419m², teren aferent 938m², în proprietatea Municipiului Mangalia.
Anul PIF 2007

Punctul termic furnizează necesarul de caldură și a.c.m. pentru un număr de 23 blocuri/36 scări (P+4).

Necesarul de energie termică este asigurat prin apa caldă (110° C), furnizată din CT10. Din PT6 se returnează la CT10 apa caldă la 80°C.

Capacitatea nominală a punctului termic este de 2,7 MW. Funcționarea punctului termic este complet automatizată, parametri de furnizare fiind stabiliți după diagrame de reglaj și comenzile reguletoarelor de temperatură. Apa caldă pentru încălzire se prepară în două schimbătoare de caldură cu plăci. Apa caldă menajeră (max. 60°C) este preparată printr-un schimbător de caldură cu plăci.

Energia termică pentru încălzire și preparare a.c.m. este contorizată la ieșirea din PT6. Datele de intrare – energie electrică, apă, sunt de asemenea monitorizate prin contorizare și înregistrări periodice.

Rețeaua termică aferentă PT6 este amplasată în zona sudică a municipiului Mangalia și deservește un număr de 23 blocuri, respectiv 36 scări (P+4).
Circulația agentului termic se realizează cu pompe aferente punctului termic.

Rețeaua termică, în lungime de 1423m, este amplasată după cum urmează:

- subteran cu țevi preizolate cca. 693m
- în subsolul blocurilor cca. 30m
- subteran în canale necirculabile cca. 700m.

Rețelele termice cuprind două conducte tur-retur pentru transport agent termic încălzire, cu diametre cuprinse între DN125 – DN40, o conductă transport apă caldă menajeră cu diametre cuprinse între Ø3"- Ø1½" și o conductă recirculare cu diametre cuprinse între Ø1½" – Ø1".

Conductele preizolate sunt prevăzute cu fire de semnalizare și sunt confecționate din oțel pentru încălzire, respectiv din oțel zincat pentru a.c.m.; izolația termică este din spumă de poliuretan cu manta de protecție din polietilenă de înaltă densitate.

Sunt montate robinete de izolare la contoarele de energie termică și compensatoare de dilatare de tip liră.

Izolația termică a conductelor vechi este din saltele de vată minerală grosime 50 mm protejate cu carton bitumat.

2.3.6. Caracterizarea energetică a Zonei 1

Din cei 2757 abonați (apartamente), doar cei racordați la CT7 solicită a.c.m. din SACET. Cei alții au optat pentru soluții alternative, astfel încât, pe total zonă, ponderea a.c.m. în factura totală este de numai 0,3%.

Fluxurile energetice lunare înregistrate în 2016 sunt prezentate în tabelul următor.

Tabel 4

Luna	I	F	M	A	M	I	I	A	S	O	N	D	Total
Total Zona 1													
Produs MWh	5541	4438	3917	1349	36	25	16	16	18	758	3458	5163	24736
Facturat MWh	4589	3415	3279	1087	5	5	4	5	4	651	2786	4160	19991
inc. MWh	4583	3410	3274	1081	0	0	0	0	0	646	2780	4156	19930
a.c.m. MWh	6	6	5	6	5	5	4	5	4	5	5	5	61
Comb. MWh	6231	4958	4723	1607	51	36	22	23	25	1100	4143	6192	29111
Apa m ³	1928	1828	2401	886	602	388	196	177	174	920	1518	1270	12288
EE MWh	101	89	94	41	8	7	7	7	7	31	85	104	581
c.s. facturat	1,36	1,45	1,44	1,48	9,69	7,64	6,09	4,65	5,68	1,69	1,49	1,49	1,46
c.s. produs	1,12	1,12	1,21	1,19	1,44	1,41	1,36	1,40	1,41	1,45	1,20	1,20	1,18
eficiența	0,83	0,77	0,84	0,81	0,15	0,18	0,22	0,30	0,25	0,86	0,81	0,81	0,81
CT7													
Produs MWh	934	629	608	166	36	25	16	16	18	197	564	933	4142
Facturat MWh	812	547	524	129	5	5	4	5	4	161	517	845	3557
inc. MWh	806	541	518	123	0	0	0	0	0	156	511	840	3496
a.c.m. MWh	6	6	5	6	5	5	4	5	4	5	5	5	61
Comb. MWh	1089	727	709	207	51	36	22	23	25	256	680	1108	4933
Apa m ³	652	676	895	427	584	375	184	149	171	227	341	377	5058
EE MWh	22	20	20	8	2	2	2	2	2	8	20	23	129
c.s. facturat	1,34	1,33	1,35	1,61	9,69	7,64	6,09	4,65	5,68	1,59	1,32	1,31	1,39
c.s. produs	1,17	1,16	1,17	1,25	1,44	1,41	1,36	1,40	1,41	1,30	1,21	1,19	1,19
eficiența	0,87	0,87	0,86	0,78	0,15	0,18	0,22	0,30	0,25	0,82	0,92	0,91	0,86
CT9 + PT3													
Produs MWh	2120	1533	1170	271	0	0	0	0	0	376	1399	1985	8855
Facturat MWh	1614	1117	1110	256	0	0	0	0	0	348	1119	1588	7154
inc. MWh	1614	1117	1110	256	0	0	0	0	0	348	1119	1588	7154
a.c.m. MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Comb. MWh	2186	1454	1444	359	0	0	0	0	0	536	1522	2259	9761
Apa m ³	1000	865	1164	257	1	0	0	0	0	332	819	590	5028
EE MWh	36	31	33	13	4	4	4	4	4	14	32	37	217
c.s. facturat	1,35	1,30	1,30	1,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,54	1,36	1,42	1,36
c.s. produs	1,03	0,95	1,23	1,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,43	1,09	1,14	1,10
eficiența	0,76	0,73	0,95	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,80	0,80	0,81
CT10 + PT6													
Produs MWh	2487	2276	2139	913	0	0	0	0	0	185	1495	2245	11740
Facturat MWh	2162	1751	1645	702	0	0	0	0	0	142	1150	1727	9280
inc. MWh	2162	1751	1645	702	0	0	0	0	0	142	1150	1727	9280
a.c.m. MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Comb. MWh	2955	2778	2570	1041	0	0	0	0	0	307	1941	2825	14417
Apa m ³	276	287	342	202	17	13	12	28	3	361	358	303	2202
EE MWh	43	38	41	21	2	2	1	1	1	9	33	44	235
c.s. facturat	1,37	1,59	1,56	1,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,16	1,69	1,64	1,55
c.s. produs	1,19	1,22	1,20	1,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,66	1,30	1,26	1,23
eficiența	0,87	0,77	0,77	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	0,77	0,77	0,79

Sursa: Goldterm 2017

Nota: consumurile specifice (c.s. MWh/MWh) reprezintă raportul între consumul de combustibil (Comb.) și energia termică produsă, respectiv facturată. Eficiența rețelei este raportul între c.s. facturat și cel de producere.

Cererea de căldură a Zonei 1 este prezentată în Fig. 3.

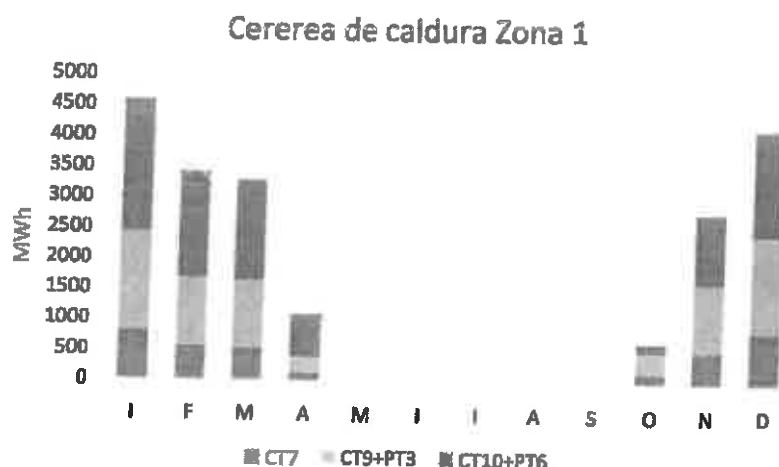


Fig. 3 Energie termică facturată Zona 1 (2016)

2.3.7. Deficiențe constatate și potențial de creștere

Gradul de conectare sub media SACET duce la scăderea eficienței rețelelor (care par supradimensionate), în special în zonele acoperite de centralele CT9 și CT10 care, din cauza stațiilor pe care le alimentează (puncte termice și module), au și un regim de temperaturi mai ridicat. Racordarea unuia număr cât mai mare de consumatori va crește încărcarea rețelelor reducând ponderea relativă a pierderilor. Producerea eficientă a energiei termice prin cogenerare și un program susținut de marketing pot crește gradul de conectare cu 4% pe an, față de tendința de creștere constatată pe total SACET de 3% pe an.

Cererea de apă caldă este inexistentă în zonele acoperite de CT9 și CT10. Disponibilitatea energiei termice din cogenerare, pe perioada de vară când există și un puternic interes comercial de producere a energiei electrice, este de natură să genereze programe care să stimuleze re-conectarea la Instalațiile de a.c.m. produsă centralizat într-un ritm de 10-15% pe an. În același timp, experiența pozitivă de la CT12 care prepară a.c.m. și cu panourile solare, e de așteptat să se extindă și în Zona 1.

2.4. Evoluția cererii de căldură

Conform [1], măsurile de eficiență energetică în clădiri se dezvoltă practic independent de sursa de încălzire, sub presiunea prețurilor la energie, a dorinței de confort (de exemplu reducerea curenților de aer, reducerea variației spațiale a temperaturii, creșterea suprafeței încălzite etc.) și a țintelor de decarbonizare.

Scenariul adoptat de [1], statistic aplicabil și la Mangalia, prevede o scădere a consumului specific de căldură în sectorul rezidențial cu cca 20% în 2030 față de 2015. Raportând cererea de energie termică la numărul de apartamente echivalente din Zona 1, consumul mediu scade de la 7,15 MWh/an în 2016 la 6,01 MWh/an în 2027.

În același timp însă, se prevede o creștere a numărului de agenți economici, apartamente și case conectate la SACET Zona 1, de la 2787 în 2016 la 3991 în 2027, ca urmare a politicii municipale de încurajare și dezvoltare a alimentării centralizate cu energie termică.

NOTA: numărul de apartamente și consumurile specifice pe apartament și an sunt mărimi de lucru, care trebuie înțelese ca „echivalente” din cauza lipsei unei departajări clare a consumurilor pe unitatea de suprafață și a puterii contractate în zona rezidențială/nerezidențială.

În [5] a fost analizat și impactul instalațiilor solare de preparare a.c.m. La Mangalia există o experiență pozitivă în acest sens și beneficiul zonei geografice cu cea mai mare insolație din țară. Ca urmare, este de așteptat ca prepararea a.c.m. cu energie solară să atingă o proporție de până la 18% din total a.c.m. produs. Distribuția centralizată a a.c.m. solară prezintă și avantajul acoperirii pierderilor din rețele pe timp de vară cu energie ieftină. Cu toate acestea, prognoza cererii consideră producția de a.c.m. solară ca o scădere a consumului de a.c.m. facturabil la preț reglementat. Studiul de față consideră că este prudent să fie analizate aspectele financiare ale investiției de bază, energia regenerabilă ieftină fiind cel mult un element de atenuare a posibilelor supraestimări, în cazul de față a gradului de reconectare la rețeaua de distribuție a.c.m.

Prognoza cererii de energie termică și a performanței SACET în Zona 1 se găsesc în Tabel 5.

Tabel 5

Anul	Bază	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Încălzire MWh	19834	19555	19841	20395	21229	22177	22908	23544	24196	24361	24516	24426
a.c.m. MWh	61	98	595	989	1210	1237	1251	1271	1278	1467	1442	1402
Facturat total	19894	19653	20436	21384	22439	23414	24159	24816	25474	25828	25957	25828
Apartamente	2757	2760	2815	2899	3015	3166	3324	3457	3596	3704	3815	3891
Reconectări %		0,1	2,0	3,0	4,0	5,0	5,0	4,0	4,0	3,0	3,0	2,0
Non-casnici	30	30	30	40	60	80	100	100	100	100	100	100
Ef. energ. %		1,5	2	2,5	3	4	6	8	10	12	14	16
acm/inc	0,003	0,005	0,03	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07
acm solar	0	0	0	0,03	0,05	0,07	0,09	0,1	0,12	0,14	0,16	0,18
cons. inc.	7,12	7,01	6,97	6,94	6,90	6,83	6,69	6,62	6,55	6,40	6,26	6,12
MWh/an/ap												
cons. total	7,14	7,04	7,18	7,28	7,30	7,21	7,05	6,98	6,89	6,79	6,63	6,47
MWh/an/ap												
Eficiența rețelei	0,83	0,83	0,83	0,84	0,84	0,85	0,85	0,85	0,86	0,86	0,86	0,86
Producție	23909	23684	24550	25564	26656	27636	28382	29042	29702	30087	30212	30076

Proгноzele de mai sus au ca an de bază anul 2016 și presupun implementarea unei strategii eficiente pentru eliminarea/atenuarea deficiențelor constatate:

- creșterea gradului de conectare prin alimentarea cu căldură a unui număr suplimentar de circa 1200 de apartamente echivalente, din care 70 reprezintă consumatorii non-casnici (spații comerciale la parterul blocurilor).
- creșterea consumului de a.c.m. produsă centralizat, de la 0,3% în prezent, la 7% din energia termică pentru încălzire.
- creșterea eficienței energetice a clădirilor, cu efect de până la 16% economii de energie termică în 2027 față de anul de bază.

Vârful de consum se va atinge în 2026 când instalațiile din centrale ar trebui să fie capabile să producă circa 30GWh/an adică cu numai 20% mai mult decât în 2016, deși numărul abonaților este cu 40% mai mare.

2.5. Obiectivele proiectului

Eforturile municipalității pentru îmbunătățirea eficienței SACET sunt îndreptate către furnizarea unui serviciu de calitate în alimentarea cu căldură și conformarea cu obiectivele politicilor și strategiilor UE și naționale privitoare la utilizarea energiei. La nivelul municipiului Mangalia, acestea se transpun în:

- dezvoltarea unui sistem de încălzire durabil și eficient energetic;
- asigurarea securității și continuității în alimentarea cu energie termică;
- furnizarea căldurii la un preț accesibil și reducerea treptată a subvențiilor;
- reducerea impactului asupra mediului a SACET în ansamblu;
- reducerea amprentei de carbon a orașului.

Aceste obiective fac parte din angajamentele asumate de România în ceea ce privește conformarea cu obligațiile de mediu, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea eficienței energetice, creșterea ponderii surselor regenerabile și alimentarea cu energie termică a localităților prin sisteme de producere și distribuție centralizate.

Chiar dacă nu este imediat evident pentru abonații SACET, includerea unor unități de cogenerare și extinderea utilizării instalațiilor solare pentru prepararea a.c.m. sunt de natură să reducă efortul financiar al autorității locale, cu impact direct asupra bugetului primăriei, implicit asupra subvențiilor pentru energia termică.

În particular, crearea Zonei 1 ca subsistem al SACET Mangalia, conectarea centralelor CT7-CT9-CT10 și introducerea cogenerării urmărește realizarea unor obiective care să justifice calificarea proiectului pentru cofinanțare din partea programului „Termoficare 2006-2020 Căldură și confort” ([12], [13]):

- reducerea semnificativă a costurilor cu energia termică pentru încălzire și prepararea apei calde de consum, cu impact direct asupra subvenției acordate de Primăria Mangalia care este în prezent de 182,29 lei/Gcal + TVA ([Error! Reference source not found.]);

- reducerea consumului de resurse energetice primare prin introducerea cogenerării de înaltă eficiență (HG nr. 219/2007) cu cei puțin 11%;
- creșterea eficienței energetice (energie produsă/energie consumată) de la 83% în prezent la cei puțin 86% după implementare;
- reducerea în spațiul urban locuibil atât a emisiilor poluante generate de utilizarea surselor individuale de energie termică prin re-conectarea unui număr de 1100 apartamente echivalente, cât și a poluării globale prin diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră cu echivalentul a 1500t CO₂.

Consolidarea subsistemului SACET Zona 1 se va face pe mai multe direcții:

- racordarea consumatorilor Instituționali
- racordarea agenților economici existenți și a celor care solicită autorizații de construire, în special a celor care au în vedere utilizarea energiei termice pentru condiționarea aerului
- (re)conectarea blocurilor de locuințe și a caselor poziționate favorabil față de rețeaua de distribuție
- interconectarea rețelelor termice insulare existente pentru creșterea încărcării unităților de cogenerare și, implicit, creșterea vânzărilor de electricitate.

Din motive de eșalonare a efortului bugetar, investiția se va derula în două etape:

- **Etapa I (studiul de față):** instalarea unei unități de cogenerare de circa 1,8MWe/1,8MWt în CT9 și realizarea interconectării centralelor
- **Etapa a II-a:** instalarea unei unități de cogenerare de până la 2,0MWe/2,0MWt în CT10

3.Scenarii tehnico-economice

3.1.Definirea scenariilor

În [5] au fost analizate mai multe scenarii și opțiuni, cu recomandarea de a compara următoarele:

A. Scenariul de bază

Scenariul de bază este cel fără proiect și presupune continuarea alimentării cu căldură din SACET, utilizând echipamentele existente în centralele termice și module, pentru producerea căldurii.

B. Scenariul de proiect

Scenariul de proiect, cu cogenerare distribuită, presupune montarea unor unități de cogenerare în centralele termice CT9 și CT10.

Se prevede interconectarea centralelor CT7, CT9 și CT10. Pe perioada funcționării unităților de cogenerare, centrala CT7 are rolul de punct de distribuție și de preluare a vârfurilor de consum cu ajutorul cazanelor din dotare.

Centralele dețin capacități de stocare utilizate anterior pentru înmagazinarea combustibilului lichid. Prin trecerea pe gaze naturale, vechile rezervoare de CLU și-au pierdut utilitatea, dar reprezintă o oportunitate privind creșterea potențialului de cogenerare.

Transformarea rezervoarelor în acumulateoare de energie termică și instalarea unor unități de cogenerare cu pornire rapidă permite decuplarea producției de cererea de căldură, utilă mai ales în perioada martie - octombrie când consumul este redus. Acumularea energiei termice prezintă următoarele avantaje:

- creșterea capacității de cogenerare peste sarcina de bază (puterea medie necesară preparării a.c.m.) până la puteri care sunt limitate doar de considerente financiare privind recuperarea investiției
- acoperirea vârfurilor orare de consum fără pornirea cazanelor
- îmbunătățirea calității și a disponibilității serviciului a.c.m. prin asigurarea unei rezerve de energie termică utilizabilă oricând, chiar și atunci când se efectuează operații de întreținere curentă a unităților de cogenerare
- utilizarea unităților de cogenerare la sarcina maximă indiferent de puterea cerută de consumatori
- alegerea perioadei zilnice de funcționare astfel încât să coincidă, de exemplu, cu prețurile spot maxime pe piața de energie electrică
- limitarea pierderilor pe rețele prin evitarea supraîncălzirii acestora, în special a conductelor de retur
- menținerea eficienței globale ridicate datorită extracției energiei termice la diferență mare de temperatură tur/retur.

Capacitățile de stocare existente la centralele termice din Zona 1 au circa 185m³ și pot acumula aproximativ 6MWh.

Pentru funcționarea corectă și eficientă a unităților de cogenerare cuplate la acumuloarele de căldură, este necesar ca motoarele să producă la putere maximă în reprize de cel puțin 90 de minute, cu pornire „la cald”. Având în vedere capacitatea de stocare disponibilă (circa 6MWh) rezultă că puterea termică maximă în cogenerare trebuie să se situeze în plaja 3,6–3,9MWt.

Din punct de vedere tehnic, unitățile de cogenerare până la 2 MW care utilizează în exclusivitate gazul natural sunt construite în jurul unui motor cu piston sau turbină cu gaze.

În [5] au fost analizate opțiunile tehnologice cu rezultatul că varianta optimă pentru unitățile de cogenerare din Zona 1 este cea care utilizează motoare cu piston.

Alegerea puterii, a numărului și locației unităților de cogenerare trebuie să răspundă unui set de constrângeri legate de:

- absența unui sistem de transport al energiei termice, care exclude centralizarea într-o singură unitate de mare putere (10MWe)
- scăderea randamentelor și creșterea costurilor de operare și întreținere odată cu scăderea puterii unității de cogenerare, care limitează deocamdată producerea distribuită în unități de micro-cogenerare (sub 100kWe)
- posibila poluare fonică datorată amplasării unităților de cogenerare în zone rezidențiale
- condițiile de teren existente pentru conectarea unor centrale alimentate în comun de o unitate de cogenerare (existența altor rețele de utilități, drumuri, căi de acces, proprietate publică/privată etc.)
- posibilități de dezvoltare viitoare în special în ceea ce privește racordarea unor noi abonați și descărcarea energiei electrice în rețeaua municipală.

În principal posibilitatea de a descărca energia electrică într-un transformator din imediata apropiere a centralei a dus la decizia de a demara etapa I a proiectului de investiție în jurul centralei CT9.

Transformarea rezervoarelor de CLU în acumuloare de căldură presupune o investiție relativ importantă pentru integrarea lor în sistemul de termoficare și creșterea complexității sistemului de control. În schimb, acumularea permite utilizarea instalației de cogenerare în afara sezonului de încălzire. Ca urmare, trebuia analizate următoarele opțiuni:

B.1 Opțiunea cu acumulare a energiei termice

Acumuloarele de căldură sunt amplasate în apropierea centralelor în care sunt instalate unitățile de cogenerare.

Acumularea funcționează la regimul maxim de temperatură (90/60°C) din circuitul de recuperare al cogenerării. Perioada de funcționare efectivă este în afara sezonului de încălzire, când se produce exclusiv a.c.m. și în perioadele de tranziție (octombrie, aprilie) când sarcina de încălzire și a.c.m. este sub puterea maximă a cogenerării.

În perioada de încălzire, acumularea nu este utilizată decât accidental și pe perioade scurte, pentru a nu întrerupe serviciul în ipoteza unor opriri anunțate și de scurtă durată a alimentării cu combustibil.

În perioada de încălzire, acumuloarele de energie termică pot consuma o cantitate redusă de căldură pentru a evita riscul de îngheț.

B.2 Opțiunea fără acumulare a energiei termice

Producția de a.c.m. în afara perioadei de încălzire este preluată de unitățile de vârf (cazane) ca în cazul scenariului de bază.

Opțiunea B.2 pretinde ca producția de căldură să echilibreze cererea în regim dinamic. Cu alte cuvinte, unitățile de cogenerare funcționează la sarcină redusă în perioadele de tranziție, ceea ce e un argument în plus pentru utilizarea motoarelor cu ardere internă care sunt mai eficiente la sarcini parțiale decât turbinele cu gaze. Minimizarea pierderilor la sarcini parțiale pun o problemă suplimentară instalației de automatizare care trebuie să poată modula producția de căldură ținând cont de acumularea în clădiri și pe rețeaua de distribuție.

3.2. Amplasament

Zona 1 (CT7+CT9+CT10) se situează în partea de sud-vest a municipiului (Fig. 4).



Fig. 4 Zona 1 – vedere din satelit

Centralele sunt construite pe teren public intravilan, în zonă rezidențială, cu zone de protecție bine definite. Diferența de nivel între centrale este:

$$CT7 - CT9 = 3,5m$$

$$CT10 - CT7 = 4m$$

Terenurile pe care urmează să se realizeze lucrările de investiții sunt proprietatea Primăriei Mangalia și sunt gestionate de Goldterm prin contractul de concesiune nr. 76638/2013.

Planul de situație al centralelor cu rețelele termice aferente și planurile topografice ale amplasamentelor celor trei centrale din Zona 1 se găsesc în Anexa 1.

Caracterizarea seismică a solului, conform P100-1/2013, este $T_c = 0,7$ s, $a_g = 0,2g$ m/s².

Situația utilităților se prezintă după cum urmează:

Gaz natural

Alimentarea cu gaze naturale se face din stații SRM aferente centralelor, gestionate de Engie Romania S.A., care asigură presiunea de 500 mbar.

Caracteristicile gazului natural utilizat sunt disponibile pe site-ul furnizorului.

Energie electrică

Alimentarea cu energie electrică se realizează de la brașamentele distribuitorului de electricitate S.C Energy Distribution Services SRL.

Capacitățile de stocare utilizabile sunt:

- CT7: 2x24 m³, DxL 2400x7400 mm, acumulare max: 1,3 MWh
- CT9: 2x45 m³, DxL 2750x7800 mm, acumulare max: 2,5 MWh
- CT10: 48 m³, DxL 2770x8000 mm, acumulare max: 1,3 MWh

Lungimile traseelor de interconectare conform propunerii din Fig. 4 sunt:

- CT9...CT7: 310m
- CT10...CT7: 250m

3.3.Descriere tehnică

Investiția în surse distribuite de cogenerare reprezintă o evoluție naturală în sensul creșterii eficienței economice a SACET Mangalia, cu impact pozitiv asupra calității serviciului și a condițiilor de mediu. Aceasta cu atât mai mult cu cât sistemul de distribuție este în stare bună și există un grad ridicat de acceptare a încălzirii centralizate de către abonați.

Odată cu realizarea investiției va crește și gradul de automatizare a sistemului centralizat și se va îmbunătăți răspunsul acestuia la cerere, factor esențial pentru reținerea abonaților în condiții de funcționare economică a surselor de căldură. În același sens, gestiunea automată a sistemului în ansamblu, de la un dispecerat central, va permite intervenții mai rapide în caz de avarie și planificarea mai bună a resurselor umane și energetice.

Opțiunile analizate diferă numai prin introducerea, sau nu, a capacităților de stocare a energiei termice. Ca urmare, descrierea tehnică conține elemente comune până la integrarea acumulatorilor de căldură.

În interiorul zonei 1, cele 3 centrale vor fi interconectate printr-o rețea nouă constituită din perechi de țevi preizolate care va permite transferul energiei termice de la centrala de cogenerare CT9 către celelalte centrale. Lungimea totală a traseului pentru conductele de interconectare este de cca. 560m.

Caracterizarea zonei 1 din punctul de vedere al alimentării cu căldură este sintetizată în Tabel 6.

Tabel 6

Caracteristica (an 1 = 2018)	u.m.	Valoare
		Zona 1
Energie termică totală necesară	MWh	24.436
Energie termică solicitată în cogenerare	MWh	7.800 – 8.100
Putere de vârf (q_{max})	MW	12,1
Putere termică cogenerare max.	MW	1,8
Grade x zile		2.880
Durata încălzirii	ore	4.488
Durata anuală a serviciului (h_{max})	ore	8.500

Rețeaua de legătură între centrale și unitățile de pompare din centrale permit ca energia termică din cogenerare să se distribuie în mod proporțional cu cererea consumatorilor arondați fiecărei centrale. Când cererea

depășește puterea termică în cogenerare, vor fi pornite cazanele de vârf și operatorul va decide dacă este mai economic să continue să trimită căldură pe conducte sau să pornească unitățile de vârf din centralele fără cogenerare.

În configurația actuală, centralele sunt deja automatizate, răspunzând în funcție de semnalele de temperatură exterioară și ale agentului termic.

Interconectarea centralelor și ordinea de pornire a capacităților de producție impune realizarea unei integrări la nivel superior a informațiilor prelucrate de fiecare centrală în parte (DCS/SCADA). Integrarea este realizată de un dispecerat local instalat în clădirea CT9 și care implementează logica de reglaj corespunzătoare configurației cu centrale interconectate.

Unitatea de cogenerare este construită în jurul unui motor cu ardere internă de tip multi-cilindru, cu piston și aprindere prin scânteele. Motorul funcționează cu gaze naturale la presiunea din rețeaua urbană.

Energia termică este extrasă din instalația de răcire a motorului printr-un schimbător de căldură apă-apă, respectiv din gazele de ardere printr-un recuperator de căldură gaze-apă.

Unitatea de cogenerare include un generator electric cu tensiunea nominală de 0,4 kV și echipamentele electrice specifice:

- tabloul de protecție generator echipat cu transformatoare de curent și tensiune, releu protecție, releu sincronism, întrerupător, analizor de rețea
- sistemul de bare pentru conectarea cablurilor și echipamentelor
- transformatoarele auxiliare de asigurare a nivelului de tensiune 0,4 kV

Motorul este echipat cu sistem propriu de comandă, control și protecție (cabinete, senzori, elemente de comandă și execuție, dispozitive de protecție) și posibilitate de comunicare bidirecțională cu sistemul SCADA dispecer.

Echipamentele anexe ale unității de cogenerare includ:

- gospodăria de ulei (electropompe, filtre, rezervoare de ulei)
- instalația de alimentare și filtrare a aerului de ardere
- instalație de evacuare a aerului
- atenuatorul de zgomot pe traseul de evacuare a gazelor de ardere
- instalația de reducere a emisiilor poluante (NOx și CO)

Principali parametri pentru instalația de cogenerare din CT9 sunt cei din tabelul următor:

Tabel 7

Caracteristica/Zona	u.m.	Zona 1
Amplasament CT		CT9
Putere termică la sarcina nominală (120°C la coș)	MWt min	1,75
	MWt max	1,8
Randament electric minim	%	43
Randament global minim	%	85
Temperatura apa retur	°C	70
Temperatura apa tur	°C	90
Emisii NOx, 15% O2 uscat, max.	mg/Nm ³	95
Emisii CO, 15% O2 uscat, max.	mg/Nm ³	100
Nivel zgomot max, 1m de incintă	dB(A)	85

Integrarea noilor instalații energetice în centrală se realizează în spațiile disponibile în clădirea CT9. Pentru instalarea unității de cogenerare pe acest amplasament vor fi necesare lucrări de demolare parțială a unor părți a construcțiilor existente, eventuale lucrări de dezafectare și demolare a fundațiilor existente și realizarea unei fundații noi pentru grupul motor-generator și lucrări noi de construcții.

Rețelele de interconectare vor cuprinde două conducte tur-retur pentru vehicularea agentului termic, realizate din conductele preizolate prevăzute cu sisteme de monitorizare continuă a neetanșeităților.

3.3.1. Opțiunea B.1

Centrala dotată cu unitatea de cogenerare va răspunde cererii de căldură venită de la consumatorii proprii sau de la CT conectate, fie prin pornirea cogenerării și a cazanelor, fie prin inițierea secvenței de descărcare a acumulatorilor de energie termică.

Unitatea de cogenerare va funcționa în tandem cu sistemul de acumulare, acesta fiind pregătit pentru descărcarea unei anumite cantități de energie sau pentru preluarea producției în exces și menținerea sarcinii unității de cogenerare la valoarea maximă.

Ordinea normală de producere a căldurii este:

1. unitatea de cogenerare
2. cazanele din centralele conectate

Cu caracterizarea termică din Tabel 6, curba de sarcină și durata estimată a producției de energie termică în cogenerare este cea din Fig. 5

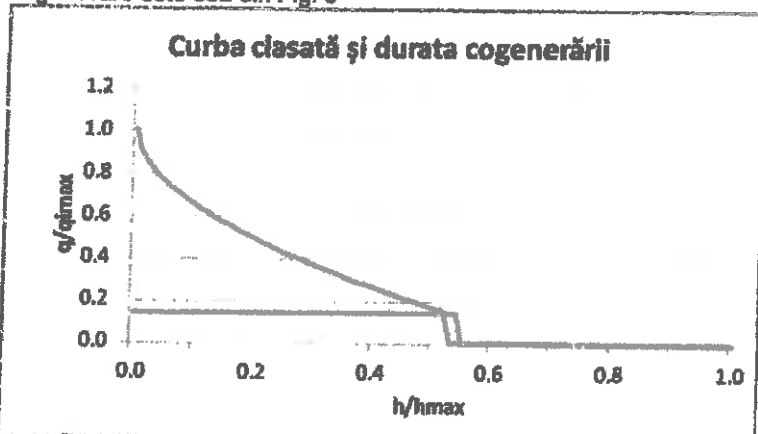


Fig. 5 Curba clasată a cererii în Zona 1 și durata cogenerării B.1 în coordonate adimensionale

Acumulatorii de căldură provenite din vechile rezervoare de CLU vor fi etanșe, cu supape de aerisire automate și sisteme de preluare a variațiilor de volum ale agentului termic generate de variațiile de temperatură. Conductele de transfer sunt din aceeași categorie cu conductele care compun rețelele de interconectare. Montajul acestora se face pe traseul vechilor conducte de combustibil lichid. Circulația agentului termic în rețeaua de transfer va fi asigurată de module de pompare cu turație variabilă.

3.3.2. Opțiunea B.2

Unitatea de cogenerare funcționează numai în perioada de încălzire. În timpul verii, sarcina a.c.m. este mult sub sarcina minimă a motorului (în medie 70kW în 2018 cu perspective de creștere la 150kW în 2020). Agentul termic pentru a.c.m. va fi produs într-una dintre centrale, prin pornirea unui cazan de capacitate redusă, și distribuit celorlalte centrale prin rețeaua de interconectare.

Cu caracterizarea termică din Tabel 6, curba de sarcină și durata estimată a producției de energie termică în cogenerare este cea din Fig. 6

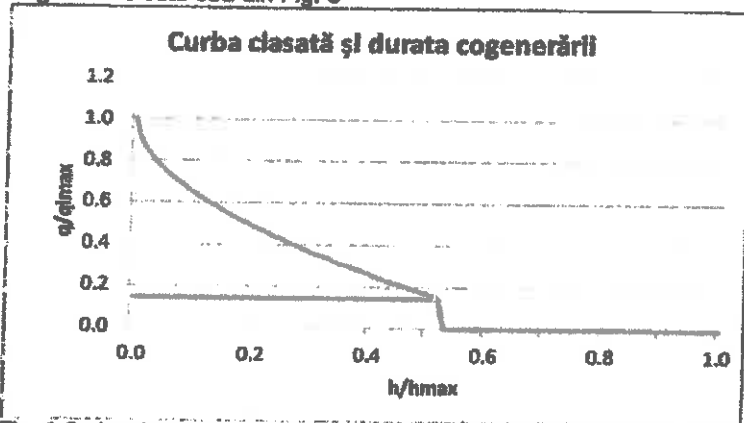


Fig. 6 Curba clasată a cererii în Zona 1 și durata cogenerării B.2 în coordonate adimensionale

Comparația între cele două opțiuni din punctul de vedere al producției de energie termică în cogenerare se găsește în Tabel 8.

Tabel 8

Mărime	u.m.	B.1	B.2
Energie termică total	MWh	24550	24550
Energie termică cogenerare	MWh	8124	7823
Durata de funcționare vara cu acumulare	ore	336	0
Durata de funcționare iarna cu acumulare	ore	0	0
Durata de funcționare vârf+cogen	ore	4420	4420
Durata de funcționare cogen iarna	ore	4420	4420
Durata încălzirii	ore	4488	4488

3.4. Costurile estimative ale investiției

Valoarea de investiție, pe capitole mari așa cum au fost descrise în această lucrare, se prezintă în tabelul următor pentru opțiunile selectate.

Tabel 9

Capitol/Optiune		B.1	B.2
Investiții, din care:	<i>mii lei</i>		
Unități cogenerare	<i>mii lei</i>	5338	4869
Electrice + automatizări	<i>mii lei</i>	2970	2970
Acumulare	<i>mii lei</i>	891	891
Rețele	<i>mii lei</i>	489	0
Construcții-Montaj	<i>mii lei</i>	1008	1008
Consultanța	<i>mii lei</i>	1839	1704
Avize + diverse	<i>mii lei</i>	567	526
Avize + diverse	<i>mii lei</i>	709	657
TOTAL PROIECT	<i>mii lei</i>	8454	7756
Investiție specifică cogenerare	<i>lei/kWe</i>	2145	2145
Alte costuri cogenerare	<i>mii lei</i>	1595	1459
Rată costuri O&M fixe	<i>lei/kWe/an</i>	65	65
Rată costuri O&M variabile	<i>lei/h</i>	54	54
Durata de exploatare (10 ani)	<i>h</i>	47357	44200
TOTAL COSTURI OPERARE	<i>mii lei</i>	3727	3557

Capitolul „Acumulare” include rețelele și unitățile de pompare de transfer.

Capitolul „Alte costuri cogenerare” are în vedere faptul că implementarea acumulării de căldură implică avize suplimentare și o complexitate mai mare a sistemului de control.

În general, motoarele sunt supuse unei reparații capitale la 60000 ore de funcționare. Această operație nu e inclusă în costurile variabile O&M.

Valoarea reziduală

Experiența arată că după reparația capitală, motoarele mai funcționează 60000 ore fără probleme, după care e recomandabil să fie trimise la fabricant pentru reciclare. Cu alte cuvinte, pe durata proiectului, de 10 ani, grupul de cogenerare nu ajunge nici pe departe la limita de durabilitate. Apreciem că valoarea reziduală a unității de cogenerare este cel puțin 35% din valoarea de investiție.

Restul investiției constă din construcții metalice și utilaje cu durata de amortizare de 20 de ani, ceea ce ne conduce la evaluarea valorii reziduale la 50% din valoarea inițială.

În concluzie, valoarea reziduală a investiției după 10 ani este:

- opțiunea B.1 1094 mii lei
- opțiunea B.2 990 mii lei

3.5. Graficul de realizare a investiției

Investiția este programată să se realizeze pe o perioadă de 7 luni, exclusiv achiziția consultanței și elaborarea documentațiilor pentru contractare, conform graficului din tabelul de mai jos. Perioada de execuție include:

- proiectarea
- obținerea permiselor
- procurare/ execuție/punere în funcțiune

Tabel 10

Denumire lucrare/luna	1	2	3	4	5	6	7
Achiziție contracte de lucrări							
Execuție rețele							
Execuție cogenerare							
Execuție adaptări termomecanice							
Execuție acumulatori ET							
Integrare, testare și probe							
Recepție și PIF							
Instruire personal							

Deoarece investiția presupune instalarea unor echipamente de ultimă generație, este preferabil ca lucrările să fie scoase la licitație sub forma unor contracte „design-build” pentru a lăsa contractorilor responsabilitatea performanței. Astfel, contractul de lucrări va include atât proiectarea cât și execuția, contractorul fiind și proiectant conform legislației în vigoare.

Contractorul va fi responsabil pentru dezvoltarea proiectelor privind toate specialitățile și obiectele incluse în contract, conform normelor europene și naționale.

4. Analiza opțiunilor

Nivelul de analiză se situează pe plan local, deoarece se referă la impactul asupra cheltuielilor municipale, mai precis asupra cheltuielilor cu energia consumată în SACET și costul de producere a energiei termice, cu impact asupra volumului subvenției.

4.1. Cadrul de referință

Pentru realizarea acestei lucrări au fost folosite în principal date preluate din *rapoartele operatorului local* de termoficare, Goldterm Mangalia, și *rapoartele anuale* ale unor instituții de statistică precum și ale unor instituții publice de reglementare în domeniul energiei.

Astfel, principalele surse de interes general avute în vedere la stabilirea datelor de intrare necesare pentru analiza făcută în această lucrare sunt:

- EUROSTAT (Institutul de statistică al Uniunii Europene);
- I.N.S. (Institutul Național de Statistică al României);
- A.N.R.S.C (Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice);
- A.N.R.E (Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei).

4.1.1. Metodologie

Lucrarea se bazează pe date statistice și pe date preluate din analiza situației existente la nivelul Zonei 1 de alimentare cu energie termică așa cum apare ea în documentele operatorului Goldterm S.A. Mangalia din anul 2016.

2016 este anul de bază pentru evaluarea cererii de căldură.

Metodologia utilizată urmărește îndeaproape recomandările Uniunii Europene și legislația în vigoare, atât în ceea ce privește concentrarea pe aspectele relevante cât și în ceea ce privește tehnica de elaborare a analizei cost-eficacitate.

Etapele principale ale procesului de realizare a studiului sunt:

- Colectarea, compararea și validarea datelor
- Adoptarea scenariului de evoluție a cererii de încălzire în funcție de stocul de clădiri
- Evaluarea energiei vehiculate în Zona 1
- Elaborarea scenariului de referință și a celor alternative pe baza proiecțiilor de la pct. 2 și a tehnologiei alese
- Analiza economică și de sensibilitate pentru fiecare scenariu și identificarea soluției cu costuri minime
- Elaborarea specificațiilor tehnice generale pentru varianta aleasă.

4.1.2. Perioada de referință

Deși o parte din echipamente (motoare, schimbătoare de căldură, armături, conducte) sunt prezentate de producători ca având o durată de viață de peste 15 de ani, este prudent ca perioada de referință să fie de numai **10 ani**. Perioada este minimă din punctul de vedere al amortizării unităților de cogenerare, conform instrucțiunilor Ministerului de Finanțe.

Se atenuează astfel riscul defecțiunilor majore, care pot scoate din funcțiune definitiv, înainte de expirarea perioadei de viață, unele echipamente mecanice și electrice cu funcționare continuă sau atingerea termenelor pentru reparații capitale foarte costisitoare. Motoarele nu vor înregistra mai mult de 45000 ore de funcționare, adică încă departe de reparația capitală de 60000 ore. Durata mare de viață a instalațiilor a fost cuantificată printr-o valoare reziduală relativ ridicată la sfârșitul perioadei de referință (Cap. 3.4).

4.1.3. Evoluția prețurilor

În prezent, primăria subvenționează prețul energiei termice în proporție de 113% față de prețul pentru populație (cf. HCL 44/2016). În orice scenariu, subvenția nu va fi eliminată, dar efortul municipalității va fi mai redus. La concurență cu gazul natural în centrale de apartament, situația din Mangalia prezintă următoarele particularități:

- SACET Mangalia prezintă potențial de creștere
- serviciul de încălzire urbană este acceptat de abonați pe scară largă

- perspectivele de creștere în continuare a calității serviciului sunt reale datorită efortului investițional.

Ca urmare, o ipoteză de bază pentru toate scenariile este că încălzirea centralizată câștigă cotă de piață în detrimentul încălzirii individuale, deci **prețul energiei termice** poate deveni egal cu cel al gazului natural la sfârșitul perioadei de referință fără a afecta competitivitatea termoficării. **Evoluția prețului gazelor naturale** urmărește un scenariu de creștere moderată conform EIA Annual Energy Outlook 2017. O astfel de evoluție pare realistă având în vedere reticența autorităților de a implementa un program agresiv de creștere a prețurilor și relativa abundență de gaze naturale.

Evoluția prețului energiei electrice urmărește scenariul Strategiei energetice a României. Pentru cadrul de referință s-a considerat că prețul energiei electrice IT și MT va crește mai repede decât cel al electricității JT. Diferența este importantă deoarece autoconsumul este calculat cu prețul actual al energiei electrice JT, în timp ce energia livrată în sistem va fi plătită la prețul MT. **Evoluția prețurilor (lei/MWh)** este prezentată în Tabel 11 iar evoluția relativă la anul 2017 este prezentată în Fig. 7.

Tabel 11 (lei/MWh)

Anul	0 2017	1 2018	2 2019	3 2020	4 2021	5 2022	6 2023	7 2024	8 2025	9 2026	10 2027
EE JT cumpărare	451,50	462,79	474,36	486,22	498,37	510,83	523,60	536,69	550,11	563,86	577,96
EE MT vânzare	249,00	261,45	274,52	288,25	302,66	317,79	333,68	350,37	367,89	386,28	405,59
GN PCI	140,19	149,53	149,81	151,65	153,63	155,04	156,03	157,31	161,55	163,53	169,90
ET facturare	138,71	141,83	144,95	148,07	151,18	154,30	157,42	160,54	163,66	166,78	169,90

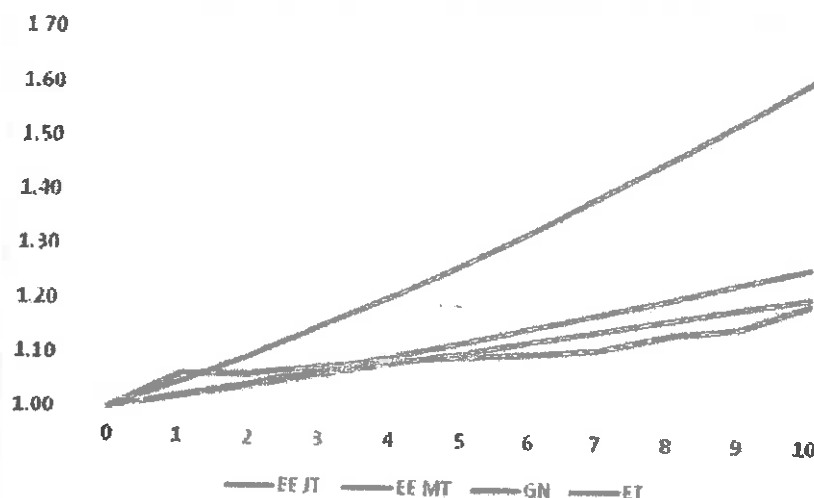


Fig. 7 Evoluția prețurilor la energie, 2017 = 1,00

4.1.4. Ipoteze de natură economică

Calculul s-a efectuat în prețuri constante.

Rata de schimb RON/EUR pentru valoarea de investiție este fixată la 4,50 lei/euro.

Rata de actualizare este considerată 4,4% conform Eurostat și publicată pentru 2017 în [6].

Prețul mediu al tonel de CO₂ a fost considerat 28 EUR/t conform prognozei prezentate în SEC(2011) 1565/2 Impact Assessment – Energy Roadmap 2050, cantitatea fiind calculată în ipoteza că economia de energie primară este exclusiv în gaz natural cu emisii de 190 kg CO₂/MWh.

4.1.5. Penetrarea surselor regenerabile

O măsură de eficiență energetică importantă este producerea a.c.m. din energie solară. Municipiul Mangalia este situat într-o zonă de maximă insolație a României, în care intensitatea radiației solare depășește 1350 kWh/m²/an [3].

Există programe de încurajare a montării instalațiilor solare de preparare a apei calde, dar chiar și în absența acestora, resursa energetică poate fi exploatată cu investiții relativ mici. Instalarea se

poate face cu ocazia refacerii izolației termice a acoperișurilor-terasă, parte a acțiunii de reabilitare termică a blocurilor.

Apreciem că, dacă în 2016 a.c.m. solar nu contribuie cu nimic la total a.c.m. în Zona1, începând cu 2019 va contribui incremental cu 2-3% pe an. În valori absolute, producția de a.c.m. solar va crește de la 30 MWh în 2019, la 100 MWh în 2020 și 380 MWh în 2027.

Penetrarea preparării a.c.m. din surse regenerabile are un impact negativ asupra producției de energie termică în unitățile de cogenerare. Pe de altă parte, existența instalației solare și a vasului său de acumulare pot fi un stimulent pentru conectarea la SACET, din motive de siguranță a aprovizionării cu energie, și renunțarea la instalațiile individuale, în final realizându-se ținta de creștere a consumului de a.c.m. produsă centralizat.

În toate scenariile, contribuția a.c.m. solar este considerată exclusiv prin reducerea cererii de energie termică pentru a.c.m. produsă pe gaz natural.

4.1.6. Penetrarea măsurilor de eficiență energetică în clădiri

Așa cum s-a arătat în Cap. 2.4, măsurile de eficiență energetică în clădiri sunt mai degrabă independente de scenariile de proiect. Pentru toate scenariile se consideră o rată de creștere a eficienței energetice cu 1% pe an, care se reflectă în scăderea corespunzătoare a consumului de energie termică pentru încălzire de la 7,12 MWh/an/ap în 2016, la 6,12 MWh/an/ap în 2027 (Tabel 5).

4.2. Analiza vulnerabilităților

Așa cum se va arăta în analiza sensibilității, principala vulnerabilitate a proiectului este dată de **prețul gazelor naturale**. Deși o creștere a prețului gazului se reflectă într-o creștere generală a prețului energiei ceea ce are un impact redus asupra competitivității termoficării față de soluțiile alternative, recuperarea investiției se va face mai greu, ceea ce presupune un efort financiar de mai lungă durată pentru municipalitate. Consecința este neatîngerea țintelor privind reducerea subvențiilor.

O vulnerabilitate specifică zonei este cea legată de **schimbările climatice**. Deja Mangalia este una dintre zonele geografice cu cele mai blânde ierni. Reducerea numărului de grade x zile, dar mai ales prelungirea perioadelor de tranziție permite utilizarea mai îndelungată a funcției de pompă de căldură a instalațiilor de aer condiționat. Există riscul ca, odată cu creșterea eficienței acestora, care deja este în prezent cu 50% mai mare decât cu 10 ani în urmă, și pe fondul unui excedent de energie electrică, abonații să renunțe la termoficare în favoarea pompelor de căldură acționate electric. Deși nu e iminent, acesta este un risc real asupra căruia municipalitatea va reflecta odată cu punerea în funcțiune a centralelor de cogenerare. Experiența de exploatare, starea bună a rețelei de distribuție și existența acumulării ar putea fi argumente pentru demararea unui program de introducere a răcirii centralizate.

4.3. Situația utilităților

Centrala CT9 este dotată cu toate utilitățile necesare și nu sunt necesare modificări structurale sau redimensionări.

Centrala are racorduri de apă și canalizare corespunzătoare.

Puterea instalată în arzătoarele de gaz natural este de 10Gcal/h, adică suficientă pentru a acoperi necesarul de vârf al întregii Zone 1. Cu alte cuvinte, înlocuirea a două cazane cu un singur consumator (unitatea de cogenerare) nu e de natură să modifice rezerva de capacitate contractată.

Adiacent zonei de protecție a centralei se găsește un transformator de JT. Prin grija distribuitorului, acesta va fi reconfigurat pentru a prelua electricitatea produsă în cogenerare. Cablurile de legătură cu celelele generatorului vor fi instalate de distribuitorul de energie electrică și nu fac parte din investiția descrisă în studiul de față.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

Implementarea cogenerării în sistemele de alimentare centralizată cu căldură reprezintă o soluție de reducere a emisiilor și a cheltuielilor aferente lor, prin economia de combustibil realizată față de producerea separată a energiei electrice și căldurii.

4.4.1. Economii de energie

Internalizarea costurilor de mediu (emisiile de CO₂, noxe etc.) va conduce la creșterea prețului energiei electrice și căldurii, prin creșterea cheltuielilor variabile. Reducerea consumului de

combustibil și implicit a cheltuielilor aferente acestuia va deveni obiectivul major în următorii ani în ceea ce privește alimentarea cu căldură. Introducerea cogenerării de înaltă eficiență, care asigură utilizarea a cel puțin 80% din energia combustibilului, este de natură să producă economii importante de energie primară. În cazul unității de cogenerare propusă pentru CT9, economiile de energie primară sunt în procent de 22,6%, adică între 5300 și 5600MWh/an în funcție de opțiunea aleasă.

4.4.2. Concluziile evaluării impactului asupra mediului

Protecția mediului este un criteriu important în luarea deciziilor privind opțiunea recomandată pentru realizarea unor economii de energie, pe de-o parte pentru că orice investiție trebuie să respecte legislația de mediu și pe de altă parte pentru că atât timp cât prețul purtătorilor de energie nu reflectă costurile reale de mediu, o decizie bazată exclusiv pe preț poate avea consecințe negative în viitor.

Măsurile ce urmează a fi adoptate prin implementarea proiectului vor conduce la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (prin economia de energie primară) și a emisiilor poluante. Dacă ne raportăm exclusiv la gazul natural ca resursă primară, emisiile de CO₂ evitate sunt între 1000 și 1100t_{CO2}/an.

Caietele de sarcini pentru execuția lucrărilor vor conține specificații precise privind respectarea condițiilor de mediu și eliminarea poluării de orice natură care poate să apară în faza de construcție.

În exploatare

Exploatarea utilajelor se va face cu respectarea strictă a normelor de poluare și a programului de întreținere a unităților de cogenerare. Verificarea încadrării în norme se va face prin analiza gazelor evacuate la coș cel puțin odată la 1000 ore de funcționare dar nu mai rar de odată pe lună.

Se va verifica conformitatea echipamentelor cu standardele europene privind protecția la scurgeri de ulei și lichid de răcire atât în funcționare cât și în timpul operațiilor de întreținere. Se vor lua măsuri privind evacuarea în siguranță a lichidelor uzate.

Toate echipamentele electrice/electronice vor fi conforme cu reglementările RoHS (Directiva 2002/95/EC).

De asemenea, poluarea fonică va fi evitată prin izolarea corespunzătoare a fundațiilor și a carcaselor, ca și prin utilizarea elementelor de prindere cu factor mare de amortizare. Performanța urmărită este ca intensitatea radiației sonore să fie cu cel puțin 3 dB mai mică decât cea existentă în prezent în zonele de amplasare a echipamentelor noi, pentru a se realiza „mascarea” surselor suplimentare de zgomot. În plus, lucrările de construcție vor include unele modernizări ale centralelor termice (de ex. geamuri termopan) care vor reduce nivelul global de zgomot cu încă 2-3 dB.

La execuție

Contractorul, în sarcina cărui va reveni executarea lucrărilor de construcție - montaj, va avea prevăzute prin caietul de sarcini obligațiile specifice tuturor activităților ce se vor desfășura, cu respectarea reglementărilor în vigoare privind reducerea impactului asupra mediului.

Elementele tehnice de proiectare și dimensionare tehnologică a întregului flux operațional vor avea în vedere condițiile locale specifice amplasamentului. Se va avea în vedere și faptul că lucrările de construcție-montaj se vor desfășura pe un amplasament rezidențial, unde activitatea poate fi restricționată în anumite perioade ale zilei.

Pe perioada lucrărilor de construcție montaj, vor exista zone de sol care vor fi afectate de către organizarea de șantier și de noile construcții care se vor realiza pe amplasament.

După terminarea lucrărilor, suprafețele ocupate cu organizarea de șantier și cele afectate de lucrări vor fi readuse la starea inițială.

Deșeurile rezultate în urma lucrărilor pot fi:

- metale (conductoare, armături diverse, etc.);
- pământ;
- deșeuri rezultate din igienizarea zonelor adiacente lucrărilor (plastic, moloz, diverse);
- materiale izolante.

Deșeurile valorificabile (metalice, cabluri, echipamente etc.) vor fi depozitate temporar în spațiile desemnate de beneficiar.

Deșeurile nevalorificabile (moloz, pământ etc.) vor fi transportate la cea mai apropiată unitate specializată de colectare.

Odată cu proiectul tehnic, contractorul va prezenta propriul plan de asigurare a calității și protecției mediului, cu accent în faza de construcție, pe:

- poluarea fonică

- poluarea produsă de utilajele de construcție și transport
- poluarea vizuală
- managementul deșeurilor

4.4.3. Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției

Faza de execuție

Forța de muncă estimată pentru realizarea investiției este de 117 persoane x luni, repartizate după cum urmează.

Tabel 12

Activitate	Perioadă	Nr. persoane
Lucrări pentru amenajarea terenului și incintelor	1 lună	10
Lucrări de construcții	1 lună	10
Lucrări de montare a unităților de cogenerare	3 luni	8
Lucrări de montare a conductelor de interconectare	3 luni	6
Lucrări de recondiționare a acumulatorilor de căldură	3 luni	3
Lucrări auxiliare	1 lună	3

Faza de operare

Realizarea proiectului nu presupune adăugarea unor locuri de muncă noi. Totuși vor apărea schimbări în calitatea muncii și a pregătirii personalului:

- unii dintre foștii actuali vor fi recalificați pentru meseria de operator centrală de cogenerare,
- șefii de tură actuali vor fi instruiți pentru a prelua sarcinile suplimentare specifice dispeceratului central
- operatorii AMC vor prelua întreținerea SCADA și a echipamentelor de supraveghere a unităților de cogenerare
- electricienii vor fi instruiți pentru operarea celulelor și a generatoarelor de energie electrică de joasă și medie tensiune
- responsabilii de mediu vor prelua sarcinile specifice gestionării lichidelor din motoare și a condițiilor de operare pentru reducerea impactului asupra mediului (zgomot, noxe etc.)
- responsabilii SSM vor prelua responsabilități specifice operării în siguranță a utilajelor energetice cu piese în mișcare, temperaturi și tensiuni ridicate, pericol de explozie sau incendiu etc.

În faza de instruire, principalul obiectiv al operatorului de termoficare, dar și al antreprenorului, trebuie să fie asigurarea calității corespunzătoare a personalului Goldterm S.A. astfel încât sistemele realizate să funcționeze corect și fără riscul unor defecțiuni accidentale din vina operatorului.

Goldterm S.A. va încheia contracte de service și întreținere pentru unitățile de cogenerare cu firme agreeate de producătorul acestora, de preferință solicitând ca activitățile pentru primul an să fie incluse în prețul de livrare.

4.5. Analiza cererii

Tabelul de la Căp. 2.4 (Tabel 5) prezintă proiecția cererii și producției de energie termică pe o perioadă de 10 ani care acoperă durata de viață a proiectului, începând din 2017. Anul de bază este 2016, iar anul de implementare (anul 0) este 2017.

În elaborarea proiecțiilor s-a presupus că noii consumatori racordați la SACET sunt alimentați din rețeaua instalațiilor de cogenerare.

Deși prognoza cererii indică o creștere de maxim 30% în 2026, producția în cogenerare nu va crește cu mai mult de 5%. Acoperirea cererii se va face în principal prin creșterea reprizelor de încărcare a acumulatorilor de energie termică în perioada de vară deoarece o presupunere de bază a proiectului este că cererea de a.c.m. va atinge nivelul normal statistic.

În Etapa I, producția în cogenerare din CT9 este absorbită încă de la începutul perioadei de încălzire. Cererea de energie termică, producția și consumurile de energie pentru scenariile și opțiunile considerate, cu unitatea de cogenerare din CT9, sunt prezentate în Tabel 13.

Tabel 13 (MWh)

Anul	B	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Facturat	19894	19653	20436	21384	22439	23414	24159	24816	25474	25878	25957	25828
Producție	23909	23684	24550	25564	26656	27636	28382	29042	29702	30087	30212	30076
Scenariul A												
Consum GN	27198	26947	27956	29128	30381	31497	32346	33098	33849	34297	34438	34281
Consum EE	575	570	591	616	642	666	684	700	716	725	728	725
Scenariul B opt. 1												
Producție cogen I	0	0	8124	8288	8380	8391	8397	8406	8408	8487	8477	8460
Ore cogen I		0	4590	4683	4735	4741	4744	4749	4751	4795	4789	4780
Producție cazane	23909	23684	16426	17276	18276	19244	19985	20637	21294	21600	21736	21616
Consum GN cogen I	0	0	19026	19410	19626	19653	19666	19686	19692	19876	19852	19813
Consum GN cazane	27198	26947	18686	19652	20789	21891	22734	23475	24222	24571	24725	24589
Consum EE retea	575	570	435	453	473	490	503	515	527	534	536	533
Producție EE retea	0	0	8014	8173	8258	8264	8265	8269	8267	8344	8333	8317
EEP absolut	0	0	5563	5676	5739	5746	5750	5756	5758	5812	5805	5793
Scenariul B opt. 2												
Producție cogen I	0	0	7823	7823	7823	7823	7823	7823	7823	7823	7823	7823
Ore cogen I			4420	4420	4420	4420	4420	4420	4420	4420	4420	4420
Producție cazane	23909	23684	16727	17741	18833	19813	20559	21219	21879	22264	22389	22253
Consum GN cogen I	0	0	18332	18332	18332	18332	18332	18332	18332	18332	18332	18332
Consum GN cazane	27198	26947	19057	20229	21482	22598	23447	24199	24950	25398	25539	25382
Consum EE retea	575	570	438	456	476	493	506	518	530	537	539	537
Producție EE retea	0	0	7714	7708	7701	7695	7690	7686	7682	7679	7679	7680
EEP absolut	0	0	5346	5346	5346	5346	5346	5346	5346	5346	5346	5346

Capacitățile de producție de vârf vor rămâne cazanele existente care îndeplinesc condițiile de eficiență și mediu.

Performanțele solicitate de la unitatea de cogenerare și modul de acoperire a curbei de sarcină sunt prezentate în Tabel 8 și Fig. 5-6.

Dimensionarea instalației de cogenerare se face după necesarul de căldură, iar regimul de funcționare nu presupune producerea energiei electrice fără recuperarea căldurii din gazele de ardere; funcționarea în non-cogenerare, deși posibilă, nu face obiectul studiului de față, fiind mai degrabă o situație conjuncturală dependentă de oportunitățile oferite de piața spot a energiei electrice.

Principiul de dimensionare al unității de cogenerare are în vedere două constrângeri:

- funcționarea la sarcină maximă pe durata încălzirii
- funcționarea în reprize de cel puțin 90 minute pentru încărcarea acumulatorului de energie termică

Indiferent de opțiune, unitatea de cogenerare recomandată are caracteristicile din Tabel 14.

Tabel 14

Caracteristica/Zona	u.m.	Zona 1
Amplasament CT		CT9
Putere termică la sarcina nominală	MW min	1,75
	MW max	2,0
Randament electric minim	%	40
Randament global minim	%	85
Temperatura apa retur	°C	70
Temperatura apa tur	°C	90
Emisii NOx, 15% O2 uscat, max.	mg/Nm ³	95
Emisii CO, 15% O2 uscat, max.	mg/Nm ³	100
Nivel zgomot max, 1m de incintă	dB(A)	85

4.6. Analiza financiară

Valoarea investiției utilizată în analiză nu include costurile eligibile pentru finanțare prin programe de ajutor de stat.

Analiza financiară evaluează profitabilitatea financiară a investiției determinată cu Indicatorii VNAF/P (valoarea netă actualizată calculată la valoarea investiției municipale) și RIRF/P (rata internă de rentabilitate calculată la valoarea investiției municipale).

4.6.1. Premisele analizei

Ajutorul de stat crește valoarea patrimoniului public municipal fără un efort direct al comunității locale. Ajutorul de stat nu este recunoscut ca investiție, dar a fost considerat în legătură cu valoarea terminală a investiției.

Valoarea terminală a investiției este relativ mare datorită perioadei de numai 10 ani considerată pentru proiect. Elementul principal al investiției – unitatea de cogenerare – își păstrează 35% din valoarea inițială, iar rețelele de interconectare, acumulatorii și alte utilaje și construcții rețin 50%.

4.6.2. Analiza comparativă

Fluxurile de numerar și valoarea actualizată sunt prezentate în Tabel 15

Tabel 15 (mii lei)

Anul	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Vanzare ET		2898	3100	3322	3540	3728	3907	4090	4227	4329	4388
A. Fara proiect											
Cost GN		4180	4364	4607	4839	5015	5164	5325	5541	5632	5824
Cost EE		273	292	312	332	349	366	384	399	410	419
Total costuri		4454	4656	4919	5171	5364	5531	5709	5939	6042	6243
Venituri-Costuri		-1555	-1556	-1597	-1631	-1637	-1624	-1619	-1712	-1713	-1855
VNAF/P											-13047
B. Cu proiect	opt. 1	cu acumulare									
Vanzare EE		2095	2244	2380	2501	2626	2759	2897	3070	3219	3373
Total venituri		4994	5343	5703	6041	6354	6666	6986	7297	7548	7761
Cost GN		5639	5852	6129	6382	6574	6735	6908	7181	7290	7544
Cost EE		201	215	230	244	257	270	283	294	302	308
Cost O&M		365	370	373	373	373	373	374	376	376	375
Total costuri		6205	6437	6731	7000	7204	7378	7504	7650	7867	8227
Venituri-Costuri		-1211	-1094	-1028	-959	-850	-712	-578	-553	-420	-466
Invest/Val. rezid	-2536	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3648
VNAF/P											-6681
B. Cu proiect	opt. 2	fara acumulare									
Vanzare EE		2045	2148	2255	2368	2486	2610	2741	2878	3022	3173
Total venituri		4944	5247	5577	5908	6214	6517	6831	7105	7351	7561
Cost GN		5591	5777	6038	6288	6478	6636	6809	7064	7174	7427
Cost EE		203	216	231	246	259	271	284	295	304	310
Cost O&M		356	356	356	356	356	356	356	356	356	356
Total costuri		6149	6349	6625	6889	7092	7263	7449	7716	7834	8093
Venituri-Costuri		-1205	-1102	-1047	-982	-878	-746	-618	-611	-483	-532
Invest/Val rezid	-2327	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3299
VNAF/P											-6941

Nota: În tabelul de mai sus, VNA este calculat pe perioada operațională a proiectului. Valorile relevante din coloana „An 0” sunt numai cele de investiție.

Se constată că toate valorile actualizate ale fluxului net de numerar sunt negative. Totuși, cea mai mică pierdere se înregistrează pentru opțiunea B.1 și ambele opțiuni de proiect conduc la reduceri substanțiale ale deficitului care trebuie compensat.

4.6.3. Sustenabilitate

În condițiile cadrului de referință privind prețurile energiei și evoluția cererii, și fără o politică de încurajare a cogenerării similară schemei de sprijin actuale, proiectul este sustenabil numai cu intervenția municipalității.

În scenariul de referință (A. fără proiect) diferența „Venituri-costuri” care trebuie acoperită prin subvenție crește continuu de la 1,55 milioane lei în 2018 la 1,85 milioane lei în 2027 (Tabel 15). Subvenția are aceeași tendință de creștere ca producția de energie termică ceea ce înseamnă că încărcarea suplimentară a centralelor nu are efecte benefice asupra performanțelor financiare ale companiei de termoficare.

Subvenționarea serviciului public de termoficare este o chestiune de politică locală cu implicații importante la nivelul comunității (reducerea sărăciei energetice și a poluării urbane) și la nivelul societății (economia de energie primară și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră). Totuși, subvențiile pun o presiune suplimentară asupra bugetului local și pot afecta politica de dezvoltare urbană.

Opțiunea B.1 conduce la scăderea subvenției de la 1,21 milioane lei în 2018 la 0,47 milioane lei în 2027, tendință inversă în raport cu energia termică vândută. Acest fapt sugerează că proiectul își poate îmbunătăți profitabilitatea prin adăugarea unor noi consumatori și producerea unei cantități mai mari de energie termică în cogenerare.

Implementarea proiectului crează premisele eliminării subvenției prin aplicarea unor măsuri de dezvoltare a serviciilor publice care țin de politica locală:

- creșterea gradului de racordare de la 65% în prezent la cel puțin 85%
- încurajarea consumului de a.c.m. produsă centralizat în timpul verii în scopul creșterii duratei anuale de utilizare a unității de cogenerare
- creșterea capacității de cogenerare (instalarea unei unități în CT10, etapa a II-a) pentru a întârzia pornirea unităților de vârf în perioadele de tranziție
- utilizarea intensivă a capacităților de acumulare chiar și în timpul perioadelor mai calde din timpul iernii
- creșterea consumului de energie electrică din sursele proprii ale municipalității, de exemplu alimentarea iluminatului public direct din unitatea de cogenerare.

4.7. Analiza cost-eficacitate

Valoarea relativ redusă a proiectului și rezultatele analizei financiare sugerează că selectarea opțiunii de proiect poate fi supusă unei analize cost-eficacitate.

Analiza cost-eficacitate constă în compararea alternativelor de proiect care urmăresc obținerea unui singur efect sau rezultat comun și are ca scop selectarea celui de proiect care, pentru un nivel dat al rezultatului, minimizează valoarea netă actualizată a costurilor.

În cazul de față, proiectul prezintă beneficii incontestabile:

- economii de energie primară,
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră,
- reducerea poluării în zonele rezidențiale,
- creșterea siguranței în aprovizionarea cu energie și
- creșterea confortului în locuințe.

Chiar dacă o parte a acestor beneficii pot fi evaluate monetar, valorile nu sunt foarte sigure și, oricum, discutabile. De exemplu: stabilirea prețului tonei de CO₂ evitat, sau a prețului energiei primare economisite.

Cert este că se urmărește furnizarea/facturarea unei anumite cantități de energie termică, conform unui program anual și unei strategii de preț. Ca urmare, **rezultatul proiectului este valoarea actualizată a facturii de energie termică livrată abonaților pe durata de funcționare a proiectului (2018-2027).**

Corespunzător, furnizarea acestei energii se face cu costuri relativ bine cunoscute. În plus, opțiunile cu cogenerare înregistrează venituri din producția de energie electrică odată cu costurile de producere a energiei termice. Pentru analiza cost-eficacitate, aceste venituri se scad din costuri, astfel încât valoarea actualizată se calculează pentru **costurile nete.**

În final, varianta optimă de proiect este cea cu raportul minim **cost net/rezultat**. De altfel, și municipalitatea urmărește reducerea subvenției care, în cadrul analizei financiare, este elementul care asigură valoarea non-negativă a fluxului de numerar.

4.7.1. Raportul cost/rezultat

Analiza opțiunilor din punctul de vedere al costurilor este prezentată în Tabel 17 (mii lei) Tabel 17. Raportul VNA costuri/VNA rezultat este minim pentru scenariul cu proiect, opțiunea B.1 (Tabel 16).

Tabel 16

Opțiune	A. Fără proiect	B.1 cu acumulare	B.2 fără acumulare
VNA rezultat	29354	29354	29354
VNA costuri	42402	36035	36295
Costuri/rezultat	1,44	1,23	1,24

Tabel 17 (mii lei)

Anul	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Vanzare ET		2898	3100	3322	3540	3728	3907	4090	4227	4329	4388
VNA Rezultat	29354										
A. Fara proiect											
Cost GN		4180	4364	4607	4839	5015	5164	5325	5541	5632	5824
Cost EE		273	292	312	332	349	366	384	399	410	419
Costuri		4454	4656	4919	5171	5364	5531	5709	5939	6042	6243
VNA Costuri	42402										
B. Cu proiect											
	opt. 1	cu acumulare									
Vanzare EE		2095	2244	2380	2501	2626	2759	2897	3070	3219	3373
Cost GN		5639	5852	6129	6382	6574	6735	6908	7181	7290	7544
Cost EE		201	215	230	244	257	270	283	294	302	308
Cost O&M		365	370	373	373	373	373	374	376	376	375
Costuri nete		4110	4193	4351	4498	4578	4618	4668	4780	4749	4854
Invest/Val. rezid.	2536	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3648
VNA Costuri nete	36035										
B. Cu proiect											
	opt. 2	fără acumulare									
Vanzare EE	0	2045	2148	2255	2368	2486	2610	2741	2878	3022	3173
Cost GN	3778	5591	5777	6038	6288	6478	6636	6809	7064	7174	7427
Cost EE	257	203	216	231	246	259	271	284	295	304	310
Cost O&M	0	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356
Costuri nete	4035	4103	4201	4370	4522	4606	4653	4708	4838	4812	4920
Invest/Val rezid	2327	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3299
VNA Costuri nete	36295										

În concluzie, varianta recomandată de proiect este B.1, adică unitate de cogenerare în CT9 cu acumularea energiei termice în fostele rezervoare de combustibil lichid din CT7, CT9 și CT10. Varianta recomandată asigură subvenția minimă pe durata proiectului. E de remarcat că implementarea celei de-a doua etape, unitate de cogenerare în CT10 e de natură să reducă și mai mult subvenția sau chiar s-o elimine deoarece investiția este relativ mai redusă, nefiind încărcată cu realizarea rețelelor de interconectare și a acumulatorilor de energie termică.

4.7.2. Analiza sensibilității

Sensibilitatea indicatorului cost/rezultat la variația unor parametri esențiali ai proiectului este definită ca variația procentuală a indicatorului pentru o variație de 1% a parametrului. Altfel spus, expresia $E = \frac{\partial I}{\partial p} \times \frac{p}{I}$ se numește „elasticitatea indicatorului / față de parametrul p” și este o măsură a influenței parametrului respectiv asupra rezultatului proiectului. Cu cât elasticitatea față de un parametru este mai mare, cu atât influența parametrului respectiv este mai mare.

Principali parametri care influențează rentabilitatea financiară a proiectului sunt **prețurile la energia electrică și gaz natural**. Ipotezele de bază pentru limitarea la aceste două variabile sunt:

- proiectele de acest tip se încadrează de obicei în sumele alocate, deci riscul de depășire a bugetului este limitat
- consumul de căldură urmărește evoluția prognozată ca urmare a politicii municipale de promovare a SACET descrisă în Cap. 2.4.

Influența principalilor parametri asupra eficacității proiectului este prezentată în tabelul următor.

Tabel 18

Parametru	Elasticitatea cost/rezultat	
Preț energie electrică	scădere	-0,150
	creștere	-0,152
Preț gaz natural	scădere	1,838
	creștere	1,608

Valorile negative ale elasticității indică faptul că sensurile de variație ale valorii parametrului, respectiv valoarea raportului cost/rezultat sunt contrare. În coordonate relative, variația VNAF față de variațiile prețurilor la energie electrică livrată în SEN (EE) și la gaze naturale (GN) este prezentată în Fig. 8.

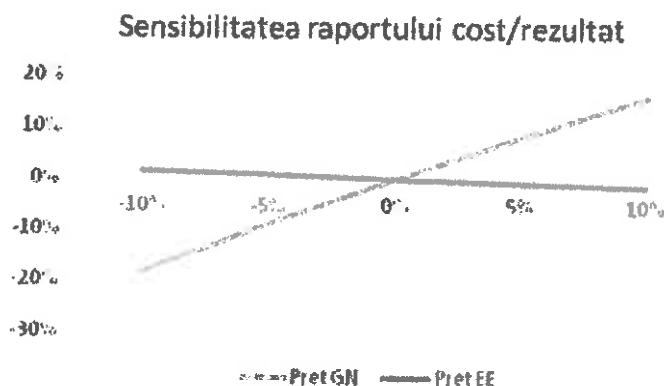


Fig. 8

Sensibilitatea proiectului față de prețul gazelor naturale este foarte mare, ceea ce face ca evoluția prețului la gaze naturale să fie un element important de risc. Totuși, abaterea de la scenariul de creștere adoptat, în condițiile actuale ale pieței internaționale, nu poate să apară decât ca urmare a politicii energetice naționale sau europene și e greu de crezut că va influența numai prețul gazelor naturale. Acest aspect va fi comentat în cadrul analizei de risc.

4.8. Analiza riscurilor

Analiza sensibilității a identificat doi parametri critici pentru rentabilitatea proiectului:

- evoluția prețului energiei electrice
- evoluția prețului gazelor naturale

Pentru analiza de risc, cei doi parametri sunt considerați ca fiind independenți. Cu siguranță, prețurile sunt legate prin politica energetică, dar există argumente de ordin calitativ în favoarea comportamentului independent:

- prețul energiei electrice este mai mult influențat de producerea din surse regenerabile, în sensul creșterii, în timp ce producția în cogenerare din gaz natural este încurajată mai ales pentru servicii de sistem care să atenueze variabilitatea introdusă de centralele eoliene și fotovoltaice
- prețul gazelor naturale este încă legat de piața produselor petroliere, care se află în cîră de supraproducție; în plus, infrastructura României nu este suficient de dezvoltată pentru exporturi masive sau lichefiere, iar producția de gaze naturale este deja suficientă pentru consumul intern

- din motive de ordin social, nu se întrevăd majorări importante de prețuri.

Ca urmare, suntem de părere că variațiile de $\pm 10\%$ în jurul prețurilor considerate în scenariul adoptat, prețurile la energie electrică, respectiv gaze naturale, pot fi considerate ca independente.

Pe de altă parte, șansa de creștere a ambelor prețuri pare să fie mai mare decât cea de scădere, datorită politicilor energetice. Ca urmare, pentru distribuția probabilității de realizare a variațiilor de preț, s-au considerat valorile din Tabel 19, cu reprezentarea grafică din Fig. 9.

Tabel 19

P/P ₀	0,90	0,95	1,00	1,05	1,10
p (GN)	0,05	0,10	0,50	0,25	0,10
p (EE)	0,05	0,15	0,45	0,25	0,10

unde P/P₀ este prețul relativ față de cel de referință utilizat în scenariu, iar p(x) este probabilitatea de apariție a evenimentului să aducă prețul relativ la valoarea respectivă. Ipoteza Independenței variațiilor permite aplicarea unui model simplu de calcul a probabilității de apariție a situațiilor care duc scăderea VNAF sub zero, deci a probabilității proiectul să nu fie sustenabil financiar nici cu ajutorul de stat în procent de 70%.

În Tabel 20 sunt prezentate valorile cost/rezultat pentru opțiunea B.1 în funcție de valorile relative ale prețurilor la energie.

Tabel 20

GN/GN ₀	0,90	0,95	1,00	1,05	1,10
EE/EE ₀	cost/rezultat B.1				
0,90	1,02	1,14	1,25	1,35	1,44
0,95	1,01	1,13	1,24	1,34	1,43
1,00	1,00	1,12	1,23	1,33	1,43
1,05	0,99	1,11	1,22	1,32	1,42
1,10	0,98	1,10	1,21	1,31	1,41

Situațiile în care raportul cost/rezultat devine aproximativ egal cu valoarea pentru scenariul „A. Fără proiect”, ceea ce ar putea pune în discuție oportunitatea proiectului, apar atunci când creșterea prețului la gaze naturale se produce concomitent cu scăderea prețului pentru energia electrică față de valorile considerate în cadrul de referință.

Pe de altă parte, la variația inversă, când prețului energiei electrice crește și prețul gazului natural scade față de cadrul de referință, se înregistrează situații când proiectul este sustenabil fără subvenții.

Pentru a identifica șansele ca raportul cost/rezultat să devină aproximativ egal cu cel al scenariului de referință, respectiv să conducă la un proiect sustenabil fără subvenții, se construiește tabelul probabilităților (Tabel 21).

Tabel 21

p(GN)	0,05	0,10	0,50	0,25	0,10
p(EE)					
0,05	0,0025	0,0050	0,0250	0,0125	0,0050
0,15	0,0075	0,0150	0,0750	0,0375	0,0150
0,45	0,0225	0,0450	0,2250	0,1125	0,0450
0,25	0,0125	0,0250	0,1250	0,0625	0,0250
0,10	0,0050	0,0100	0,0500	0,0250	0,0100

Notă: Probabilitatea de apariție simultană a două evenimente independente este $p(1) \cdot p(2)$, iar probabilitatea de realizare a unei condiții este suma probabilităților corespunzătoare celulelor care conțin condiția.

În concluzie, șansa ca raportul cost/rezultat să se apropie de cel al scenariului fără proiect este de numai 6,5%, iar cea ca proiectul să nu necesite subvenții este de 4%.

Analiza riscurilor nu ia în considerare:

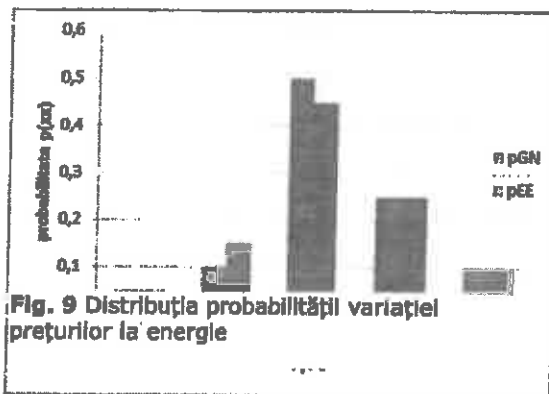


Fig. 9 Distribuția probabilității variației prețurilor la energie

care
la
ca

- reducerea numărului de abonați, deoarece primăria Mangalia și Goldterm S.A. aplică o strategie eficientă de dezvoltare a încălzirii centralizate
- posibila sub-performanță a unităților de cogenerare, deoarece criteriile de selecție la achiziția competitivă vor fi conforme cu prevederile Legii nr. 121/2014 privind performanța energetică a echipamentelor și introducerea acumularii permite utilizarea lor la capacitatea nominală

5. Opțiunea tehnico-economică recomandată

Din motive legate de capacitate în raport cu costurile de deținere (investițiile și operare pe durata proiectului), este preferabilă adoptarea soluției de cogenerare cu motoare cu ardere internă (cu piston). Soluția prezintă un indice de cogenerare ridicat, deci putere electrică mare, randamente ridicate pe o plajă largă de condiții de funcționare și un răspuns prompt la variațiile de sarcină.

5.1. Evaluarea scenariilor

Evaluarea scenariilor în vederea selectării celui optim se face pe criteriul: **costul cel mai scăzut pentru producerea energiei termice.**

În cazul scenariului B sunt luate în considerare costurile suplimentare de operare și întreținere a unității de cogenerare și veniturile din vânzarea energiei electrice.

Datorită consumului redus de a.c.m., regimul de funcționare al unităților de cogenerare este analizat conform opțiunilor cu și fără producție de apă caldă în afara sezonului de încălzire. Implementarea proiectului se face integral în anul 0.

Evaluarea economiei de energie primară se face conform Ordinului ANRE nr. 13/2007, cu valorile de referință 0,525 pentru randamentul electric și 0,9 pentru eficiența cazanelor.

În tabelul următor sunt prezentate sintetic rezultatele modelării în valori totale pe durata proiectului.

Tabel 22

	u.m.	A	B.1	B.2
Producție en. termică, din care:	MWh	281907	281907	281907
ET cogen	MWh	0	83818	78230
ET cazan	MWh	281907	198090	203677
Combustibil, din care:	MWh	321270	421636	415598
GN cogen	MWh	0	196301	183318
GN cazan	MWh	321270	225335	232280
Consum energie electrică	MWh	6791	4998	5029
Autoconsum energie electrică	MWh	0	1794	1762
Producție energie electrică	MWh	0	84298	78676
Cost combustibil	mln RON	50490	66232	65281
Cost energie electrică	mln RON	3538	2603	2620
Cost operare și întreținere	mln RON	0	3727	3557
Venit energie electrică	mln RON	0	27165	25726
Total costuri nete	mln RON	54028	45398	45731
Economie energie primară	MWh	0	57398	53463
CO ₂ evitat	t	0	10906	10158

Evoluția anuală a costurilor pe durata proiectului (10 ani) este prezentată în Tabel 17.

5.2. Selectarea opțiunii recomandate

Din compararea valorilor rezultă că varianta cu **costuri minime** pentru producerea căldurii este **Scenariul B.1 – cogenerare cu acumularea energiei termice.** Aceasta este și varianta recomandată pentru realizarea investiției.

În plus, varianta B.1 este și cea care prezintă cele mai mari avantaje de mediu, adică cea cu valoarea economică cea mai mare.

În concluzie, varianta optimă recomandată va include:

5.3. Descrierea investiției

5.3.1. Descriere funcțională și tehnologică

Schema de principiu a sistemului de producere și interconectare Zona 1 este prezentată în Fig. 10.

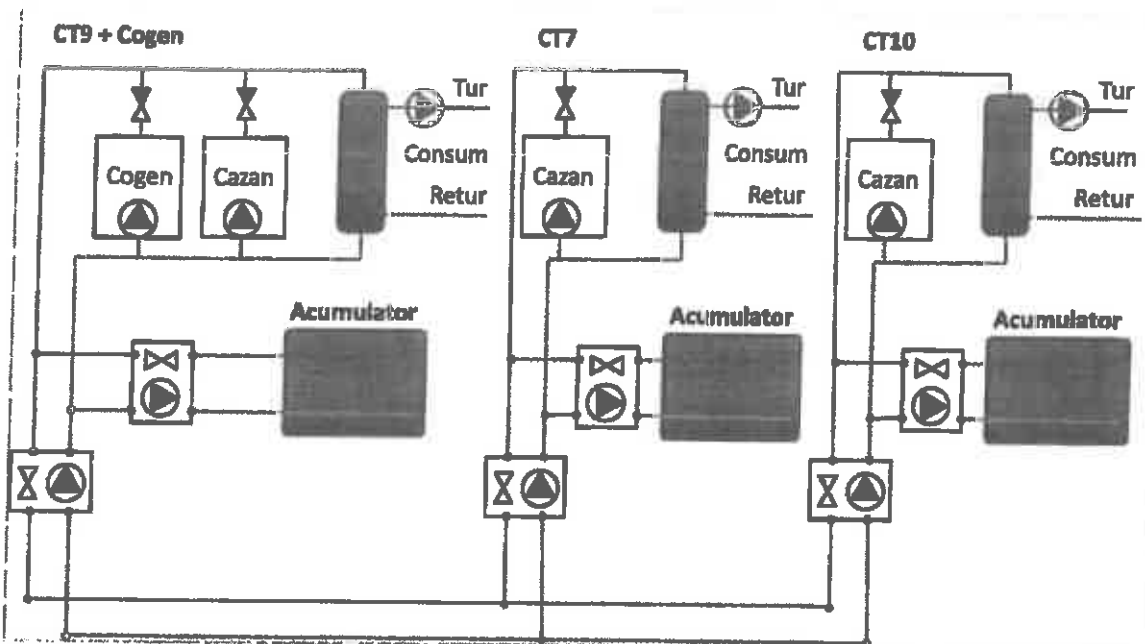


Fig. 10 CT7 și CT10 conectate la unitatea de cogenerare din CT9

Centralele dotate cu unitatea de cogenerare răspund cererii de căldură venită de la consumatorii proprii sau de la CT conectate, fie prin pornirea cogenerării și a cazanelor, fie prin inițierea secvenței de descărcare a acumulatorilor de energie termică.

Încărcarea/descărcarea acumulatorilor și transferul energiei termice între centrale sunt controlate de un tandem pompă/vană de reglaj.

5.3.2. Controlul automat al proceselor

Centralele sunt deja automatizate și răspund în funcție de semnalele de temperatură exterioară și ale agentului termic.

Interconectarea centralelor și ordinea de pornire a capacităților de producție impune realizarea unei integrări la nivel superior a informațiilor prelucrate de fiecare centrală în parte. Arhitectura dispeceratului local, care va fi instalat în centrala cu cogenerare, este de tip client-server și va implementa logica de reglaj corespunzătoare filozofiei operaționale.

În plus, dispecerul va avea capacitatea de a gestiona consumurile, inclusiv cele ale abonaților, și va genera rapoarte cantitative și financiare. Sistemul de achiziție a datelor de la consumatori nu face obiectul acestei lucrări, dar dispeceratul trebuie să fie capabil de a prelua informații de la contoare printr-o rețea M-bus, cablată sau wireless.

5.3.3. Unitățile de cogenerare

Unitatea de cogenerare este construită în jurul unui motor cu ardere internă. Motorul este de tip multi-cilindru, cu piston și aprindere prin scânteie. La puteri mici, motoarele nu au nevoie de compresoare de gaz, presiunea din rețeaua urbană de gaz natural fiind suficientă pentru realizarea amestecului combustibil.

Energia termică este extrasă din instalația de răcire a motorului printr-un schimbător de căldură apă-apă și din gazele de ardere printr-un recuperator gaze-apă. Circulația agentului termic prin schimbător și recuperator este în serie, dar sunt prevăzute by-pass-uri pentru termostatare și protecție.

Performanțele ridicate ale motorului se datorează supra-alimentării cu turbosufiantă și răcirii amestecului carburant într-un schimbător de căldură gaze-apă care utilizează apă de joasă temperatură (40 - 50°C) răcită la rândul ei într-un radiator prevăzut cu ventilator electric. Această căldură nu poate fi utilizată pentru termoficare.

Echipamentele anexe ale motorului cuprind:

- gospodăria de ulei (electropompe, filtre, rezervor de ulei proaspăt pentru completare)
- instalația de filtrare a aerului de ardere
- instalația de aprindere (bujii, bobine de inducție pe fiecare cilindru, distribuție electronică)
- atenuatorul de zgomot pe traseul de evacuare a gazelor
- senzorialistica pentru controlul arderii (detonație, exces de aer) și regulatorul electronic

Motorul este cuplat cu un generator electric cu tensiunea nominală 0,4 kV. Echipamentele electrice specifice includ:

- tablou protecție generator echipat cu transformatoare de curent și tensiune, releu protecție, releu sincronism, întreruptor, analizor de rețea
- sistem de bare pentru conectare cabluri sosire, cabluri plecare și echipamente
- celula de protecție trafo
- celula de servicii interne

Unitatea de cogenerare este prevăzută cu sisteme de monitorizare, reglare și comandă cu posibilitate de comunicare bidirecțională cu sistemul SCADA dispecer.

Instalarea unității de cogenerare pe amplasamentul centralelor termice în zone rezidențiale ridică probleme speciale de atenuare a zgomotului. Soluția cea mai eficientă este containerizarea cu limitarea nivelului de zgomot la 65dB/10m, respectiv 45dB/10m la coș, și construirea unor bariere fonice în clădirea existentă.

5.3.4. Rețelele pentru interconectarea centralelor

Lungimea rețelelor noi care vor fi construite pentru conectarea centralelor se găsește în Tabel 2. Propunerea privind traseele, care urmează să fie confirmată de Direcția de urbanism a primăriei Mangalia, este prezentată în Fig. 4.

În principiu, conductele fac legătura între colectoarele și distribuitorile comune ale cazanelor din centrală. Rețeaua se comportă ca un pseudo-circuit primar și are rolul de a asigura regimul de temperaturi și presiuni necesar. Acesta nu este neapărat cel solicitat de consumatori deoarece consumatorii sunt alimentați din circuite separate prin schimbătoare de căldură controlate de temperatura locală exterioară și preferințele abonaților.

Rețelele de legătură între centrale se dimensionează pentru încărcarea unităților de cogenerare în perioadele de tranziție (aprilie, octombrie). Astfel, energia termică din cogenerare se distribuie centralelor care formează o zonă în mod proporțional cu cererea consumatorilor. Când se depășește puterea termică a unității de cogenerare, vor fi pornite cazanele de vârf și operatorul va decide dacă este mai economic să continue să trimită căldură pe conducte sau să pornească unitățile de vârf din centralele fără cogenerare.

Dimensionarea se face la debitul corespunzător puterii medii din luna aprilie, o viteză de circulație de 0,8 – 1,0 m/s și o diferență de temperatură de 20°C (teoretic 90/70). Dimensionarea făcută astfel este acoperitoare pentru perioada de vară și pentru întârzierea pornirii cazanelor de vârf din centralele fără cogenerare.

Circulația este asigurată de pompe cu turație variabilă amplasate în centrale.

5.4. Indicatori tehnico – economici

5.4.1. Date tehnice

Unitățile de cogenerare moderne prezintă performanțe ridicate și stabile în timp. Respectarea condițiilor de operare și întreținere asigură scăderea lentă a randamentului electric, de cel mult 1% pentru 10000 ore de funcționare, scădere care este parțial compensată de creșterea cantității de căldură recuperată.

Caracteristicile unităților propuse pentru echiparea Zonelor 1 – etapa I sunt prezentate în Tabel 23.

Caracteristica	u.m.	Valoare
Putere electrică	MWe	1,82
Putere termică ±8%	MWt	1,79
Consum combustibil +5%	MW	4,20
(PCI = 9,5 kWh/Nm ³)	Nm ³ /h	442
Randament electric -5%	%	43,4
Eficiența termică ±8%	%	43,3
Eficiența globală	%	86,7
Tensiune generator	kV	0,4
Frecvență generator	Hz	50
Presiune GN min/max	mbar	200/500
NOx (15%O ₂)	mg/Nm ³	<95

Caracteristica	u.m.	Valoare
Dimensiuni L/i/H	m	7,6/2,2/2,8
Masa (pregătit de pornire)	tone	26

Datele tehnico - economice care caracterizează unitatea de cogenerare din Zona 1 (CT9) sunt prezentate în Tabel 24. Planurile de amplasament se găsesc în Anexa 2.

Tabel 24

Caracteristica	u.m.	Cogen CT9
Putere electrică	MWe	1,80
Putere termică cogen	MWt	1,77
Indice mediu cogen		1,02
Randament electric		0,434
Eficiența totală cogen		0,856
Eficiența cazan		0,879
O&M fix	lei/kW/an	65,00
O&M variabil	lei/h	54,00
<i>Producție anuală</i>	<i>an 1</i>	
ET total	MWh	24550
ET cogenerare	MWh	8124
EE cogenerare	MWh	8170
Ore de funcționare P _{max}	h/an	4756
<i>Consum anual</i>	<i>an 0</i>	
GN PCI cogen	MWh	19026
GN PCI cazan	MWh	18686
GN PCI total	MWh	37712
EE consum propriu	MWh	156
EE rețea	MWh	435
EE total	MWh	591

Datele tehnice pentru rețeaua de interconectare sunt prezentate în Tabel 25.

Tabel 25

Tronson	Putere MWt	Lungime m	Debit m ³ /h	DN mm	H kPa	Qpompa m ³ /h
CT9 - CT7	0,5	310	22	200	69	
CT7 - CT10	1,3	250	55	200	55	
<i>pompa CT9</i>					124	77

5.4.2. Costuri estimative

Valoarea totală a proiectului de investiții este prezentată în Tabel 26.

Tabel 26

Capitol	u.m.	CT9
<i>Investiții</i>	<i>mil lei</i>	<i>5338</i>
Unități cogenerare	mil lei	2970
Electrice + automatizări	mil lei	891
Acumulare	mil lei	469
Rețele	mil lei	1008
<i>C+M</i>	<i>mil lei</i>	<i>1839</i>
<i>Consultanța</i>	<i>mil lei</i>	<i>567</i>
<i>Avize + diverse</i>	<i>mil lei</i>	<i>709</i>
TOTAL	mil lei	8454
Investiție specifică cogen	lei/kWe	2145
Alte costuri cogenerare	mil lei	1595

Costurile totale, pe capitole mari pentru întreg proiectul, sunt sintetizate în Tabel 27.

Tabel 27

DEVIZ GENERAL ZONA 1				
in lei				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA) mii lei	TVA mii lei	Valoare (cu TVA) mii lei
1	2	3	5	6
CAPITOLUL 1				
<i>Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului</i>				
1.1	Obtinerea terenului	0,000	0,000	0,000
1.2	Amenajarea terenului	67,629	12,849	80,478
1.3	Amenajari pentru protectia mediului	42,268	8,031	50,299
TOTAL CAPITOL 1		109,896	21,979	130,777
CAPITOLUL 2				
<i>Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului</i>				
2.1	Racordare rețeaua de gaze	42,268	6,425	40,239
2.2	Racordare rețeaua electrica	67,629	14,456	90,538
TOTAL CAPITOL 2		109,896	21,979	130,777
CAPITOLUL 3				
<i>Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica</i>				
3.1	Studiul teren, topo, geo	8,454	1,606	10,060
3.2	Obținere de avize, acorduri si autorizatii	84,536	16,062	100,597
3.3	Proiectare si engineering	152,164	28,911	181,075
3.4	Organizarea procedurilor de achizitie publica	42,268	8,031	50,299
3.5	Consultanta	135,257	25,699	160,956
3.6	Asistenta tehnica	126,804	24,093	150,896
TOTAL CAPITOL 3		549,482	109,896	653,883
CAPITOLUL 4				
<i>Cheltuieli pentru investitia de baza</i>				
4.1	Constructii si instalatii	1175,046	223,259	1398,305
4.2	Montaj utilaje tehnologice	845,357	160,618	1005,974
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale cu montaj	4725,544	897,853	5623,397
4.4	Utilaje fara montaj	338,143	64,247	402,390
4.5	Dotari	84,536	16,062	100,597
4.6	Active necorporale	160,618	30,517	191,135
TOTAL CAPITOL 4		7329,243	1465,849	8721,799
CAPITOLUL 5				
<i>Alte cheltuieli</i>				
5.1	Organizare de santier	59,175	11,243	70,418
5.1.1.	Lucrari de constructii	42,268	8,031	50,299
5.1.2	Cheltuieli conexe organizarii santierului	16,907	3,212	20,119
5.2	Comisioane, taxe, cote legale, costuri de finantare	0,000	0,000	0,000
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	270,514	51,398	321,912
TOTAL CAPITOL 5		329,689	65,938	392,330

CAPITOLUL 6				
<i>Cheptuile pentru probe tehnologice, teste și predare la beneficiar</i>				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	8,454	1,606	10,060
6.2	Probe tehnologice și teste	16,907	3,212	20,119
TOTAL CAPITOL 6		25,361	5,072	30,179
TOTAL GENERAL		8453,567	1690,713	10059,745
Din care C+M		2282,463	456,493	2716,131

Devizul estimativ al investiției a fost întocmit conform HG 907/2016 și este prezentat în Anexa 3.

5.5. Surse de finanțare

Investiția are în vedere reducerea durabilă a facturii de energie a companiei de termoficare Goldterm Mangalia S.A. prin utilizarea cogenerării de înaltă eficiență. Bugetul municipiului Mangalia nu are resurse suficiente pentru dezvoltarea acestui tip de proiecte de infrastructură, dar beneficiile economice și sociale sunt suficient de importante atât pentru municipalitate cât și pentru societate în general, pentru a justifica finanțarea din fonduri nerambursabile.

Proiectul se încadrează în cerințele Regulamentului privind implementarea programului "Termoficare 2006-2015 căldură și confort", componenta de reabilitare a sistemului centralizat de alimentare cu energie termică, aprobat prin Ordinul MAI nr. 124/05.06.2012, modificat și completat ulterior prin Hotărârea Guvernului nr. 602/2015, care prelungește cu 5 ani durata programului, schimbându-se denumirea în "Termoficare 2006-2020 căldură și confort":

- reducerea semnificativă a costurilor cu energia termică pentru încălzire și prepararea apelor calde de consum, de la 54 milioane lei la 45,4 milioane lei pe durata contractului (-16%), cu impact direct asupra subvenției acordate de Primăria Mangalia;
- reducerea consumului de resurse energetice primare prin introducerea cogenerării de înaltă eficiență (HG nr. 219/2007) cu 54,7 GWh (-12%);
- creșterea eficienței energetice (energie produsă/energie consumată) la 86%;
- reducerea în spațiul urban local al emisiilor poluante generate de utilizarea surselor individuale de energie termică prin re-conectarea unui număr de 1100 apartamente echivalente, cât și a poluării globale prin diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră cu echivalentul a 10900 tCO₂.

Procentul de finanțare nerambursabilă solicitat din partea programului "Termoficare 2006-2020 căldură și confort" este de 70% din costurile eligibile.

6. Acorduri și avize

6.1. Certificatul de urbanism

Anexa 6

6.2. Aviz de mediu

Anexa 7

6.3. Avize utilități

Anexele 8 și 9

6.4. Studiu topografic

Anexele 1 și 2.

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Responsabilitatea pentru implementarea investiției va fi delegată operatorului de termoficare Goldterm S.A., prin hotărârea Consiliului Local.

Prin unitatea de management al proiectului, operatorul va urmări conformitatea calitativă și cantitativă a lucrărilor cu planul de lucru aprobat și respectarea tuturor condițiilor privind protecția cetățenilor și a mediului din zonele unde se execută lucrări, precum și siguranța și securitatea muncii pe șantiere.

7.2. Strategia de implementare

7.2.1. Durata și etapele realizării

Investiția va fi realizată în 7 luni, în baza unui contract de lucrări de tip FIDIC galben (design-build).

Pentru achiziția consultanței, pregătirea documentațiilor de atribuire și selectarea contractorului sunt alocate 3 luni.

Contractorul va avea responsabilitatea următoarelor activități:

i) *Permise și autorizații*: obținerea de la autoritățile naționale competente a tuturor autorizațiilor și permiselor necesare implementării proiectelor.

Costurile legate de eliberarea acestor autorizații și permise vor fi suportate de contractor, cu excepția celor legate de verificarea tehnică conform legii 10/1995, Autorizația de Construire, taxele către Inspectoratul de Stat în Construcții și contribuția către Casa de Asigurări Sociale a Constructorilor, Avizul tehnic de racordare și Avizele de gaze care vor fi plătite de beneficiar.

ii) *Proiectare*:

- proiect tehnic și detalii de execuție
- proiect de demolări/demontări
- dosar pentru obținerea Certificatului de Urbanism
- documentație tehnică pentru autorizația de construire
- documentație tehnică pentru autorizația de demolare
- documentație pentru avizul tehnic de racordare
- documentație pentru avizele de gaze (de principiu, amplasament, traseu după caz)
- documentație ISCIR
- documentație AS BUILT
- manuale și Instrucțiuni de utilizare
- plan de securitate și sănătate (SSM)

iii) *Execuția lucrărilor*

iv) *Teste și probe înainte de punerea în funcțiune*

v) *Instruirea personalului*

7.2.2. Eșalonarea costurilor corelate cu graficul de realizare al investiției

Eșalonarea estimată a costurilor în mil lei fără TVA este prezentată mai jos, cu referire la informațiile din Tabel 10 și Tabel 27. Primele 3 luni sunt rezervate activităților de consultanță și contractare a lucrărilor.

Tabel 28 (mil lei)

Denumire lucrare	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7
Achiziție consultanță		21								
Elaborare documentații contracte			15							
Achiziție contracte				62	53					
Execuție rețele						253	415	91		
Execuție cogenerare							2188	2108	2277	
Execuție adaptari termomecanice								147	215	
Execuție acumuloare ET							102	102	169	
Integrare, testare și probe									93	
Recepție și punere în funcțiune										136

Denumire lucrare	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7
Instruire personal										4

7.3.Strategia de exploatare

7.3.1.Strategia operațională

Unitatea de cogenerare va funcționa astfel încât acumulatorul să fie pregătit pentru descărcarea unei anumite cantități de energie sau pentru preluarea producției în exces și menținerea sarcinii unității de cogenerare la valoarea maximă.

Parametrul principal care controlează logica producției cu acumulare este temperatura pe conducta tur consumatori. Deoarece centrala cu cogenerare primește mai multe astfel de semnale, este posibilă construirea unei strategii de acoperire a vârfurilor care să evite pornirea în reprize scurte a unității de cogenerare.

Ordinea normală de producere a căldurii este:

1. unitatea de cogenerare
2. cazanele din centrala cu cogenerare
3. cazanele din centralele conectate

Concentrarea producției de căldură în centrala cu cogenerare, inclusiv prioritatea la pornirea cazanelor de vârf, permite economii mai mari datorită autoconsumului de energie electrică. În același timp însă trebuie ca izolarea conductelor de racord între centrale să fie de foarte bună calitate pentru a minimiza pierderile.

O condiție de eficiență energetică este reducerea temperaturii de retur. Se va urmări ca aceasta să nu depășească 50°C. De asemenea, temperatura tur încălzire nu va depăși 75°C. Temperatura de caldă a agentului termic la sursa de producere va fi de 80°C, iar temperatura maximă nu va depăși 90°C.

Controlul temperaturii la consumatori, inclusiv cel racordați la punctele termice, se realizează cantitativ în circuitul primar al schimbătoarelor de căldură (nu sunt reprezentate în Fig. 10).

7.3.2.Conducerea proceselor

Grupul de cogenerare, acumulatele de energie termică și instalațiile auxiliare vor funcționa fără restricții în următoarele condiții:

- în limitele variațiilor parametrilor de funcționare, incluzând regimuri tranzitorii, opriri, porniri, variații de debit și preslune;
- în caz de funcționare în paralel cu cazanele de apă caldă.

Reglarea sarcinii grupului va fi realizată prin reglarea automată a încărcării motorului. Instalațiile de automatizare vor asigura controlul și comanda procesului prin sisteme de supraveghere și conducere.

Noua instalație energetică va fi dotată cu instalații de transmisie date, în funcție de cerințele sistemelor de automatizare ale grupului și ale centralelor, precum și cu sistem de alarmare la incendiu, antiefracție. Datele transmise la Dispecerat (presluni, temperaturi, stări de funcționare ale pompelor, contoarele de energie termică, electrică, gaz și semnalizări) vor fi preluate de la modulele de automatizare principale ale agregatelor.

Sistemul de conducere aferent instalațiilor tehnologice din limita noii unități energetice va cuprinde:

- aparatură de câmp pentru măsurarea parametrilor tehnologici;
- cutii și dulapuri locale;
- cabluri și materiale de montaj;
- stații de proces pentru achiziții date, procesare, realizare funcții de conducere (supraveghere, comandă, reglare, protecție);
- stații de operare pentru asigurarea funcțiilor de interfață cu operatorii;
- terminal monitorizare;
- stație inginerie;
- imprimante.

Acest sistem va asigura:

- conducerea unității energetice;
- conducerea instalațiilor anexe aferente unității energetice;
- funcționarea în paralel a grupurilor de cogenerare cu cazanele de apă caldă existente;
- controlul acumulatorilor de energie termică;
- conducerea procesului de transfer energetic între centralele interconectate.

Conducerea instalațiilor tehnologice se va face atât local, pentru regimul de probe și manevre locale pentru elementele care necesită acest regim, cât și centralizat, de la pupitrul de comandă, unde vor fi asigurate toate elementele de interfață necesare în toate regimurile de funcționare cerute, respectiv:

- comenzi manuale individuale;
- comenzi automate individuale sau comenzi automate în secvențe (pentru grupe de acționări);
- reglaj automat bucle individuale;
- reglaj automat bucle în cascadă.

7.3.3.Întreținerea echipamentelor

Toate echipamentele care vor fi achiziționate și puse în funcțiune pe durata implementării investiției, cu excepția unității de cogenerare, vor fi exploatate și întreținute conform planurilor stabilite de operatorul de termoficare.

Existența rețelei de interconectare crează premisele minimizării duratei de întrerupere a serviciului și crește reziliența sistemului față de opririle accidentale datorate avariilor în centrale. Unitatea de cogenerare va fi întreținută conform planului propus de furnizor, care va asigura și piesele de schimb și personalul certificat de producătorul grupului ca fiind competent pentru efectuarea operațiilor de întreținere planificate.

Planificarea opririlor pentru întreținerea preventivă se va face astfel încât durata opririlor în timpul perioadelor de încălzire să fie minimă. Pentru o planificare eficientă, se va solicita echipei de întreținere introducerea unor tehnici de întreținere predictivă. În orice situație, revizia de 30.000 ore se va face în timpul verii.

8. Concluzii și recomandări

Municipiul Mangalia dispune de un sistem de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) realizat în anii 1970-1980 și modernizat în anii 1993-2010.

SACET Mangalia are în componență 42 de centrale termice de cvartal, echipate cu cazane de apă caldă pentru producerea energiei termice pentru încălzire și apă caldă menajeră, și sistemul de rețele termice pentru distribuția agentului termic către consumatorii finali.

Sistemul alimentează 70% din apartamentele aflate în blocuri de locuințe multi-familiale și, inițial, a utilizat drept combustibil CLU. Prin programele de extindere a rețelei de gaze naturale, centralele au fost dotate cu arzătoare pe gaz. Prezența rețelei de distribuție a gazelor naturale nu a dus la deconectarea abonaților din sistem, Mangalia fiind singurul oraș cu SACET care a înregistrat o ușoară creștere a numărului de abonați.

Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică se referă în mod specific la „Promovarea eficienței energetice în ceea ce privește serviciile de încălzire și răcire”.

În acest context, primăria Mangalia apreciază drept oportună optimizarea din punct de vedere economic a serviciilor municipale prin implementarea cogenerării de înaltă eficiență.

Situația tehnică și arhitecturală nu permite în prezent alimentarea tuturor abonaților din centrale cu cogenerare, dar a fost identificată cel puțin o zonă (Zona 1) care se pretează transformării în „insulă” cu rețele interconectate și alimentate dintr-o unitate de cogenerare

Pornind de la consumurile reale din anul de bază 2016, este evaluată evoluția cererii de căldură în Zona 1 pe o perioadă cuprinsă între 2016 și 2027, ținând seama de:

- penetrarea energiei regenerabile,
- atragerea de noi abonați
- evoluția măsurilor de eficiență energetică luate de locatari.

Corespunzător acestei evoluții, se estimează o cerere maximă de căldură de 26 GWh/an în 2026, față de 19,9 GWh/an în 2016. Având în vedere profilul de consum al Zonei 1, se consideră că potențialul maxim de cogenerare se situează în jurul unei puteri termice de 3,8 MW, din care, în

etapa I, municipalitatea intenționează să realizeze circa 1,8 MW prin instalarea unei unități de cogenerare în CT9.

Din punct de vedere tehnic, crearea insulei de cogenerare presupune realizarea unor interconectări între centralele existente cu conducte duble preizolate, în lungime totală de 560 m. De asemenea, va fi instalat un dispecherat central cu rol de supraveghere și gestiune a centralelor și a abonaților racordați.

Zona 1 va fi dotată cu capacități de stocare a energiei termice, provenite din conversia vechilor rezervoare de CLU. Rolul acumulatorilor de energie termică este acela de a asigura funcționarea la parametri nominali a unităților de cogenerare, chiar dacă cererea momentană de căldură este redusă. Posibilitatea de a asigura serviciul a.c.m. pe timpul verii prin pornirea unităților de cogenerare în reprize de 90 de minute o dată sau de două ori pe zi, oferă șansa de a maximiza veniturile din cogenerare, ceea ce face ca opțiunea cu acumulare de energie termică să fie cea recomandată.

Disponibilitatea apei calde din cogenerare și o politică adecvată de tarifare poate diminua sărăcia energetică în care se găsesc abonații SACET Mangalia: consumul de a.c.m. pe timpul verii este practic inexistent, reducând proporția a.c.m./încălzire la mai puțin de 50% din cea constatată statistic în alte sisteme centralizate. În evaluări, consumul de a.c.m. a fost corectat ca fiind furnizat din SACET.

În condițiile în care prețurile energiei nu includ toate costurile de mediu și sociale, în special pentru încălzirea sectorului rezidențial în care poluarea distribuită generată de sursele individuale este doar de curând luată în considerație, proiectele de cogenerare urbană nu se auto-susțin financiar. Considerând avantajele pentru societate, cuantificate chiar și numai prin economia de energie primară (5,7 GWh/an) și valoarea emisiilor de CO₂ evitate (1090 tone/an), proiectul se califică pentru subvenționarea cu 70% din valoarea totală a investiției, care reprezintă limita maximă acceptată de programul "Termoficare 2006-2020 căldură și confort". Prin implementarea proiectului se va obține reducerea cheltuielilor legate de serviciul de încălzire urbană cu circa 8,6 milioane lei. Producerea locală a energiei electrice va avea ca efect reducerea cantităților totale de energie preluată din rețeaua publică pentru servicii municipale, deci o factură energetică de valoare mai mică.

În secundar, se obțin economii suplimentare prin implementarea măsurilor de eficiență energetică oferite de acumularea energiei termice și capacitatea sporită de control disponibilă odată cu instalarea unui sistem dispecher de ultimă generație.

Opțiunea de proiect recomandată este: cogenerare 1,8 MWe/1,8MWt cu motor cu piston pe gaz natural instalată în CT9 și acumulare energie termice în rezervoare cu volumul de 185m³ și capacitate de stocare de 5 MWh.

Principali indicatori tehnico-economici ai investiției:

Indicator	Cogen CT9+acumulare	
	Valoare totală fără TVA	8454
din care C+M	2282	mil lei
Eșalonare		anul 0
	8454	mil lei
Durata de realizare ¹		7 luni
Capacități		
Putere electrica	1,8	MWe
Putere termica cogenerare	1,8	MWt
Indice mediu cogenerare	1,0	

Randament electric			0,43	
Eficienta totala			0,87	
Producție anuală medie²				
ET total furnizat	3753	mii lei/an	23973	MWh/an
EE cogenerare	2716	mii lei/an	8430	MWh/an
Consum anual mediu²				
GN PCI total	6623	mii lei/an	42164	MWh/an
EE din rețea	260	mii lei/an	500	MWh/an
Efecte pentru societate				
Economie energie primară ²	900	mii lei/an ³	5740	MWh/an
CO ₂ evitat ²	137	mii lei/an	1090	tone/an
Indicatori sintetici				
VNA Costuri ⁴		mii lei	36035	
VNA Vânzări ET		mii lei	29354	
Eficacitate (VNA Costuri/VNA Vânzări ET)			1,23	

1 De la semnarea contractului de lucrări

2 Anii 1 - 10

3 La prețului mediu al gazului natural

4 Cu ajutor de stat (subvenție investiție = 70%)

Sef proiect: ing. EMILIAN PETRISOR
Proiectant instalatii: ing. FLORIN UNGUREANU

