

ANALIZA COST BENEFICIU

Denumire proiect: **INSTALARE TURBINĂ SAU MOTOARE
DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ PENTRU
PRODUȚIE DE ENERGIE TERMICĂ ÎN
SISTEM DE COGENERARE**

Beneficiarul investiției: **MUNICIPIUL TIMIȘOARA**
B-dul C.D. Loga, nr. 1, Timișoara, Timiș
Telefon: 0256-408300
Fax: 0256-490635
Call Center: 0256-969
E-mail: primariatm@primariatm.ro
Web: www.primariatm.ro

Analist
Teodor Neamtu



1. Prezentarea contextului

1.1 Locatia si contextul socio-economic

Primaria Municipiului Timisoara este promotorul proiectului „Instalare turbină sau motoare de înaltă eficiență pentru producție de energie termică în sistem de cogenerare”

Proiectul va fi implementat în municipiul Timisoara, în Regiunea de Dezvoltare Vest a României.

Beneficiarul indirect al investitiei propuse a se realiza este populatia municipiului Timisoara, reprezentata prin consumatorii racordati la sistemul centralizat de alimentare cu energie termica.

În activitatea trecuta cantitatea anuala de energie termica furnizata consumatorilor racordati la SACET a fost următoarea:

An	2017	2018	2019	2020	2021
Populatie MWh	446007	379169	368145	379119	346033
Operatori economici MWh	30948	27233	23253	24644	25978
Institutii publice MWh	78756	80509	77851	76853	75159
Total	557728	488929	471268	482636	449191

a) Evolutia populatiei stabile a municipiului Timisoara

Beneficiarul indirect al proiectului este populatia stabila din municipiul Timisoara – 306.555 locuitori – ce va beneficia de efectele măsurilor de protecție a mediului și eficiență energetică.

Municipiul Timișoara formează cea mai densă zonă locuită din Județul Timiș cu o medie de 2.368 locuitori/km² și una dintre cele mai populate de la nivel național.

b) Evolutia structurii social-economice a populatiei municipiului Timisoara

Conform datelor Institutului Național de Statistică, populația României urmează o tendință generală de îmbătrânire demografică, specifică însă multor țări europene. Rata de creștere a populație conform informațiilor statistice este de -0,02.

Resursele de muncă importante sunt un atu incontestabil al dezvoltării viitoare a municipiului Timisoara.

Datorită profilului funcțional complex și a competitivității economice ridicate, Timisoara a cunoscut, în ultimii ani, o evoluție favorabilă a ratei șomajului. Tendința migrației populatiei este una favorabilă.

c) Evolutia dezvoltarii economice a municipiului Timisoara

Nivelul de dezvoltare economică a municipiului Timișoara este unul ridicat, fapt evidențiat de valoarea ridicată a PIB/locuitor. (Județul Timiș avea în primul trimestru al anului 2022, conform Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză, un Produs Intern Brut pe cap de locuitor în valoare de 17.699 euro, o rată anuală de creștere de 5-10%). La nivel național, acesta se clasează pe a treia poziție din punct de vedere al PIB-ului în cadrul județului, peste 80% din rezultatul economic net este obținut în Timișoara.

Structura economică este diversificată, cu o dezvoltare accentuată a serviciilor (63% din rezultatul economic net) și în special a activităților din domeniul electronică, electrotehnică, software și IT, majoritatea acestora fiind concentrate în municipiul Timișoara. Sectorul serviciilor a înregistrat cea mai importantă creștere în ultimii ani (de peste 34,5%), contribuind cu 60% la realizarea cifrei de afaceri a municipiului. Alături de comerț, care deține ponderea principală, se remarcă o dezvoltare puternică a serviciilor financiar-bancare și a celor prestate către întreprinderi, cât și o diversificare a serviciilor pentru populație. Se constată apariția și dezvoltarea serviciilor de cunoaștere intensivă (respectiv servicii de consultanță, comunicații, management, asistență, high tech, software), servicii cu grad ridicat de rentabilitate și care folosesc forță de muncă cu pregătire profesională superioară. În cazul acestor categorii de servicii este importantă creșterea flexibilității organizatorice, care să permită o mobilitate mai ridicată a angajaților. Deși a fost devansat de către servicii, sectorul industrial continuă să aibă o influență semnificativă în dezvoltarea economică a municipiului Timișoara, contribuind cu 25% la formarea cifrei de afaceri. Pe lângă activitățile industriale cu tradiție (industria textilă, industria încălțăminte, industria alimentară, industria construcțiilor de mașini), în ultimul timp se constată o dezvoltare puternică a unor ramuri industriale noi, moderne și dinamice: electronică, electrotehnică, IT, software, automotive. Dinamica acestor întreprinderi se datorează în principal marilor investitori străini care s-au localizat în Timișoara și în zonele învecinate orașului și ea a fost încurajată prin politici locale de dezvoltare.

Având în vedere că, în cazul proiectelor de termoficare, Beneficiarul proiectului este diferit de furnizorul de servicii, trebuie realizată o abordare mai cuprinzătoare a calculului veniturilor și costurilor asociate proiectului, respectiv o analiza consolidată (Sursa: Ghidul privind Analiza Cost Beneficiu al Comisiei Europene (Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects – Economic Appraisal tool for Cohesion policy - http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf)

Entitățile implicate în proiectul de față sunt:

- Municipality

Infrastructura proiectului se află în proprietatea Municipiului Timișoara, entitate care va implementa proiectul și va asigura co-finanțarea.

- Furnizorul de servicii de termoficare

Furnizorul de servicii este SC Colterm SA Timișoara și reprezintă contractorul care va derula activitatea de exploatare în concesiune a infrastructurii și a serviciilor publice de termoficare, în baza următoarelor contracte de concesiune.

La această secțiune, solicitanții vor trebui să furnizeze informații succinte și relevante cu privire la definirea contextului social, economic, politic și instituțional în care proiectul va fi implementat. Definirea clară a contextului este relevantă în argumentarea nevoilor și constrângerilor care au stat la baza deciziei de investiție, precum și în stabilirea tendințelor viitoare, în special cele legate de cererea pentru produsele/serviciile rezultate în urma implementării proiectului.

1.2 Politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare

Centrală electrică de cogenerare conform Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, se referă la ansamblul de instalații, construcții și echipamente necesare pentru producerea combinată de energie electrică și termică.

La baza realizării proiectului energetic a stat PLANUL NAȚIONAL DE REDRESARE ȘI REZILIENȚĂ din cadrul apelului de proiecte PNRR/2022, măsura de investiții 3 -Dezvoltarea de capacități de producție pe gaze, flexibile și de înaltă eficiență, pentru cogenerarea de energie electrică și termică (CHP) în termoficarea urbană, în vederea realizării unei decarbonizări profunde.

Măsura de investiții I.3. va contribui la atenuarea provocărilor cu care se confruntă România în tranziția de la sursele de energie pe bază de cărbune și lignit. În particular, investiția va asigura furnizarea de energie termică consumatorilor, în contextul eliminării treptate a cărbunelui/lignitului din procesul de producție a energiei electrice și termice.

Obiectivul măsurii de investiții I.3 din cadrul PNRR este de a contribui la realizarea unei decarbonări adânci prin investiții în unități/centrale de producție a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, în sectorul încălzirii centralizate, flexibile, prin folosirea gazului natural, pregătite pentru amestec cu gazele regenerabile/ cu emisii reduse de carbon, inclusiv hidrogen verde, oferind centralelor posibilitatea să atingă pe durata de viață economică, pragul de maximum 250g CO₂eq/KWh, astfel cantitatea de CO₂ rezultată în urma arderii carbonului din gaz metan ce alimentează motorul este de 228,8 g CO₂eq/KWh.

Conform abordării strategice asumate prin Reforma 4 - Dezvoltarea unui cadru legislativ și de reglementare favorabil tehnologiilor viitorului, în special hidrogen și soluții de stocare din PNRR, prin elaborarea Strategiei Naționale a Hidrogenului și a Planului de acțiune se vor pune bazele cadrului legislativ și de reglementare pentru instalarea noilor aparate și echipamente (precum centrale/cazane etc) pregătite pentru hidrogen.

Totodată pentru atingerea țintelor asumate prin PNIESC 2021-2030 privind energia și clima pentru 2030 și o economie a Uniunii neutră din punct de vedere climatic până în 2050, în paralel cu crearea de noi capacități de producție a energiei electrice cu emisii reduse de carbon, pentru decarbonarea industriei se vor implementa cele mai bune tehnologii disponibile de reducere a emisiilor, precum și transformarea substanțială a proceselor tehnologice, implementându-se totodată soluții pentru captarea și stocarea carbonului și creșterea eficienței energetice în industrie.

Punerea în funcțiune a unităților de cogenerare flexibile și de înaltă eficiență în termoficarea urbană are în vedere conformarea cu orientările tehnice oferite în Comunicarea Comisiei Orientări tehnice privind aplicarea principiului de „a nu prejudicia în mod semnificativ” în temeiul Regulamentului privind Mecanismul de redresare și reziliență (2021/C 58/01) . De asemenea, în studiul de fezabilitate vom analiza aplicarea principiului de „a nu aduce prejudicii semnificative” corespunzătoare acestei măsuri de investiții, anexată la componenta 6 Energie a PNRR (<https://mfe.gov.ro/pnrr/>).

Studiul de fezabilitate justifică faptul că în urma realizării investiției, unitatea de cogenerare va atinge pe durata de viață economică, pragul de maximum 250g CO₂eq/KWh, cu o estimare pentru fiecare an corespunzând duratei de viață a investiției. De asemenea, vom ține cont de faptul că amestecul de gaze naturale cu hidrogen este considerat o alternativă pe termen scurt și mediu la funcționarea cu hidrogen 100% (țintă anul 2030), investițiile fiind flexibile din punctul de vedere al volumului de hidrogen utilizat pe durata de viață economică a acestora, fiind evitat efectul de blocare (carbon lock-in effect).

Realizarea de capacități de producție a energiei vizează crearea de unități/instalații noi de producție, acolo unde nu au existat până în prezent. Noua centrală de cogenerare de înaltă eficiență în termoficarea urbană, pe gaze, trebuie să asigure economii globale de energie primară în comparație cu producerea separată de energie termică și de energie electrică, astfel cum se prevede la art. 2 pct. 34 din Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE (denumită, în continuare, Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică) cu modificările ulterioare. Cogenerare de înaltă eficiență înseamnă cogenerarea care îndeplinește criteriile stabilite în anexa II din Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică.

2. Definirea obiectivelor

Obiectivul general al proiectului îl reprezintă, în domeniul alimentării cu energie termică a localităților, aplicarea unor soluții tehnice performante capabile să asigure, pe de o parte, condiții normale de viață și de muncă comunităților locale și satisfacerea nevoilor sociale ale acestora în condiții de rentabilitate economică și eficiență energetică și, pe de altă parte, conservarea resurselor primare, protecția și conservarea mediului, fără a afecta echilibrul ecosferei și accesul generațiilor viitoare la resursele energetice primare.

Obiectivul specific al proiectului constă în stabilirea investițiilor necesare instalării unor capacități de cogenerare (motoare termice) pentru acoperirea consumului de energie termică, respectiv punerea în funcțiune a unei capacități de cogenerare cu o putere instalată de 86,55 MW.

3. Identificarea proiectului

3.1. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

În Municipiul Timișoara, alimentarea cu căldură a locuitorilor a fost gândită să se facă printr-un sistem centralizat, a cărui sursă principală a fost și este CET Sud.

Măsurile de re tehnologizare sunt costisitoare și nerentabile pentru instalațiile existente care prezintă un grad de uzură tehnică și morală înaintată, situație care impune realizarea de noi surse/instalații de producere a energiei cu tehnologie modernă de ultimă generație cu cogenerare de înaltă eficiență dimensionate atât pentru nivelul actual de consum cât și ținând cont de perspectiva de dezvoltare a municipiului pe termen mediu și lung. Autorizația integrată de mediu existentă asigură actual funcționarea sursei pentru producția de energie termică necesară în CET SUD.

Datorită reducerii cererilor de consum, a depășirii duratei de viață și nerespectării condițiilor de mediu a echipamentelor, structura sursei a fost modificată, astfel încât în acest moment, prepararea apei calde se face din aburul produs în trei cazane de abur utilizând o tehnologie neeconomică din punct de vedere al randamentului de producere, prin transferul căldurii în schimbătoare de căldură abur-apă și în turbina cu abur în contrapresiune.

Argumentele realizării unei noi surse se compilează după cum urmează:

- sarcinile ce rezultă din prevederile Directivei 2012/27/CE privind eficiența energetică, coroborate cu expirarea la finele anului 2022 a perioadei de tranziție acordată unor cazane din punct de vedere al respectării valorilor emisiilor conduc la concluzia că este necesar să se instaleze surse de producere a energie termice în cogenerare pentru acoperirea curbei de sarcină și noi surse de vârf pentru preluarea necesarului de consum. Acestea vor reprezenta totodată surse de rezervă pentru cele de cogenerare.
- Producerea energiei în cogenerare de înaltă eficiență, în instalații cu eficiență globală de 85%-90%, presupune reducerea de energie primară (de combustibil/gaze naturale) comparativ cu producerea separată a energiei electrice și termice cu circa 25-30%, adică cheltuielile cu combustibilul se reduc în aceeași proporție.
- Reducerea consumului de combustibil contribuie la reducerea cantității de emisii de gaze cu efect de seră, adică CO₂ echivalent, și ca urmare la reducerea cheltuielilor legate de cumpărarea certificatelor de CO₂, cheltuieli care sunt în continuă creștere (prețul, în anul 2018, a fost de 6,8 - 8 Euro/certificat (t CO₂), iar în cursul anului 2019 a crescut constant până la 28,6 euro/certificat. Perspectiva anului 2030 este că prețul va ajunge la 100 euro/t CO₂).

Identificarea deficiențelor

Deficiențele cu care se confruntă CET Timișoara sunt semnificative atât în domeniul producției de energie cât și în partea de transport al rețelei de termoficare:

- producția de energie se bazează la CET Centru în totalitate pe arderea gazului natural în cazane fără a fi folosită cogenerarea, iar la CET Sud se bazează pe cărbune, dar cu aport de gaze naturale (aici există cogenerare, dar numai în lunile de iarnă și producția este mică, totuși se reușește și comercializarea de energie electrică, dar numai jumătate din cea care se produce) și fără a avea nici o sursă de energii regenerative;
- pierderile în rețeaua de termoficare depășesc actual cantitativ vânzările de energie termică la consumatori;
- debranșările continuă dinamica negativă permanentă cauzată de ineficiența sistemului;
- potențialul de folosire a cogenerării de înaltă eficiență la nivelul municipiului este grav afectat de situația precară a instalațiilor existentă atât pe partea de producției la CET Sud cât și pe partea de transport a energiei termice (s-a reabilitat o parte din rețeaua de distribuție și mai urmează noi reabilitări).

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii pe anul 2021 din CET Sud (anul 2021 a fost un an foarte dificil pentru CET Sud, inclusiv cu oprirea centralei o săptămână din lipsă de combustibil – cărbune).

INDICATORI	U.M.	
En. electrică produsă	KWh	31.312.040
En. electrică cumpărată (fără pierderi)	KWh	5.488.086
En. electrică vândută în sistem	KWh	12.035.552
En. Electrică vândută direct	KWh	869.097
En termică produsă la gard	MWh	383.770
Consum cărbune	to	211.540
Consum total gaze	mc	14.415.461
Put. calor. -gaze	kcal/mc	8.280,56
-cărbune	kcal/kg	1.952,74
Proces tehnologic		TOTAL AN 2021
EE produsă	KWh	31.312.040
EE cumpărată	KWh	5.488.085
EE livrată	KWh	14.731.994
din care : vândută în sistem	KWh	12.035.553

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

Pentru a sigura o funcționare mai flexibilă a sistemului precum și a se reduce costul de producție al energiei termice s-a avut în vedere utilizarea unei soluții de cogenerare de înaltă eficiență.

În conformitate cu Strategia de alimentare cu energie termică în municipiul Timisoara în perioada 2022 - 2030 și perspectiva 2050 elaborată de SERVELECT pentru municipiul Timisoara necesarul de energie termică la nivelul SACET se prezintă astfel:

Cantitatea anuală de energie termică furnizată consumatorilor racordați la SACET

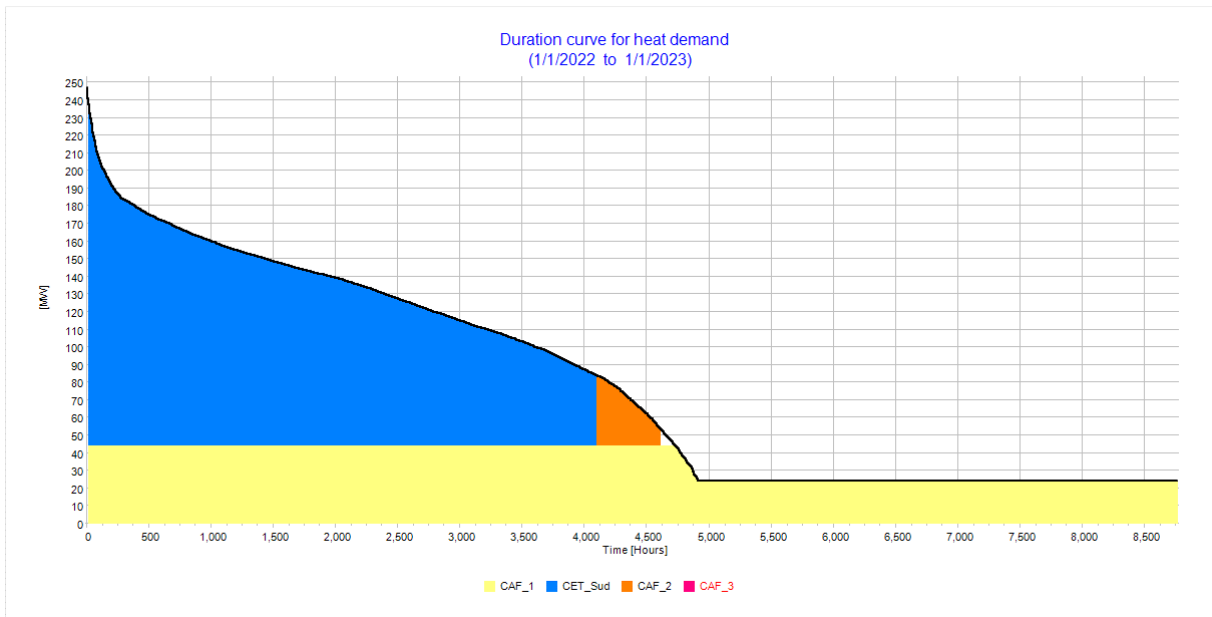
An	2017	2018	2019	2020	2021
Populație MWh	446007	379169	368145	379119	346033
Operatori economici MWh	30948	27233	23253	24644	25978

Institutiile publice	78756	80509	77851	76853	75159
Total	557728	488929	471268	482636	449191

Din analiza datelor se observa o diminuare in timp a cantitatii de energie termica furnizata anual consumatorilor racordati la SACET

Cererea de energie termica pentru SACET Timisoara este determinata de curba clasata a cererii anuale de energie termica pentru incalzire si preparare acc a consumatorilor racordati la SACET.

Curba clasata a cererii anuale de energie termica pentru incalzire si preparare acc a consumatorilor racordati la SACET



Municipiul Timișoara intenționează construirea unei noi centrale de cogenerare, dimensionată pe producția de energie electrică și necesarul de energie termică din municipiul Timișoara, care să îndeplinească următoarele deziderate:

- asigurarea continuității alimentării cu energie termică a consumatorilor existenți la prețuri competitive, posibil de suportat de segmentul social de consum;
- dimensionarea sursei în conformitate cu cererea pieței și curba anuală de consum termic în condițiile lipsei consumului industrial;
- realizarea eficienței impusă de U.E.;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin utilizarea unui sistem de producere a energiei electrice și termice care realizează economii de combustibil față de producerea separată.

În scopul armonizării cerințelor impuse cu oferta potențialilor investitori, soluția propusă va trebui să răspundă îmbunătățirii serviciilor furnizate consumatorilor corelat cu creșterea eficienței energetice globale și a indicatorilor economici ai activității proprii.

Argumentele realizării unei noi surse se compilează după cum urmează:

- sarcinile ce rezultă din prevederile Directivei 2012/27/CE privind eficiența energetică, coroborate cu expirarea la finele anului 2022 a perioadei de tranziție acordată unor cazane din punct de vedere al respectării valorilor emisiilor conduc la concluzia că este necesar să se instaleze surse de producere a energiei termice în cogenerare pentru acoperirea curbei de sarcină și noi surse de vârf pentru preluarea necesarului de consum. Acestea vor reprezenta totodată surse de rezervă pentru cele de cogenerare.

- îndeplinirea criteriilor care definesc un „sistem eficient de încălzire centralizată”, conform Directivei CE 27/2012, respectiv asigurarea a minim 50 % fie din surse regenerabile, fie din combinația de surse regenerabile și cogenerare
- Producerea energiei în cogenerare de înaltă eficiență, în instalații cu eficiență globală de 85%-90%, presupune reducerea de energie primară cu circa 25-30% (de combustibil/ gaze naturale) comparativ cu producerea separată a energiei electrice și termice în condițiile în care cheltuielile cu combustibilul se reduc în aceeași proporție.
- Reducerea consumului de combustibil contribuie la reducerea cantității de emisii de gaze cu efect de seră, adică CO₂ echivalent, și ca urmare la reducerea cheltuielilor legate de cumpărarea certificatelor de CO₂, cheltuieli care sunt în continuă creștere (prețul, în anul 2018, a fost de 6,8 - 8 Euro/certificat (t CO₂), iar în cursul anului 2019 a crescut constant până la 28,6 euro/certificat. Perspectiva anului 2030 este că prețul va ajunge la 100 euro/t CO₂).

4. Rezultatele studiilor de fezabilitate, însoțite de o analiză a cererii și a opțiunilor

Investiția inițială este una nouă și ca atare s-a utilizat pentru analiza un scenariu contrafactual. În cazul proiectelor de investiții în centrale noi CHP, scenariul contrafactual este considerat ca fiind o investiție care produce același rezultat (și anume, asigurarea necesarului de energie termică), deci o investiție în CAF-uri care poate fi considerată ca fiind varianta alternativă (scenariul contrafactual).

Descrierea scenariului contrafactual

Instalarea a doua cazane de apă fierbinte (CAF) cu puterea de 25 MWt fiecare

În scenariul contrafactual, pe baza datelor preliminare, soluția tehnică de principiu propusă constă în instalarea a doua cazane de apă fierbinte (CAF) cu puterea de 25 MWt fiecare. Dimensionarea schemei și alegerea cazanelor s-a făcut astfel încât acestea vor funcționa la sarcină nominală respectiv sarcini parțiale astfel încât energia termică produsă să fie egală cu energia termică produsă în scenariul analizat în proiect. Instalarea de echipamente noi, performante, asigură funcționarea instalațiilor în condiții de eficiență ridicată având beneficii directe asupra randamentului global al centralei noi și implicit asupra costurilor de producție a energiei termice.

Producția de energie termică sub formă de apă fierbinte va fi introdusă în rețeaua primară de încălzire urbană. Necesarul de energie electrică va fi preluat din SEN.

În studiul de fezabilitate este analizată instalarea a doua cazane de apă fierbinte (CAF) cu puterea de 25 MWt cu funcționare în bază, conectate la sistemul de utilități din cadrul CET SUD

Date de funcționare CAF 2x 25 MW

Parametri	UM	Valoare
Capacitate termică	MWt	25
Capacitate minimă la livrare continuă	MWt	5
Debit nominal de apă fierbinte	t/h	320
Debit maxim de apă fierbinte	t/h	450
Debit minim de apă fierbinte	t/h	200
Temperatura ieșire / livrare apă fierbinte	°C	max.130
Temperatura intrare apă fierbinte regim de bază	°C	60
Temperatura intrare apă fierbinte regim de varf durată scurtă	°C	120
Presiune maximă ieșire apă	bar	16
Pierdere maximă de presiune la sarcină nominală	bar	2

Temperatura ambianta	°C	20
Temperatura gaze arse la sarcina nominala	°C	80
Exces de aer pentru ardere	-	1,1
Randament nominal	%	➤ 92,5

Costurile de investitie pentru scenariul contrafactual

EXTRAS din Devizul General						
în mii lei și mii euro la curs BNR de			4.9702	INFOREURO 04,2024		
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără T.V.A.)	T.V.A. 19%	Valoare (cu T.V.A.)	Valoare (fără T.V.A.)	Valoare (cu T.V.A.)
		lei	lei	lei	euro	euro
1	2	3	5	6	6	7
CAPITOLUL 1: Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului						
TOTAL CAPITOL 1		70,372.10	13,370.70	83,742.80	14,158.80	16,848.97
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții						
TOTAL CAPITOL 2		589,942.50	112,089.08	702,031.58	118,695.90	141,248.13
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică						
TOTAL CAPITOL 3		2,260,162.26	406,085.53	2,666,247.79	454,742.63	536,446.70
CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investiția de bază						
TOTAL CAPITOL 4		47,601,537.00	9,044,292.03	56,645,829.03	9,577,388.53	11,397,092.35
CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli						
TOTAL CAPITOL 5		5,577,539.85	1,013,314.51	6,590,854.36	1,122,196.23	1,326,074.25
CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste						
TOTAL CAPITOL 6		137,323.22	26,091.41	163,414.63	27,629.31	32,878.88
CAPITOLUL 7: Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț						
TOTAL CAPITOLUL 7		12,662,365.97	2,405,849.53	15,068,215.50	2,547,657.23	3,031,712.10
TOTAL GENERAL		68,899,242.89	13,021,092.79	81,920,335.68	13,862,468.63	16,482,301.38
Din care C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		22,209,598.00	4,219,823.62	26,429,421.62	4,468,552.06	5,317,576.95

Livrare energie scenariu contrafactual:	UM	Valoare
Energie termica livrata	MWh	252392
(pierderi 3%)	MWh	7806
Energie produsa:		
Energie termica produsa	MWht	260198
Combustibil consumat (gn) (92%)	MWh	282824
Combustibil consumat (0,0036 TJ/MWh)	TJ	1018.17
Emisii de CO ₂ (56,1 toCO ₂ /TJ)	to CO ₂	57119
Emisii de CO ₂ (0,202 toCO ₂ /MWhgn)	to CO ₂	57130

Costul eligibil este costul suplimentar net care se determină ca diferența dintre valoarea actualizată netă (VAN) pentru scenariul factual și valoarea actualizată netă (VAN) pentru scenariul contrafactual pe durata de viață a proiectului.

Pe baza valorii scenariului contrafactual s-a calculat prețul energiei termice astfel încât valoarea netă actualizată în scenariul contrafactual să fie egală cu zero. Variabila de ajustare este prețul energiei termice livrată către sistemul de termoficare.

Astfel, prețul energiei termice este stabilit prin modelul financiar aferent analizei cost-beneficiu și este prețul care asigură, în scenariul contrafactual, o valoare netă actualizată egală cu zero.

Un aspect esențial este că tariful de vânzare al energiei termice, fundamentat în cadrul scenariului contrafactual și pe baza căruia valoarea actualizată netă a investiției este zero, trebuie să coincidă cu tariful de vânzare a energiei termice din scenariul factual (pct. 45 din Decizia Comisiei Europene C(2022) 7053 final din 30.09.2022 referitor la State Aid SA.101723 (2022/N)).

Costul investiției în scenariul contrafactual este realist și comparabil cu cel al scenariului factual în ceea ce privește locul de realizare a lucrărilor, utilitățile necesare, s.a.

Instalația de producere energie termică din scenariul contrafactual (ex. cazane de apă fierbinte) au aceeași capacitate ca și partea de energie termică din cadrul instalației de cogenerare de înaltă eficiență din scenariul factual.

COSTURILE ANUALE OPERATIONALE ÎN SCENARIUL CONTRAFACTUAL

CHELTUIELILE CU COMBUSTIBILUL – GAZE NATURALE

Pondere cea mai mare în totalul cheltuielilor o au costurile variabile (peste 95%), iar, dintre acestea, costurile cu combustibilul (gaze naturale) reprezintă cea mai importantă componentă.

Consumul estimat anual de gaze naturale este 282.824 MWh

CHELTUIELI CU ENERGIA ELECTRICA

Pentru funcționarea instalațiilor energetice vor fi considerate consumuri de energie electrică de 180 kWh pe ora de funcționare cazan.

Numar mediu de ore funcționare pe cazan

perioada de iarna 2 cazane * 4800 ore= 9600 ore

perioada de vara 1 cazan * (8500-4800) ore= 3700 ore

Consum de energie electrică 180 kWh * 13.300 ore /1000 = 2.394 MWh/an

COSTURILE CU CO2

La stabilirea costurilor cu CO₂, s-au avut în vedere un preț actual, precum și obligativitatea producătorului de energie electrică de a achiziționa integral certificate corespunzătoare cantităților de GES (gaze cu efect de seră) emise, începând cu anul 2013 (Directiva 29/2009/EC). La determinarea emisiilor de CO₂ produse la arderea gazului natural, a fost considerat factorul de emisie de 56,1 tCO₂/TJ combustibil.

Emisii anuale de CO₂ (56,1 tCO₂/TJ)

57.119 tCO₂

CHELTUIELILE CU MENTENANTA

La acest capitol s-au considerat cheltuielile necesare pentru întreținerea și buna funcționare a echipamentelor, respectiv mentenanța preventivă (reviziile necesare conform graficului de mentenanță stabilit de producător pe toată durata de funcționare a cazanelor cu excepția reviziei capitale), mentenanța corectivă,

Perioada de garanție a echipamentelor a fost considerată ca fiind 2 ani

Costurile unitare de mentenanță sunt de 10 EUR/ora de funcționare/cazan

Numar mediu de ore funcționare pe cazan

perioada de iarna 2 cazane * 4800 ore= 9600 ore

perioada de vara 1 cazan * (8500-4800) ore= 3700 ore

Costuri cu Mentenanță 13300 * 10 = 133.000 EUR/an

Reparatia capitala

Reparatia capitala este prevazuta la 12.000 ore de functionare pe cazan (conform PE016/96 Anexa 2.1 CAF functionare cu combustibil gazos).

Luand in calcul un numar mediu de ore de functionare per cazan de 6.650 ore/an, se estimeaza ca echipamentele vor ajunge la revizia capitala in aproximativ 22 luni de functionare (1 an si 10 luni). Cazanele vor necesita la acel moment o investitie suplimentara, cazanele putand functiona ulterior alte 12.000 ore, pana la atingerea pragului urmatorului RK. Costurile pentru o RK sunt estimate la 35% din valoarea de inlocuire.

Costurile reparatiei capitale sunt estimate la $3.253.000 * 0.35 = 1.138.550$ EUR pentru 2 cazane de apa fierbinte.

Rezulta cheltuieli cu RK de 1.138.550 EUR la fiecare 22 luni calendaristice.

CHELTUIELILE CU PERSONALUL

In vederea operarii echipamentelor a fost luat în considerare un număr total de maxim 10 persoane (sunt necesari 2 angajați/tură x 3 ture plus personal care sa acopere zilele de week-end si concediile legale). Costurile salariale medii pentru personalul direct implicat în operarea echipamentelor, după efectuarea investiției, este de cca. 15.000 EUR/lună. În toate cele 3 scenarii, costurile cu personalul sunt aceleași.

Costuri cu personalul $15000 * 12 = 180.000$ EUR/an

ALTE CHELTUIELI

Pe baza experienței Consultantului, dar și prin comparație cu proiecte similare, prima de asigurare a fost considerată ca fiind 0,5% din valoarea investiției.

Costuri anuale cu asigurarea: $11.363.280 \text{ EUR} * 0,5\% = 56.816$ EUR

Alte cheltuieli au fost considerate la nivelul de 12.000 EUR/luna

Alte cheltuieli: $12.000 \text{ EUR/luna} * 12 \text{ luni} = 144.000$ EUR

Cheltuieli cu amortizarea

Pentru stabilirea cheltuielilor cu amortizarea, s-a considerat o schemă de amortizare liniară, pe o durată de funcționare de 22 de ani pentru toate elementele de investitie.

VENITURI DIN EXPLOATARE

VENITURI DIN VANZAREA ENERGIEI TERMICE

Veniturile principale ale proiectului, din vânzarea energiei termice, sunt obținute pe baza cantităților de energie termică produse și a prețului reglementat de vânzare a energiei termice. Prognoza prețului energiei termice are la bază valorile prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, și care, conform legislației în vigoare, au obligația achiziționării de certificate de CO₂, conform Ordinului ANRE nr. 86/2022

Cantitatea de energie termica livrata in sistemul de termoficare este de

Energie termica livrata anual

252.392 MWh

În cadrul studiului de fezabilitate se analizează două scenarii factuale de producere a energiei termice în cogenerare.

Cele două scenarii analizate sunt:

Scenariu I: Instalarea de motoare termice în cogenerare cu funcționare pe combustibil gaze naturale. Se vor instala 10 motoare termice de cogenerare cu capacitatea de 4,5 MW fiecare, funcționare în bază, conectate la sistemul de utilități din cadrul CET SUD.

În acest scenariu, pe baza datelor preliminare, soluția tehnică de principiu propusă constă în instalarea a 10 motoare termice de cogenerare cu puterea de 4,5 MWe și 4,2 MWt fiecare. Dimensionarea schemei și alegerea motoarelor s-a făcut astfel încât acestea vor funcționa la sarcină nominală pe întreaga perioadă de funcționare, având beneficii directe asupra randamentului global al centralei noi și implicit asupra costurilor de producție a energiei termice.

Energia electrică produsă de motoare va fi livrată în sistem sau autoconsum.

Producția de energie termică sub formă de apă fierbinte va fi introdusă în rețeaua primară de încălzire urbană. Producția de energie electrică va fi livrată în SEN.

În studiul de fezabilitate este analizată instalarea a 10 motoare termice de cogenerare, capacitate unitară 4,5 MWe și 4,2 MWt cu funcționare în bază, conectate la sistemul de utilități din cadrul CET SUD.

EXTRAS din Devizul General						
	În mii lei și mii euro la curs BNR de	4.9702				INFOREURO 04,2024
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără T.V.A.) lei	T.V.A. 19% lei	Valoare (cu T.V.A.) lei	Valoare (fără T.V.A.) euro	Valoare (cu T.V.A.) euro
1	2	3	5	6	6	7
CAPITOLUL 1: Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului						
TOTAL CAPITOL 1		70,372.10	13,370.70	83,742.80	14,158.80	16,848.97
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții						
TOTAL CAPITOL 2		6,513,514.00	1,237,567.66	7,751,081.66	1,310,513.44	1,559,511.00
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică						
TOTAL CAPITOL 3		9,086,730.85	1,697,427.86	10,784,158.71	1,828,242.39	2,169,763.44
CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investiția de bază						
TOTAL CAPITOL 4		258,212,385.40	49,060,353.23	307,272,738.63	51,952,111.52	61,823,012.73
CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli						
TOTAL CAPITOL 5		28,579,202.39	5,264,960.65	33,844,163.04	5,750,111.11	6,809,416.70
CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste						
TOTAL CAPITOL 6		975,925.07	185,425.76	1,161,350.83	196,355.28	233,662.78
CAPITOLUL 7: Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț						
TOTAL CAPITOL 7		68,502,613.09	13,015,496.49	81,518,109.57	13,782,667.31	16,401,374.10
TOTAL GENERAL		371,940,742.90	70,474,602.34	442,415,345.25	74,834,159.85	89,013,589.72
Din care C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		78,989,381.91	15,007,982.56	93,997,364.47	15,892,596.12	18,912,189.39

Scenariu II: Realizarea unei instalații de producere a energiei termice și electrice în cogenerare de înaltă eficiență, realizată cu turbine cu gaz, conectate la sistemul de utilități din cadrul CET SUD.

În acest scenariu, pe baza datelor preliminare, soluția tehnică de principiu propusă constă în montarea unor turbine cu gaz.

Și în acest scenariu, energia electrică produsă va fi livrată în sistem.

În acest scenariu, pe baza datelor preliminare, soluția tehnică de principiu propusă constă în instalarea a două turbine pe gaze cu puterea de 25 MWe fiecare și cazane recuperatoare de apă fierbinte pentru preluarea caldurii din gazele arse. Dimensionarea schemei și alegerea turbinelor pe gaze s-a făcut astfel încât acestea vor funcționa la sarcină nominală pe întreaga perioadă de funcționare, având beneficii directe asupra randamentului global al centralei noi și implicit asupra costurilor de producție a energiei termice.

Energia electrică produsă de turbine va fi livrată în sistem sau autoconsum.

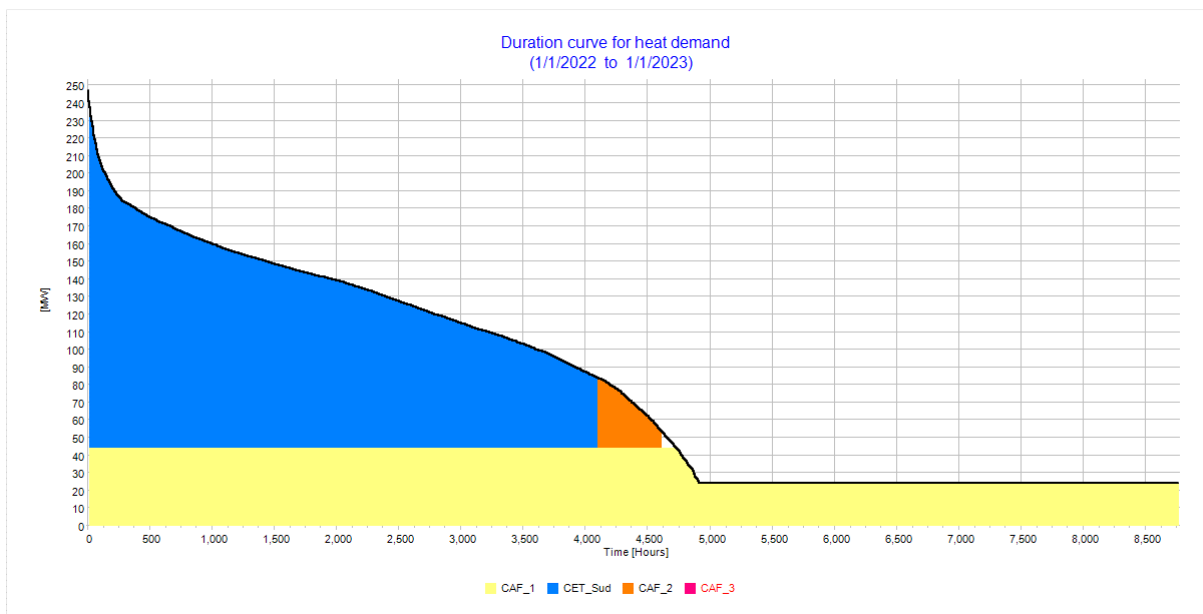
Producția de energie termică sub formă de apă fierbinte va fi introdusă în rețeaua primară de încălzire urbană.
 Producția de energie electrică va fi livrată în SEN.

În studiul de fezabilitate este analizată instalarea a două turbine pe gaze, capacitate unitară 25 MWe cu funcționare în bază, conectate la sistemul de utilități din cadrul CET SUD

EXTRAS din Devizul General						
în mii lei și mii euro la curs BNR de		4.9702		INFOREURO 04,2024		
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără T.V.A.)	T.V.A. 19%	Valoare (cu T.V.A.)	Valoare (fără T.V.A.)	Valoare (cu T.V.A.)
		lei	lei	lei	euro	euro
1	2	3	5	6	6	7
CAPITOLUL 1: Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului						
TOTAL CAPITOL 1		70,372.10	13,370.70	83,742.80	14,158.80	16,848.97
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții						
TOTAL CAPITOL 2		6,513,514.00	1,237,567.66	7,751,081.66	1,310,513.44	1,559,511.00
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică						
TOTAL CAPITOL 3		9,486,207.05	1,773,328.34	11,259,535.39	1,908,616.66	2,265,408.82
CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investiția de bază						
TOTAL CAPITOL 4		271,203,481.20	51,528,661.43	322,732,142.63	54,565,908.92	64,933,431.62
CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli						
TOTAL CAPITOL 5		29,793,693.33	5,518,147.36	35,311,840.69	5,994,465.65	7,104,712.19
CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste						
TOTAL CAPITOL 6		1,100,480.25	209,091.25	1,309,571.50	221,415.68	263,484.66
CAPITOLUL 7: Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț						
TOTAL CAPITOL 7		71,850,256.09	13,651,548.66	85,501,804.74	14,456,210.23	17,202,890.17
TOTAL GENERAL		390,018,004.02	73,931,715.39	463,949,719.41	78,471,289.38	93,346,287.43
Din care C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		68,255,680.70	12,968,579.33	81,224,260.03	13,732,984.60	16,342,251.67

Pentru ambele scenarii s-au utilizat în operare următoarele ipoteze:

Curba clasată a cererii anuale de energie termică pentru încălzire și preparare apă caldă consumatorilor racordați la SACET



Date de functionare motoare

Engine(s)		JMS 624 GS NLC	
Type			
Number of engines	No	10	
Electrical Output	kWel	4.507	Date furnizor
Thermal Output	kWth	4.153	Date furnizor
Fuel Consumption (Energy Input)	kW LHV	9.808	Date furnizor
Fuel Consumption Efficiency	%	87,75%	=0.9*97.5% cu 2,5% toleranta
			=97.5%*98%*98% 2.5% consum intern 2% pierderi
Efficiency in supplying electrical energy	%	93,64%	2% transformator
Efficiency in supplying thermal energy	%	95,00%	5% toleranta
Electrical Efficiency	%	45,95%	=4507/9808
			=4153/9808
Thermal Efficiency	%	42,34%	
No of operational working hrs/engine until Capital revision	Hours	60.000	Date furnizor
Maintenance intervals	Hours	2.000	Date furnizor
Avg No of operational working hrs/engine	Hours/Year	6397	

Capacitate furnizare electric= 10*4507*93.64% = 42,2 MW/h

Period	Month	Days	No of engines available	MAX. Capacity -MW/h-	No of engines delivering	Days	Time to work -%-	Availability -%-	Op hours working -Hrs/Unit-	Total Oph working -Hrs-	EI energy NES -MWh-	Delivering heat -%-	Thermal en. -MWh-
January	1	31	10	42,20	10	31	100%	95%	707	7.070	29.838	100%	27.894
February	2	28	10	42,20	10	28	100%	95%	638	6.380	26.926	100%	25.171
March	3	31	10	42,20	10	31	100%	95%	707	7.070	29.838	100%	27.894
April	4	30	10	42,20	10	30	78%	100%	560	5.600	23.634	100%	22.094
May	5	31	10	42,20	5	31	100%	100%	744	3.720	15.700	100%	14.677
June	6	30	10	42,20	5	30	100%	100%	720	3.600	15.193	100%	14.203
July	7	31	10	42,20	4	31	100%	100%	744	2.976	12.560	100%	11.741
August	8	31	10	42,20	4	31	100%	100%	744	2.976	12.560	100%	11.741
September	9	30	10	42,20	5	30	100%	100%	720	3.600	15.193	100%	14.203
October	10	31	10	42,20	10	31	100%	95%	707	7.070	29.838	100%	27.894

Livrare energie:

Energie electrica livrata	269.982 MWh
Energie termica livrata	252.392 MWh
Numar mediu de ore functionare pe motor	6397 ore/an

Energie produsa:

Numar total ore functionare motor	63972 ore/an
Energie electrica produsa	288.321,8 MWhe
Energie termica produsa	265.675,7 MWht
Combustibil consumat (gn)	627.437,4 MWh
Combustibil consumat (0,0036 TJ/MWh)	2258,77 TJ
Emisii de CO ₂ (56,1 toCO ₂ /TJ)	126.717 toCO ₂
Emisii de CO ₂ (0,202 toCO ₂ /MWhgn)	126.742 toCO ₂

INDICATORI DE PROIECT**I.1 Reducerea gazelor cu efect de seră -scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră Echivalent tone CO₂**

In conformitate cu ghidul specific **Măsura de investiții 3 -Dezvoltarea de capacități de producție pe gaz,flexibile și de înaltăeficiență, pentru cogenerarea de energie electrică și termică (CHP) în sectorul încălzirii centralizate, în vederea atingerii unei decarbonizări profunde**, cap. 1.5 Indicatori, formula de calcul pentru reducerea emisiilor gazelor de seră în cazul cogenerării gazului natural se calculează în funcție de cantitatea de energie electrică generată anual cu formula:

$$\Delta Em = E * 0,42 * f / \eta$$

$$f = 0,202 \text{ toCO}_2 / \text{MWhgn}$$

η = eficienta electrica a echipamentului

E = energia electrica produsa (MWh/an)

Em - emisii de gaze de sera (tone CO₂ / an)

$$\eta = 45,9 \%$$

$$E = 288.321,8 \text{ MWh}$$

Reducerea emisiilor gazelor de seră

$$\Delta Em = E * 0,42 * f / \eta = 288321,8 * 0,42 * 0,202 / 0,459 = \mathbf{53.292,4 \text{ tone CO}_2 / \text{an}}$$

I.2 Capacitate instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibila MW

Se vor instala 10 motoare termice cu capacitatea unitara:

putere electrica 4506 kWel

putere termica 4149 kWt

Total 8655 kW

Pentru 10 motoare, capacitatea instalata este 86.550 kW adica **86,55 MW**

I.3 Economii în consumul anual de energie primară

MWh/an

Calcul reducere de energie primara conf Directiva 27/2012. Randamente de referinta conform Regulament Delegat UE 2402/2015

Se vor instala 10 motoare termice cu capacitatea unitara:

putere electrica	4506 kWel
putere termica	4149 kWt
consum combustibil	9808 kW

Randament CHP motor 4507 kWel:

- randament termic 42,3% (4149/9808)
- randament electric 45,9% (4506/9808)
- randament total 88,2%

PES= economii de energie primara

$$PES = [1 - 1 / (CHP H_{\eta} / Ref H_{\eta} + CHP E_{\eta} / Ref E_{\eta})] * 100 \%$$

CHP H_η - eficiența **termică** a producției în cogenerare, definită ca raport între producția anuală de **energie termică utilă** și **cantitatea de combustibil** utilizată pentru producerea de energie termică utilă și energie electrică din cogenerare;

Ref H_η reprezintă valoarea de referință a eficienței pentru producerea separată de energie termică

CHP E_η reprezintă eficiența **electrică** a producției în cogenerare, definită ca raport între producția anuală de **energie electrică** produsă prin cogenerare și **cantitatea de combustibil** utilizată pentru producerea sumei dintre producția de energie termică utilă și energie electrică din cogenerare.

Ref E_η reprezintă valoarea de referință a eficienței pentru producerea separată de energie electrică

Valori de referinta conform Regulament Delegat UE 2402/2015

Corecția în funcție de temperatura ambiantă se bazează pe diferența dintre temperatura medie anuală dintr-un stat membru și condițiile ISO standard (15 °C). Corecția se efectuează în felul următor:

- pierdere de randament de 0,1 puncte procentuale pentru fiecare grad peste 15 °C;
- creștere de randament de 0,1 puncte procentuale pentru fiecare grad sub 15 °C;

temperatura medie anuala Timisoara 10,6 C. Corectie valoare de referinta: crestere de randament 0,1% pentru fiecare grad, rezulta 0,1 * (15-10,6)= 0,44%

Nivelul tensiunii la racordare 0,45 kV - 12 kV:

Factor de corecție (în afara locației) 0,918

Factor de corecție (în interiorul locației) 0,891

Pentru 4500 kWel la 10 kV, 5% consum propriu, 95% export in retea, Tmed.an= 10,6 C

$$REF E_{\eta} = (53 + 0,1 * (15 - 10,6))\% * (0,891 * 5\% + 0,918 * 95\%) = (53 + 0,44) * 0,91665 = 48,986 \%$$

PES= economii de energie primara

$$PES = [1 - 1 / (CHP H_{\eta} / Ref H_{\eta} + CHP E_{\eta} / Ref E_{\eta})] * 100 \%$$

$$= [1 - 1 / (42,3/92 + 45,9/48,986)] * 100 = (1 - 1/1,39678) * 100 = 28,4 \%$$

Economia de energie primara este de 28,4%

Nr	Parametru	UM	Valori
1	Productie energie electrica	MWe/an	288.321,8
2	Productie energie termica	MWt/an	265.675,7
3	Valoare referinta a eficientei pentru producerea separata de energie electrica	%	48,986
4	Valoare referinta a eficientei pentru producerea separata de energie termice	%	92
5	Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei electrice	MWh/an	588580
6	Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei termice	MWh/an	288778
7	Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei electrice si termice	MWh/an	877358
8	Cantitate de combustibil pentru producerea in cogenerare a energiei electrice si termice	MWh/an	627437
9	Economie de energie primara	MWh/an	249921

Economia anuala in consumul de energie primara pentru producerea energiei termice si electrice in cogenerare cu 10 motoare termice este de **249.921 MWh**

VENITURI SI CHELTUIELI

COSTURILE ANUALE OPERATIONALE

CHELTUIELILE CU COMBUSTIBILUL – GAZE NATURALE

Ponderea cea mai mare în totalul cheltuielilor o au costurile variabile (peste 95%), iar, dintre acestea, costurile cu combustibilul (gaze naturale) reprezintă cea mai importantă componentă.

Consumul estimat anual de gaze naturale este 627.437,4 MWh

COSTURILE CU CO2

La stabilirea costurilor cu CO₂, s-au avut în vedere un preț actual, precum și obligativitatea producătorului de energie electrică de a achiziționa integral certificate corespunzătoare cantităților de GES (gaze cu efect de seră) emise, începând cu anul 2013 (Directiva 29/2009/EC). La determinarea emisiilor de CO₂ produse la arderea gazului natural, a fost considerat factorul de emisie de 56,1 tCO₂/TJ combustibil.

Emisii anuale de CO₂ (56,1 toCO₂/TJ)

126.717 toCO₂

CHELTUIELILE CU MENTENANTA

La acest capitol s-au considerat cheltuielile necesare pentru întreținerea și buna funcționare a echipamentelor, respectiv mentenanta preventiva (reviziile necesare conform graficului de mentenanta

stabilit de producator pe toata durata de functionare a motoarelor cu exceptia reviziei capitale),
mentenanta corectiva si ulei,
Perioada de garantie a echipamentelor a fost considerata ca fiind 2 ani

Mentenanta preventiva

Costurile unitare de mentenanta preventiva sunt de 30 EUR/ora de functionare/motor

Numar mediu de ore functionare pe motor 6397 ore/an

Mentenanta preventiva $6397 * 10 * 30 = 1.919.100$ EUR/an

Mentenanta corectiva

Costurile pentru mentenanta corectiva includ piese de schimb, manopera, teste, probe. Costurile anuale sunt estimate la 1500 EUR pe motor

Costurile cu mentenanta corectiva $1500 * 10 = 15000$ EUR/an

Uleiul de unger

Sunt necesare cheltuieli cu uleiul necesar schimburilor de ulei, uleiul necesar compensarii consumului de ulei al motorului in functionare si efectuarea analizelor de ulei.

Consum de ulei 0,92 kg/h pe motor

Capacitate ulei 1000 litri/motor

Interval de schimb ulei (conform manual mentenanta) 2000 ore functionare

Cost ulei estimat 3,5 EUR/litru

Costuri cu ulei:

Consum anual ulei:

- schimb ulei: $6397 \text{ ore/motor/an} / 2000 \text{ ore} * 1000 \text{ litri} * 10 \text{ motoare} = 31985$ litri
- completare ulei: $6397 \text{ ore/motor/an} * 0,92/0.8 \text{ l/h} * 10 \text{ motoare} = 73565$ litri
- consum ulei anual 105.550 litri

Costuri anuale cu ulei $105.550 \text{ litri} * 3,5 \text{ EUR/litru} = 369.425$ EUR

Reparatia capitala

Reparatia capitala este prevazuta la 60.000 ore de functionare pe motor.

Luand in calcul un numar mediu de ore de functionare per motor de 6.397 ore/an, se estimeaza ca echipamentele (motoarele) vor ajunge la revizia capitala in aproximativ 113 luni de functionare (9 ani si 5 luni). Centrala va necesita la acel moment o investitie suplimentara, motoarele putand functiona ulterior alte 60.000 ore, pana la atingerea pragului de 120.000 ore.

Costurile reparatiei capitale sunt estimate la 950.000 EUR

CHELTUIELILE CU PERSONALUL

In vederea operarii echipamentelor a fost luat în considerare un număr total de maxim 10 persoane (sunt necesari 2 angajați/tură x 3 ture plus personal care sa acopere zilele de week-end si concediile legale). Costurile salariale medii pentru personalul direct implicat în operarea echipamentelor, după efectuarea investiției, este de cca. 15.000 EUR/lună. În toate cele 2 scenarii, costurile cu personalul sunt aceleași.

Costuri cu personalul $15000 * 12 = 180.000$ EUR/an

ALTE CHELTUIELI

Pe baza experienței Consultantului, dar și prin comparație cu proiecte similare, prima de asigurare a fost considerată ca fiind 0,5% din valoarea investiției.

Costuri anuale cu asigurarea: 61.313.000 EUR * 0,5%= 306.565 EUR

Alte cheltuieli au fost considerate la nivelul de 30.000 EUR/luna

Alte cheltuieli: 30.000 EUR/luna * 12 luni= 360.000 EUR

Cheltuieli cu amortizarea

Pentru stabilirea cheltuielilor cu amortizarea, s-a considerat o schemă de amortizare liniară, pe o durată de funcționare de 20 de ani pentru toate elementele de investiție, altele decât motoarele.

Având în vedere planul de mentenanță a echipamentelor – motoarele, respectiv numărul de ore de funcționare până la revizia capitală, s-a considerat amortizarea acestora în funcție de numărul de ore de funcționare anual până la atingerea pragului de 60.000 ore. Ulterior reviziei capitale, în vederea amortizării acestora s-a luat în calcul perioada rămasă din intervalul de analiză, investiția suplimentară amortizându-se liniar. Totuși se estimează că la sfârșitul acestei perioade, echipamentele încă înregistrează un număr de ore de funcționare rămase până la atingerea pragului de 120.000 ore (când vor necesita înlocuire)

La această secțiune, solicitanții vor furniza informații cu privire la:

- Analiza cererii curente și viitoare, estimată ca urmare a implementării proiectului. În funcție de disponibilitatea datelor, se recomandă ca estimarea cererii să fie realizată cu ajutorul metodelor și tehnicilor de previziune statistică;
- Analiza de opțiuni;
- Concluziile studiului de fezabilitate (prezentarea pe scurt a soluției tehnice, valoarea Devizului General, graficul de implementare a lucrărilor);
- Aspecte de mediu (evaluarea impactului reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, etc).

VENITURI DIN EXPLOATARE

VENITURI DIN VANZAREA ENERGIEI TERMICE

Veniturile principale ale proiectului, din vânzarea energiei termice, sunt obținute pe baza cantităților de energie termică produse și a prețului reglementat de vânzare a energiei termice. Prognoza prețului energiei termice are la bază valorile prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, și care, conform legislației în vigoare, au obligația achiziționării de certificate de CO₂, conform Ordinului ANRE nr. 86/2022

Cantitatea de energie termică livrată în sistemul de termoficare este de

Energie termică livrată anual 252.392 MWh

VENITURI DIN VANZAREA ENERGIEI ELECTRICE

Energia electrică urmează a fi vândută pe Piața Zilei Urmatoare - OPCOM, la prețul pieței. Pentru perioada în care centrala va funcționa în vederea furnizării energiei termice către sistemul de termoficare, prețul mediu de bază considerat este de 430,49 RON/MWh.

Energie electrica livrata

269.982 MWh

5. Analiza financiară

Analiza financiară a fost elaborată pentru scenariul I pentru care s-a optat ca fiind mai fezabil din punct de vedere tehnic, pentru a evalua profitabilitatea investiției indiferent de sursele de finanțare dar și de a evalua profitabilitatea proiectului din perspectiva beneficiarului (în condițiile cofinanțării UE).

Factorul de actualizare utilizat în analiza a fost de 11,3%, determinat pe baza costului mediu ponderat al capitalului la 31 mai 2022.

Performanța Financiară Fără Finanțare										in Euro
An	Investiții	Echipamente Cheie*	Investiții Realizate	Venituri Realizate	Costuri variabile	Mentenanț a și RK	Personal	Asigurare	Valoarea reziduala	Flux Net
0	-56,149,366									-56,149,366
1			0	62,061,270	-58,827,262	-2,569,962	-180,000	-262,438		221,609
2			0	58,794,482	-54,493,647	-2,569,962	-180,000	-262,438		1,288,436
3			0	55,554,692	-50,211,015	-2,569,962	-180,000	-262,438		2,331,277
4			0	52,530,888	-45,938,377	-2,569,962	-180,000	-262,438		3,580,111
5			0	49,264,100	-42,329,698	-2,569,962	-180,000	-262,438		3,922,003
6		-8,914		49,264,100	-42,768,037	-2,569,962	-180,000	-262,438		3,474,750
7			0	49,264,100	-43,211,289	-2,569,962	-180,000	-262,438		3,040,411
8			0	49,264,100	-43,659,514	-2,569,962	-180,000	-262,438		2,592,187
9			0	49,264,100	-44,112,771	-2,569,962	-180,000	-262,438		2,138,930
10			0	49,264,100	-44,112,771	-12,069,962	-180,000	-262,438		-7,361,070
11		-8,914		49,264,100	-44,112,771	-2,569,962	-180,000	-262,438		2,130,016
12			0	49,264,100	-44,571,122	-2,569,962	-180,000	-262,438		1,680,579
13			0	49,264,100	-45,034,629	-2,569,962	-180,000	-262,438		1,217,071
14			0	49,264,100	-45,503,356	-2,569,962	-180,000	-262,438		748,345
15			0	49,264,100	-45,977,365	-2,569,962	-180,000	-262,438		274,335
16		-8,914		49,264,100	-46,456,723	-2,569,962	-180,000	-262,438		-213,936
17			0	49,264,100	-46,941,494	-2,569,962	-180,000	-262,438		-689,794
18			0	49,264,100	-47,431,745	-2,569,962	-180,000	-262,438		-1,180,045
19			0	49,264,100	-47,927,544	-2,569,962	-180,000	-262,438		-1,675,844
20		-42,185,706		49,264,100	-47,994,649	-2,569,962	-180,000	-262,438		-43,928,655
21		-8,914		49,264,100	-48,063,095	-2,569,962	-180,000	-262,438		-1,820,309
22			0	49,264,100	-48,132,911	-2,569,962	-180,000	-262,438	43,236,052	41,354,841
Flux	-56,149,366	-42,221,360	1,115,695,126	-1,027,811,784	-66,039,160	-3,960,000	-5,773,628	43,236,052	-43,024,120	
Rata Interna de rentabilitate										-9.82%
Valoarea Actualizată Netă										-41,561,834

Performanța Financiară Fără Finanțare *in Lei*

An	Investiții Echipamente Cheie*	Investiții Venituri Realizate	Costuri variabile	Mentenanța și RK	Personal	Asigurare	Valoarea reziduală	Flux Net	
0	-279,073,577							-279,073,577	
1	0	308,456,924	-292,383,257	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	1,101,440	
2	0	292,220,334	-270,844,322	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	6,403,784	
3	0	276,117,930	-249,558,789	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	11,586,913	
4	0	261,089,019	-228,322,923	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	17,793,869	
5	0	244,852,428	-210,387,063	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	19,493,137	
6	-44,302	244,852,428	-212,565,699	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	17,270,200	
7	0	244,852,428	-214,768,750	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	15,111,451	
8	0	244,852,428	-216,996,514	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	12,883,686	
9	0	244,852,428	-219,249,292	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	10,630,908	
10	0	244,852,428	-219,249,292	-59,990,124	-894,636	-1,304,368	0	-36,585,992	
11	-44,302	244,852,428	-219,249,292	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	10,586,606	
12	0	244,852,428	-221,527,389	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	8,352,812	
13	0	244,852,428	-223,831,113	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	6,049,087	
14	0	244,852,428	-226,160,778	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	3,719,423	
15	0	244,852,428	-228,516,701	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	1,363,499	
16	-44,302	244,852,428	-230,899,205	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-1,063,306	
17	0	244,852,428	-233,308,614	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-3,428,413	
18	0	244,852,428	-235,745,260	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-5,865,060	
19	0	244,852,428	-238,209,479	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-8,329,278	
20	-209,671,397	244,852,428	-238,543,003	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-218,334,199	
21	-44,302	244,852,428	-238,883,197	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-9,047,298	
22	0	244,852,428	-239,230,195	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	214,891,824	205,541,829	
Fluxul Cumu	-279,073,577	-209,848,604	5,545,227,917	-5,108,430,130	-328,227,831	-19,681,992	-28,696,085	214,891,824	-213,838,479

Rata Interna de rentabilitate

-9.82%

Valoarea Actualizată Netă

-212,203,584

Performanța Financiară cu Finanțare

An	Investiții Echipamente Cheie*	Investiții Venituri Realizate	Costuri variabile	Mentenanță și RK	Personal	Asigurare	Valoarea reziduală	Flux Net
0	-11,528,090							-11,528,090
1	0	62,061,270	-58,827,262	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	221,609
2	0	58,794,482	-54,493,647	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	1,288,436
3	0	55,554,692	-50,211,015	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	2,331,277
4	0	52,530,888	-45,938,377	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	3,580,111
5	0	49,264,100	-42,329,698	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	3,922,003
6	-8,914	49,264,100	-42,768,037	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	3,474,750
7	0	49,264,100	-43,211,289	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	3,040,411
8	0	49,264,100	-43,659,514	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	2,592,187
9	0	49,264,100	-44,112,771	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	2,138,930
10	0	49,264,100	-44,112,771	-12,069,962	-180,000	-262,438	0	-7,361,070
11	-8,914	49,264,100	-44,112,771	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	2,130,016
12	0	49,264,100	-44,571,122	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	1,680,579
13	0	49,264,100	-45,034,629	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	1,217,071
14	0	49,264,100	-45,503,356	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	748,345
15	0	49,264,100	-45,977,365	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	274,335
16	-8,914	49,264,100	-46,456,723	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	-213,936
17	0	49,264,100	-46,941,494	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	-689,794
18	0	49,264,100	-47,431,745	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	-1,180,045
19	0	49,264,100	-47,927,544	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	-1,675,844
20	-42,185,706	49,264,100	-47,994,649	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	-43,928,655
21	-8,914	49,264,100	-48,063,095	-2,569,962	-180,000	-262,438	0	-1,820,309
22	0	49,264,100	-48,132,911	-2,569,962	-180,000	-262,438	43,236,052	41,354,841
Fluxul Cumulat	-42,221,360	1,115,695,126	-1,027,811,784	-66,039,160	-3,960,000	-5,773,628	43,236,052	1,597,156

Rata Interna de rentabilitate

4.85%

Valoarea Actualizată Netă

-1,470,841

Performanța Financiară cu Finanțare									in Lei
An	Investiții	Echipamente Cheie*	Venituri Realizate	Costuri variabile	Mentenanța și RK	Personal	Asigurare	Valoarea reziduala	Flux Net
0	-57,296,911								-57,296,911
1		0	308,456,924	-292,383,257	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	1,101,440
2		0	292,220,334	-270,844,322	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	6,403,784
3		0	276,117,930	-249,558,789	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	11,586,913
4		0	261,089,019	-228,322,923	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	17,793,869
5		0	244,852,428	-210,387,063	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	19,493,137
6		-44,302	244,852,428	-212,565,699	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	17,270,200
7		0	244,852,428	-214,768,750	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	15,111,451
8		0	244,852,428	-216,996,514	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	12,883,686
9		0	244,852,428	-219,249,292	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	10,630,908
10		0	244,852,428	-219,249,292	-59,990,124	-894,636	-1,304,368	0	-36,585,992
11		-44,302	244,852,428	-219,249,292	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	10,586,606
12		0	244,852,428	-221,527,389	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	8,352,812
13		0	244,852,428	-223,831,113	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	6,049,087
14		0	244,852,428	-226,160,778	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	3,719,423
15		0	244,852,428	-228,516,701	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	1,363,499
16		-44,302	244,852,428	-230,899,205	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-1,063,306
17		0	244,852,428	-233,308,614	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-3,428,413
18		0	244,852,428	-235,745,260	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-5,865,060
19		0	244,852,428	-238,209,479	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-8,329,278
20		-209,671,397	244,852,428	-238,543,003	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-218,334,199
21		-44,302	244,852,428	-238,883,197	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	0	-9,047,298
22		0	244,852,428	-239,230,195	-12,773,224	-894,636	-1,304,368	214,891,824	205,541,829
Fluxul Cumulat		-209,848,604	5,545,227,917	-5,108,430,130	-328,227,831	-19,681,992	-28,696,085	214,891,824	7,938,187
Rata Interna de rentabilitate									4.85%
Valoarea Actualizată Netă									-7,310,373

In sinteza indicatorii financiare ai investiției sunt:

Rata Interna de rentabilitate (RRF/C) : -9,82%

Valoarea Actualizată Netă (VNAF/C) : -212.203.584 lei

Rata Interna de rentabilitate (RIR/K) : 4.85%

Valoarea Actualizată Netă (VNA/K): -7.310.373 lei

Fiind o investiție propusă a se realiza de o infrastructură publică, valoarea indicatorului RRF/C fiind mai mică decât rata de actualizare de 11,3% se demonstrează că finanțarea publică nu depășește valoarea monetară ce face proiectul rentabil, deci nu se generează un caz de suprafinanțare. Totodată nivelul VANF(C) înainte de contribuția publică este negativ.

Analiza de sensibilitate

In efectuarea analizei de senzitivitate s-au luat in considerare doar variațiile costului investiției, variația prețurilor la combustibili și energie electrica influentând în același sens tarifului la energia termică.

In varianta fără finanțare cei doi indicatori (IRR și VNA) s-au modificat dupa cum urmează:

		IRR							VNA						
		Preț combustibil/Preț energie electrică							Preț combustibil/Preț energie electrică						
		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Investiție	-15%	-9.2%	-9.2%	-9.2%	-9.2%	-9.2%	-9.2%	-9.2%	-33,994,535	-33,994,535	-33,994,535	-33,994,535	-33,994,535	-33,994,535	-33,994,535
	-10%	-9.4%	-9.4%	-9.4%	-9.4%	-9.4%	-9.4%	-9.4%	-36,516,968	-36,516,968	-36,516,968	-36,516,968	-36,516,968	-36,516,968	-36,516,968
	-5%	-9.6%	-9.6%	-9.6%	-9.6%	-9.6%	-9.6%	-9.6%	-39,039,401	-39,039,401	-39,039,401	-39,039,401	-39,039,401	-39,039,401	-39,039,401
	0%	-9.8%	-9.8%	-9.8%	-9.8%	-9.8%	-9.8%	-9.8%	-41,561,834	-41,561,834	-41,561,834	-41,561,834	-41,561,834	-41,561,834	-41,561,834
	5%	-10.0%	-10.0%	-10.0%	-10.0%	-10.0%	-10.0%	-10.0%	-44,084,268	-44,084,268	-44,084,268	-44,084,268	-44,084,268	-44,084,268	-44,084,268
	10%	-10.2%	-10.2%	-10.2%	-10.2%	-10.2%	-10.2%	-10.2%	-46,606,701	-46,606,701	-46,606,701	-46,606,701	-46,606,701	-46,606,701	-46,606,701
	15%	-10.3%	-10.3%	-10.3%	-10.3%	-10.3%	-10.3%	-10.3%	-49,129,134	-49,129,134	-49,129,134	-49,129,134	-49,129,134	-49,129,134	-49,129,134

In varianta cu finanțare cei doi indicatori (IRR și VNA) s-au modificat dupa cum urmează:

		IRR							VNA						
		Preț combustibil/Preț energie electrică							Preț combustibil/Preț energie electrică						
		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Investiție	-15%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	82,810	82,810	82,810	82,810	82,810	82,810	82,810
	-10%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	-435,073	-435,073	-435,073	-435,073	-435,073	-435,073	-435,073
	-5%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	7.2%	-952,957	-952,957	-952,957	-952,957	-952,957	-952,957	-952,957
	0%	4.9%	4.9%	4.9%	4.9%	4.9%	4.9%	4.9%	-1,470,841	-1,470,841	-1,470,841	-1,470,841	-1,470,841	-1,470,841	-1,470,841
	5%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	-1,988,724	-1,988,724	-1,988,724	-1,988,724	-1,988,724	-1,988,724	-1,988,724
	10%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	-2,506,608	-2,506,608	-2,506,608	-2,506,608	-2,506,608	-2,506,608	-2,506,608
	15%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-3,024,492	-3,024,492	-3,024,492	-3,024,492	-3,024,492	-3,024,492	-3,024,492

6. Determinarea contribuției maxime din fonduri europene

Valoarea investiției inițiale	Lei	-276,226,805.77
Valoarea actualizată a fluxurilor de numerar operaționale	Lei	49,204,366.69
Valoarea neta actualizată a investiției	Lei	-227,022,439.08
Deficitul de finanțare	Lei	-219,514,367.41
Deficitul de finanțare	%	82.2
Valoarea ajutorului/MW	lei	2,536,272.30
Valoarea ajutorului/MW	Euro	510,295.82

Stabilirea contribuției maxime din fondurile europene s-a realizat conform regulilor aplicabile ajutorului de stat, valoarea ajutorului solicitat fiind de 2,536,272.30lei/MW instalat, respective de 510,295.82

euro/MW, inferioara valorii de 514,122 euro/ MW. Capacitate instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibila fiind de 86.55 MW, pentru care s-a solicitat un ajutor de 219,514,367.41lei, reprezentând deficitul de finanțare.

In absenta ajutorului de stat și anume situația în care investițiile propuse prin proiect nu s-ar realiza, care fiind descrise ca fiind scenariul contrafactual, nu se realizeaza economii în consumul anual de energie primară. Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei termice la nivelul unui an fara ajutor de stat in scenariul contrafactual este de 288,778.00 MWh/an. Cantitatea de energie termică produsă fiind de 265,676 Mwht. Pentru a produce aceeași cantitate de energie termica in sistemul de cogenerare s-ar realiza o economie de energie primara de 249,921.00 MWh/An cu beneficiul suplimentare de realizare a unei cantitați de energie electrică de 288,322 Mwhe/An.

Tabelul de calcul următor este relevant in acest sens

Economii în consumul anual de energie primară - MWh/an		
Valoare referinta a eficientei pentru producerea separata de energie electrica	%	48.99
Valoare referinta a eficientei pentru producerea separata de energie termice	%	92.00
Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei electrice	MWh/an	588,580.00
Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei termice	MWh/an	288,778.00
Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei electrice si termice	MWh/an	877,358.00
Cantitate de combustibil pentru producerea in cogenerare a energiei electrice si termice	MWh/an	627,437.40
Economie de energie primara	MWh/an	249,921.00

7. Analiza de sustenabilitate financiară

In efectuarea analizei de sustenabilitate financiară s-a ținut cont de urmatoarele:

- analiza de sustenabilitate financiară s-a efectuat pe baza proiecțiilor privind fluxul de numerar neactualizat la nivelul întregii perioade de referință de 25 de ani.
- graficul de realizare a investiției
- nu s-a ținut cont de valoarea reziduala
- nu s-a ținut cont de TVA
- s-au luat în considerare numai fluxurile de numerar din anul în care apar.

În baza analizei se demonstrează că proiectul va dispune de lichidități suficiente de la an la an pentru a-și acoperi întotdeauna costurile de investiție și operaționale pe parcursul întregii perioade de referință, respectiv fluxul de numerar net neactualizat este pozitiv la nivelul întregii perioade de referință de 25 de ani.

8. Analiza economică

Beneficiile economice și de mediu de care s-a ținut cont în cadrul analizei economice a investiției sunt următoarele:

- Reducerea gazelor cu efect de seră -scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră - echivalent tone CO2
- Economie de energie primara

Parametrii care s-au luat în calcul pentru beneficiile rezultate la nivelul întregii perioade de referință aferente reducerii gazelor cu efect de seră -scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră - echivalent tone CO2 sunt următorii:

Capacitate Sistem- Scenariul 1	86.55	MW
	UM	
Energie electrica produsă	Mwhe	288321.8
Energie termica produsă	Mwht	265,675.70
Combustibil consumat (gn) (92%)	MWh	627,437.40
Combustibil consumat (0,0036 TJ/MWh)	TJ	2,258.77
Emisii de CO2 (56,1 toCO2/TJ)	to CO2	126,717.26
Emisii de CO2 (0,202 toCO2/MWhgn)	to CO2	126,742.35
Reducerea gazelor cu efect de seră -scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră - echivalent tone CO2	to CO2/An	53,292.42

Parametrii care s-au luat în calcul pentru beneficiile rezultate la nivelul întregii perioade de referință aferente economie de energie primara sunt următorii:

Economii în consumul anual de energie primară - MWh/an		
Valoare referinta a eficientei pentru producerea separata de energie electrica	%	48.99
Valoare referinta a eficientei pentru producerea separata de energie termice	%	92.00
Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei electrice	MWh/an	588,580.00
Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei termice	MWh/an	288,778.00
Cantitate de combustibil pentru producerea separata a energiei electrice si termice	MWh/an	877,358.00
Cantitate de combustibil pentru producerea in cogenerare a energiei electrice si termice	MWh/an	627,437.40
Economie de energie primara	MWh/an	249,921.00

Fluxurile de numerar rezultate din analiza beneficiilor economice si de mediu s-au adaugat fluxurilor de numerar rezultate din analiza financiara a investiției.

Rata Interna de rentabilitate (RRF/E) : 36.91%

Valoarea Actualizată Netă (VNAF/E) : 1,086,518,300.15 lei

Nivelul celor doi indicatori justifică finanțarea din fonduri UE a proiectului propus.

9. Evaluarea riscurilor.

Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor. Categoriile de risc și evaluarea lor

Riscul reprezintă gradul de incertitudine al apariției unor pierderi din cauze întâmplătoare, accidente sau împrejurări nedorite, fiind cuantificat prin probabilitatea ca în derularea unei acțiuni sau activități viitoare să apară împrejurări mai puțin cunoscute sau necunoscute, generând efecte nefavorabile asupra rezultatelor propuse sau așteptate.

În cadrul proiectelor de dezvoltare a infrastructurii de producere a energiei riscul este un element important fiind necesară analizarea acestuia pe categorii de risc.

Pentru prezenta investiție, se va utiliza în evaluarea categoriilor de risc un scor, pornind de la următoarele nivele:

- risc nesemnificativ - 1 punct
- risc scăzut – 2 puncte
- risc mediu – 3 puncte
- risc ridicat – 4 puncte
- risc semnificativ - 5 puncte

Categoriile de risc identificabile la nivelul investiției sunt:

1. Riscul de țară
2. Riscul natural
3. Riscul legat de profil (al domeniului de activitate)
4. Riscul juridic și administrativ
5. Riscul tehnic și tehnologic
6. Riscul legat de resursele umane
7. Riscul de exploatare
8. Riscul financiar
9. Riscul comercial
10. Riscul ecologic

1. *Riscul de țară* se referă la elemente ca starea economiei, sistemul politic, importanța strategică și geografică a țării, echilibrul indicatorilor macro-economici.

Coefficientul de importanță acordat categoriei de risc: $K1 = 0,05$

Evaluare: mediu (scor: $E1=3$)

Argumente: Referitor la proiect, riscul de țară se poate manifesta prin activarea unor clauze care pot determina suspendarea sau diminuarea finanțărilor nerambursabile; în urma evenimentelor recente de pe scena politică autohtonă, factorii politici responsabili ai Uniunii Europene consideră că acest eveniment este probabil.

2. *Riscul natural* este generat de calamități naturale sau de alte cauze de forță majoră, în care factorii naturali, imprevizibili, au ponderea decisivă.

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: $K2 = 0,05$

Evaluare: scăzut (Scor: $E2=2$)

Argumente: Partea de amenajare a construcției este proiectată conform legislației în vigoare privind protecția la cutremure; protecția împotriva dezastrelor naturale (inundații, cutremure, incendii, furtuni) se va realiza prin asigurarea clădirii și a bunurilor din interior.

3. *Riscul legat de profil (al domeniului de activitate)* vizează capacitatea de adaptare a ofertei în funcție de dinamica și variabilitatea cererii din mediu socio-economic.

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: $K3 = 0,15$

Evaluare: Scăzut (Scor: $E3=2$)

Argumente: În Municipiul Timișoara se previzionează o creștere a numărului de clienți – beneficiari ai energiei termice și electrice produse - acest lucru fiind determinat de faptul ca municipiul Timisoara se află într-o fază de creștere economică iar criza energetică actuală a determinat reconsiderarea costurilor cu utilitățile.

4. *Riscul juridic și administrativ* se referă, pe de o parte, la susținerea proiectului de către echipa de conducere a solicitantului

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: $K4 = 0,05$

Evaluare: nesemnificativ (Scor: $E4=1$)

Argumente: Proiectul propus se bucură de sprijinul și susținerea totală a echipei de conducere a solicitantului;

5. *Riscul tehnic și tehnologic:* riscul tehnologic, care se manifestă în cazul punerii în funcțiune a unor noi echipamente și solutii tehnice de rezolvare a noii infrastructuri.

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: $K4 = 0,05$

Evaluare: scăzut (Scor: $E5=2$)

Argumente: În cazul acestei investiții se vor utilize echipamente și soluții tehnice ce sunt testate, fiabile și cu un cost de întreținere și reparare rezonabile;

6. *Riscul legat de resursele umane* constă în probabilitatea ca aplicantul să nu își poată asigura necesarul de personal, în structura de calificări și competențe dorite și necesare.

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: $K6=0,10$

Evaluare: nesemnificativ (Scor: $E6=1$)

Argumente: Personalul va fi instruit corespunzător la finalizarea investiției astfel încat să se asigure operarea corectă a acesteia. Personalul care o va deservi va participa inclusiv în perioada de punere în funcțiune și testare;

7. *Riscul de exploatare* se referă la incertitudinea și variabilitatea rezultatelor date de modificarea volumului de activitate.

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: K7=0,15

Evaluare: mediu (Scor: E7=3)

Argumente: indicatorii care defines riscul de exploatare au valori medii care se îmbunătățesc în decursul operaționalizării proiectului.

8. Riscul financiar caracterizează variabilitatea indicatorilor de rezultate sub incidența structurii surselor de finanțare.

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: K8=0,10

Evaluare: scăzut (Scor: E8 =2)

Argumente: Finanțarea proiectului nu presupune îndatorarea financiară a aplicantului, totalitatea costurilor de capital fiind susținută din surse nerambursabile puse la dispoziție de PNRR; pe perioada de derulare a proiectelor, sursele de finanțare a investițiilor de menținere/ înlocuire sunt asigurate, conform analizei economico – financiare; riscul financiar nu poate fi considerat însă nesemnificativ.

9. Riscul comercial cuprinde riscul privind negocierea neurmată de încheierea contractului, riscul de preț, riscul în lanțul de aprovizionare

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: K9=0,15

Evaluare: scăzut (Scor: E9 = 2)

Argumente: În domeniile vizate de proiect există o probabilitate relativ redusă ca negocierile de contractare să aibă o durată mai lungă și să rămână nefinalizate prin semnarea unui contract.

10. Riscul ecologic are în vedere impactul pe care îl poate genera în mediul ambiental derularea proceselor din cadrul proiectelor.

Coeficientul de importanță acordat categoriei de risc: K10= 0.01

Evaluare: nesemnificativ (E10 = 1)

Argumente: Proiectul prezinta solutii de refacere a cadrului natural la finalizarea investiției și deci reducerea la minimum a perturbării ecosistemelor existente în zona vizată de investiție. Prin acest proiect se contribuie la amenajarea acelei zone.

$$\text{Funcția scor de risc: } R_{\text{mediu}} = \frac{\sum_{i=1}^{10} E_i \times K_i}{10} = 2,00$$

Tabel Evaluarea riscurilor pe categorii

Categoria de risc	Calificativ	Scor (Ei)	Coeficient de importanță (Ki)	Scor ponderat pe categorie de risc (Ri)
1. Riscul de țară	Mediu	3	0,05	0,15
2. Riscul natural	Scăzut	2	0,05	0,1
3. Riscul legat de profilul	Scăzut	2	0,15	0,3
4. Riscul juridic și administrativ	Nesemnificativ	1	0,05	0,05
5. Riscul tehnic și tehnologic	Scăzut	2	0,15	0,30

6. Riscul legat de resursele umane	Nesemnificativ	1	0,1	0,1
7. Riscul de exploatare	Mediu	3	0,15	0,45
8. Riscul financiar	Scăzut	2	0,1	0,2
9. Riscul comercial	Scăzut	2	0,15	0,30
10. Riscul ecologic	Nesemnificativ	1	0,05	0,05
SCORUL MEDIU AL RISULUI TOTAL			1,00	2,00

Concluziile analizei cost beneficiu

Proiectul de investiții este fezabil și de dorit cu atât mai mult cu cât răspunde unei nevoi socio-economice importante și nerezolvate corespunzător până în prezent, situație care tinde să se agraveze o dată cu intensificarea perturbațiilor în piața de energie.

Analiza de risc evaluează impactul unei anumite modificări ale unor indicatori de performanță ai proiectului. Prin repartizarea distribuției de probabilitate corespunzătoare variabilelor critice se poate estima distribuția de probabilitate pentru indicatorii de performanță financiari și economici. În anumite situații (de ex. lipsa datelor istorice referitoare la proiecte similare, informații eronate, etc.) este dificil de realizat ipoteze sensibile privind distribuția de probabilitate a variabilelor critice. În asemenea situații, este efectuată cel puțin o evaluare calitativă a riscului pentru a sprijini rezultatele analizei de sensibilitate.

Investiția are efecte pozitive la nivelul dezvoltării sociale, creșterii calității vieții, și creșterea gradului de sănătate a populației, dar pot să apară anumite riscuri.

Pentru analiza de risc a proiectului de investiții s-au luat în considerare riscurile ce pot apărea atât în perioada de implementare a proiectului cât și în perioada de exploatare a obiectului de investiție. Principalele categorii de riscuri care pot apărea sunt de natură: tehnică, financiară, legală, instituțională sau care pot apărea în procesul de implementare.

Riscuri tehnice

Această categorie de riscuri depinde direct de modul de desfășurare al activităților prevăzute în planul de acțiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuție:

- a) Etapizarea eronată a lucrărilor;
- b) Erori în calculul soluțiilor tehnice;
- c) Executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări;
- d) Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare.

Administrarea acestor riscuri constă în:

- a) planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune au fost prevăzute marje de eroare pentru etapele mai importante ale proiectului;
- b) se va pune mare accent pe etapa de verificare a fazei de proiectare;
- c) echipa care va asigura managementul de proiect se va ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului;
- d) echipa care va asigura managementul de proiect va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor;
- e) se va urmări încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute;
- f) se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;
- g) se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător;

h) se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora.

Riscuri financiare

Din categoria riscurilor financiare care pot apărea enumerăm:

a) Creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru materialele și echipamentele implicate în proiect;

b) Creșterea peste limitele analizate în proiect a prețurilor materialelor de construcție;

c) Costuri ridicate cu materialele ca urmare a participării unui număr mic de agenți economici la achiziția lucrărilor;

d) Modificări majore ale cursului de schimb;

e) Imposibilitatea beneficiarului de a susține investiția din fonduri proprii.

Administrarea riscurilor financiare constă în:

a) Asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje;

b) Estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor pe piață;

c) Includerea în proiect a unor sume pentru cheltuieli neprevăzute.

Riscuri legate de procesul de achiziție

În cadrul procesului de achiziție privind contractul de lucrări poate apărea situația în care să nu existe operatori economici care să dorească să execute contractul în condițiile prevăzute în caietul de sarcini, la prețului maxim specificat, sau în termenul specificat. Astfel crește riscul reluării procesului de achiziție, ceea ce ar duce la întârzierea lucrărilor. O altă situație ar fi aceea a contestațiilor care ar putea apărea și care ar conduce la întârzierea începerii lucrărilor.

Aceste riscuri pot fi gestionate printr-o serie de măsuri, cum ar fi:

a) Respectarea cât mai riguroasă a reglementărilor privind achizițiile publice, pentru a evita apariția unor contestații;

b) Angajamentul beneficiarului de a include o anumită sumă în bugetul propriu, care ar putea suplimenta valoarea eligibilă a contractului de execuție lucrări, pentru a evita întârzierile ce ar apărea în cazul în care nici o ofertă nu se încadrează în bugetul aprobat al proiectului;

c) Promovarea pe scară cât mai largă a proiectului, fără a încălca prevederile privind achizițiile publice și fără a favoriza vreun agent economic, pentru ca piața constructorilor să fie pregătită.

Riscuri instituționale

Această categorie de riscuri vizează obținerea diverselor autorizații și acorduri pentru a putea realiza investiția, risc minimizat datorită faptului că aceste avize și acorduri au fost deja obținute sau urmează a fi obținute.

Riscuri legale

Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului:

a) Obligativitatea repetării procedurilor de achiziție datorită gradului redus de participare la licitații;

c) Instabilitatea legislativă –dată cu aderarea României la Uniunea Europeană începând cu data de 01.01.2007, orice modificare legislativă ar trebui să nu contravină reglementărilor legislative și condițiilor impuse de Uniunea Europeană.

Acest risc este minim întrucât legislația în domeniul achizițiilor publice a fost modificată în luna mai 2016.

Analiza calitativă a riscurilor

Analiza calitativă a riscurilor a fost realizată pornind de la rezultatele analizei de sensibilitate și luând în considerare incertitudinile generate de elemente care nu au fost reflectate direct în analiza financiară și analiza economică.

Metodologia de analiză calitativă a riscurilor

Analiza calitativă a riscurilor presupune parcurgerea următoarelor etape:

- **Stabilirea contextului** presupune stabilirea premiselor care stau la baza analizei riscurilor, definirea obiectivelor entității care promovează proiectul, stabilirea parametrilor externi și interni care vor fi luați în considerare în gestionarea riscului, variabilele ce vor fi luate în calcul pentru identificarea riscurilor, metoda de analiză și estimare a riscurilor precum și fundamentarea indicatorilor de performanță care vor fi utilizați pentru evaluarea riscurilor.
- **Identificarea riscurilor** aferente obiectivului de investiții se face pe baza variabilelor stabilite în context. Scopul acestei etape este de a genera o listă a potențialelor riscuri pe baza acelor evenimente care ar putea crea, intensifica, împiedica, degrada, accelera sau întârzia îndeplinirea obiectivelor proiectului. Este foarte importantă identificarea tuturor riscurilor, inclusiv a celor asociate cu nevalorificarea unei oportunități. Orice risc rămas neidentificat la această etapă nu va fi luat în considerare în analizele ulterioare.

Identificarea riscurilor poate fi condusă în sensul „cauză – efect” (la ce conduce apariția unui eveniment identificat) sau „efect – cauză” (ce rezultate sunt evitate și cum încercăm să le prevenim).

- **Analiza riscului** va furniza date pentru realizarea estimării riscului, precum și pentru luarea deciziilor referitoare la necesitatea de tratare sau nu a riscurilor. Analiza riscurilor se va face pe baza metodei stabilite în context și care se adaptează cel mai bine caracteristicilor proiectului și obiectivelor părților implicate în proiect.
- **Tratarea riscurilor** implică alegerea uneia sau mai multor opțiuni pentru reducerea sau eliminarea riscurilor, în funcție de gradul de toleranță. Alegerea celei mai potrivite opțiuni de tratare a riscului implică echilibrarea costurilor și a eforturilor de implementare a acesteia, în raport cu beneficiile rezultate.

Stabilirea contextului

Pentru determinarea adecvată a riscurilor posibile se vor lua în calcul următoarele variabile:

- sursele riscului
- faza proiectului în care acesta poate surveni
- categorie de risc
- consecințele apariției riscului asupra factorilor implicați în proiect
- alocarea propusă a riscului de bază, precum și a riscului rezidual.

Identificarea riscurilor

În cadrul acestei etape au fost identificate riscurile potențiale la care va fi expus obiectivul de investiții. Această etapă a avut în vedere și lista principalelor riscuri pe sectorul Energie prezentată în Regulamentul UE 2015/207.

Pentru determinarea adecvată a riscurilor posibile s-au luat în calcul variabilele stabilite în momentul delimitării contextului:

- **sursele riscului:** evenimente naturale sau antropice, circumstanțe
- **faza proiectului în care acesta poate surveni:** proiectare, proces atribuire contracte, construcție, operare;
- **categoria de risc:** tehnic, legal (de reglementare), administrativ, financiar, economic, natural, forță majoră etc;
- **consecințele** apariției riscului asupra factorilor implicați în proiect;
- **alocarea** propusă a riscului de bază.

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
1	2	3	4	5
Proiectare	Risc tehnic - Studii și investigații	Studii și investigații inadecvate, cu previziuni incorecte referitoare la premisele tehnice luate în calcul	Creșterea valorii de investiție Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
	Risc financiar - Studii și investigații	Estimarea inadecvată a costurilor de investiție	Creșterea valorii de investiție	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Licențe, permise și autorizații	Documentații necorespunzătoare, nedepunerea la timp sau în condiții optime a documentațiilor necesare (ex. autorizații de construcție)	Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Aprobarea de către beneficiar	Dificultăți apărute în procesul de aprobare a documentațiilor de proiectare de către beneficiar	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a proiectului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
1	2	3	4	5
	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Întârzieri procedurale	Creșterea perioadei de aprobare a documentațiilor de atribuire de către ANAP	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a proiectului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Proceduri legale de promovare	Contestații pe perioada de derulare a achizițiilor publice sau după notificarea câștigătorului	Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
Construcție	Risc tehnic - Defecte ascunse	Posibilitatea înregistrării unor pierderi sau daune cauzate de defectele ascunse la nivelul utilajelor și echipamentelor	Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile financiare ale proiectului
Construcție	Risc administrativ - Licențe, permise și autorizații	Posibilitatea ca proiectul să nu se conformeze regulamentului de autorizare aplicabil, să nu poată obține aprobările necesare sau, în cazul în care acestea au fost obținute, costul de implementare să fie mai mare decât cel previzionat	Creșterea valorii de investiție Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile financiare ale proiectului
Construcție	Risc financiar - Rata dobânzii	Posibilitatea ca fluctuațiile ratei dobânzii să afecteze costurile prevăzute pentru finanțarea fazei de construcție	Creșterea cheltuielilor financiare	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
1	2	3	4	5
Construcție	Risc financiar – indisponibilitatea surselor de finanțare	Posibilitatea ca proiectul să nu fie eligibil la finanțare din sursele de finanțare considerate a fi disponibile prin aplicarea prevederilor art 10d din Directiva 2003/87/EC cu modificările ulterioare	Creșterea cheltuielilor financiare	Creșterea costurilor în faza de realizare a proiectului 2m5j
Construcție	Risc financiar - Costuri depășite	Posibilitatea ca actualul cost al fazei de construcție să depășească costul proiectului prevăzut în contract	Creșterea valorii de investiție Creșterea cheltuielilor financiare prin găsirea unor surse adiționale de finanțare	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului
Construcție	Risc tehnic - Nerespectarea graficului de implementare a proiectului	Posibilitatea înregistrării unor întârzieri în ceea ce privește construcția, datorate nerespectării graficului de implementare a proiectului	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a obiectivului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
Construcție	Risc contractual - Situație Contractor	Dificultăți contractuale generate de situația contractorului (faliment, lipsa resurselor)	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune proiectului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
Construcție	Risc contractual - Prevederi contractuale	Dificultăți contractuale generate de anumite prevederi din acordul de contract (ex: lipsa unor prevederi clare referitoare la termenii comerciali - prețuri și termene limită)	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a proiectului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
1	2	3	4	5
Construcție	Forță majoră	Factori neprevăzuți pe care participanții la proiect nu îi pot controla (naturali sau antropici) și care pot afecta execuția proiectului	Creșterea valorii de investiție Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a proiectului	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
Operare	Risc operațional - Costuri de operare și mentenanță	Costuri de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate	Creșterea costurilor de operare și mentenanță	Reducerea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc tehnic - Defecțiuni tehnice repetate	Posibilitatea apariției unor defecțiuni tehnice repetate la nivelul infrastructurii	Sistarea temporară a serviciului de alimentare cu energie Generarea unor costuri excepționale și creșterea costurilor totale	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc piață - Cerere	Cererea de energie este mai mică decât cea estimată	Scăderea consumului și implicit a veniturilor	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc financiar - creșterea costului unitar de producție	Creșterea costului unitar de producție ajungând aproape sau peste nivelul tarifului la energie ca urmare a creșterii prețului combustibilului	Scăderea marjei de profit unitar sau înregistrarea de pierderi	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc financiar - Evoluția tarifului	Tariful crește mai încet decât s-a estimat	Scăderea veniturilor	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
1	2	3	4	5
Operare	Risc financiar - Rata dobânzii	Posibilitatea ca fluctuațiile ratei dobânzii să afecteze costurile prevăzute pentru finanțarea investiției și efectuate pe durata operării obiectivului de investiții	Creșterea cheltuielilor financiare	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc financiar - Costuri financiare	Posibilitatea ca fluxul de numerar rezultat din activitatea de operare a proiectului să nu poată susține costurile financiare generate de structura de finanțare a investiției și necesar a fi rambursate pe durata de operare	Creșterea cheltuielilor financiare	Scăderea indicatorilor financiari
Operare	Forță majoră	Factori neprevăzuți pe care participanții la proiect nu îi pot controla (naturali sau antropici) și care pot afecta activitățile proiectului	Creștere costuri O&M Scăderea cantității livrate de energie	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc politic	Posibilitatea oricărei acțiuni a Autorității guvernamentale ce ar putea afecta, material și nefavorabil, activitățile companiei	Sistarea temporară a activității Creșterea costurilor	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc legal (legat de reglementare) - afectarea prețului energiei termice	Factori politici sau de reglementare neașteptați care afectează prețul energiei termice	Suspendarea subvențiilor pentru consumatorii casnici Creșterea tarifului peste limita de suportabilitate ceea ce duce implicit la scăderea veniturilor Scăderea tarifului și implicit reducerea veniturilor	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
1	2	3	4	5
Operare	Risc legal (legat de reglementare) - afectarea veniturilor	Neacordarea/decalarea aplicării schemei de sprijin de tip bonus de cogenerare de înaltă eficiență	Scăderea veniturilor Imposibilitatea acoperirii costurilor de operare	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției

Măsuri de tratare a riscurilor

Măsurile care duc la prevenția și/sau atenuarea riscurilor, pot include următoarele elemente:

- Evitarea riscului
- Menținerea riscului la un nivel minim, sau transformarea unui risc de nivel mare/mediu, într-unul de nivel mai redus
- Reducerea frecvenței de manifestare
- Reducerea impactului asupra organizației
- Partajarea riscului cu altă organizație

În cazul proiectului de față, se vor aplica cu precădere tehnicile de atenuare a riscurilor, dar și cele de prevenție cumulată cu atenuarea riscurilor, având ca scop transformarea riscului inițial într-un risc rezidual de nivel redus și moderat.

Planul de tratare a riscurilor este prezentat în tabelul următor:

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Măsuri de prevenție și/sau atenuare
1	2	3	4
Proiectare	Risc tehnic - Studii și investigații	Studii și investigații inadecvate, cu previziuni incorecte referitoare la premisele tehnice luate în calcul	Contractarea unui consultant cu experiență în derularea unor contracte similare de consultanță care va fi capabil să asigure acuratețea studiilor și documentațiilor, reducând astfel riscul la nivel de proiectare Asigurarea unei comunicări bune între toate părțile implicate în proiect și consultant

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Măsurile de prevenție și/sau atenuare
1	2	3	4
	Risc financiar - Studii și investigații	Estimarea inadecvată a costurilor de investiție	Contractarea unui consultant cu experiență în derularea unor contracte similare de consultanță care va fi capabil să asigure acuratețea estimării costurilor de investiție Revizuirea estimării costurilor de investiție și a proiectului, dacă este cazul
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Licențe, permise și autorizații	Documentații necorespunzătoare, nedepunerea la timp sau în condiții optime a documentațiilor necesare (ex. autorizații de construcție)	Asigurarea respectării graficului de finalizare a diferitelor etape din proiectare și a documentațiilor aferente, luând în considerare și modificările ulterioare ale documentației în conformitate cu cerințele necesare obținerii licenței de exploatare
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Aprobarea de către beneficiar	Dificultăți apărute în procesul de aprobare a documentațiilor de proiectare de către beneficiar	Asigurarea unei comunicări bune între beneficiar și consultant Contractarea unui consultant cu experiență în derularea unor contracte similare de consultanță care va fi capabil să asigure acuratețea studiilor și documentațiilor
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Întârzieri procedurale	Creșterea perioadei de aprobare a documentațiilor de atribuire de către ANAP	Luarea în considerare în Programul de Implementare a Proiectului, la nivelul activităților referitoare la achizițiile publice, a unor eventuale întârzieri. Numirea în cadrul companiei beneficiare a unor persoane cu experiență în dezvoltarea altor contracte de lucrări similare. Comunicarea permanentă cu partenerii de proiect în vederea deblocării eventualelor întârzieri. Monitorizare atentă a procesului de aprobare a documentațiilor de atribuire

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Măsurile de prevenție și/sau atenuare
1	2	3	4
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Proceduri legale de promovare	Contestații pe perioada de derulare a achizițiilor publice sau după notificarea câștigătorului	Luarea în considerare în Programul de Implementare a Proiectului, la nivelul activităților referitoare la achizițiile publice, a unor eventuale întârzieri. Numirea în cadrul companiei beneficiare a unor persoane cu experiență în dezvoltarea altor contracte de lucrări similare. Comunicarea permanentă cu partenerii de proiect în vederea deblocării eventualelor întârzieri.
Construcție	Risc tehnic - Defecte ascunse	Posibilitatea înregistrării unor pierderi sau daune cauzate de defectele ascunse la nivelul utilajelor și echipamentelor	Contractorul general va avea obligația să raporteze prompt defectele descoperite Se vor remedia în cel mai scurt timp defectele fie că sunt sau nu acoperite de garanție Monitorizare atentă Alegerea unui contractor general cu experiență în derularea unor contracte similare și capabil să suporte riscurile din faza de execuție
Construcție	Risc administrativ - Licențe, permise și autorizații	Posibilitatea ca proiectul să nu se conformeze regulamentului de autorizare aplicabil, să nu poată obține aprobările necesare sau, în cazul în care acestea au fost obținute, costul de implementare să fie mai mare decât cel previzionat	Identificarea în prealabil a tuturor cerințelor necesare autorizării și asigurarea conformării proiectului la regulamentul aplicabil Alegerea unui contractor general cu experiență în derularea unor contracte similare și capabil să suporte riscurile din faza de execuție
Construcție	Risc financiar - Rata dobânzii	Posibilitatea ca fluctuațiile ratei dobânzii să afecteze costurile prevăzute pentru finanțarea fazei de construcție	Instrumente de protecție - hedging (contracte forward, futures, swap)

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Măsurile de prevenție și/sau atenuare
1	2	3	4
Construcție	Risc financiar – indisponibilitatea surselor de finanțare	Posibilitatea ca proiectul să nu fie eligibil la finanțare din sursele de finanțare considerate a fi disponibile prin aplicarea prevederilor art 10d din Directiva 2003/87/EC cu modificările ulterioare	Informarea permanentă privind stadiul elaborării documentelor de aplicare a art 10d, corelarea proiectului cu prevederile ghidului de finanțare.
Construcție	Risc financiar - Costuri depășite	Posibilitatea ca actualul cost al fazei de construcție să depășească costul proiectului prevăzut în contract	Contracte cu prețuri fixe Stabilirea unui procent adecvat al cheltuielilor neprevăzute (în estimarea valorii inițiale a investiției) astfel încât să poată fi susținute costurile care depășesc valoarea de contract Alegerea unui contractor general cu experiență în derularea unor contracte similare și capabil să suporte riscurile din faza de execuție Monitorizarea atentă a costurilor comparativ cu bugetul estimat pentru a putea gestiona eficient creșterile apărute
Construcție	Risc tehnic - Nerespectarea graficului de implementare a proiectului	Posibilitatea înregistrării unor întârzieri în ceea ce privește construcția, datorate nerespectării graficului de implementare a proiectului	Desemnarea în cadrul companiei beneficiare pentru contractele de lucrări, a unor manageri de proiect cu experiență capabili să monitorizeze atent activitatea contractorilor și să soluționeze rapid eventualele deficiențe în vederea prevenirii întârzierilor

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Măsurile de prevenție și/sau atenuare
1	2	3	4
Construcție	Risc contractual - Situatie Contractor	Dificultăți contractuale generate de situația contractorului (faliment, lipsa resurselor)	Desemnarea unui/unor contractori generali cu experiență în derularea unor contracte similare și care să demonstreze că au capacitatea implementării cu succes a proiectului (au o situație financiară stabilă, dispun de resurse financiare care să asigure cash flowul proiectului pe o perioadă de minim 6 luni, dispun de personal calificat etc) Monitorizarea atentă a contractelor
Construcție	Risc contractual - Prevederi contractuale	Dificultăți contractuale generate de anumite prevederi din acordul de contract (ex: lipsa unor prevederi clare referitoare la termenii comerciali - prețuri și termene limită)	Stabilirea împreună cu contractorul general, încă din faza de proiectare, a unei strategii de achiziții care să excludă pe cât posibil apariția unor deficiențe contractuale. Încheierea unor contracte ferme cu clauze clare
Construcție	Forță majoră	Factori neprevăzuți pe care participanții la proiect nu îi pot controla (naturali sau antropici) și care pot afecta execuția proiectului	Forța majoră va fi definită în sens restrâns pentru a exclude riscurile care pot fi asigurate sau remediate prin alte mecanisme mai adecvate. Celelalte riscuri din categoria forței majore (cele care nu pot fi asigurate) vor fi asumate prin negociere de către părțile implicate.
Operare	Risc operațional - Costuri de operare și mentenanță	Costuri de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate	Costurile de operare au fost stabilite pe baza datelor puse la dispoziție de beneficiar, luând în considerare totodată și elementele specifice proiectului. Monitorizarea de către beneficiar a factorilor ce pot conduce la creșterea costurilor de exploatare și întreprinderea măsurilor necesare și posibile de reducere a acestora

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Măsurile de prevenție și/sau atenuare
1	2	3	4
Operare	Risc tehnic - Defecțiuni tehnice repetate	Posibilitatea apariției unor defecțiuni tehnice repetate la nivelul infrastructurii	Conducerea și monitorizarea activității conform procedurilor pentru prevenirea pe cât posibil a defecțiunilor precum și pentru remedierea cât mai rapidă a acestora cu reducerea costurilor aferente. Constituirea în prealabil a unui fond de risc
Operare	Risc piață - Cerere	Cererea de energie este mai mică decât cea estimată	Creșterea suplimentară a tarifelor de vânzare a energiei în limitele condițiilor pieței, în vederea reducerii deficitului de venituri și acoperirii costurilor proiectului Intocmirea de contracte bilaterale pe termen lung
Operare	Risc financiar - creșterea costului unitar de producție	Creșterea costului unitar de producție ajungând aproape sau peste nivelul tarifului la energie ca urmare a creșterii prețului combustibilului	Aplicarea de măsuri care conduc la eficientizarea procesului de producție și la scăderea costului unitar. Monitorizarea atentă a factorilor care pot duce la creșterea costului de producție
Operare	Risc financiar - Evoluția tarifului	Tarifal crește mai încet decât s-a estimat	Dezbaterea strategiei tarifare la nivelul factorilor de decizie încă din faza de aprobare a proiectului. Strategia tarifară, inclusiv stabilirea măsurilor de menținere a unui tarif sustenabil pentru proiect. Se vor avea în vedere (dacă nu există deja) și posibilități de alocare a unor subvenții/scheme suport
Operare	Risc financiar - Rata dobânzii	Posibilitatea ca fluctuațiile ratei dobânzii să afecteze costurile prevăzute pentru finanțarea investiției și efectuate pe durata operării obiectivului de investiții	Instrumente de protecție - hedging (contracte forward, futures, swap) Creșterea suplimentară a tarifului în limitele condițiilor de piață pentru acoperirea creșterii costurilor financiare ale proiectului

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Măsuri de prevenție și/sau atenuare
1	2	3	4
Operare	Risc financiar - Costuri financiare	Posibilitatea ca fluxul de numerar rezultat din activitatea de operare a proiectului să nu poată susține costurile financiare generate de structura de finanțare a investiției și necesar a fi rambursate pe durata de operare	Urmărirea permanentă intrărilor/ieșirilor de numerar și dimensionarea corespunzătoare a fondului de rulment Creșterea suplimentară a tarifului pentru acoperirea costurilor financiare ale proiectului
Operare	Forță majoră	Factori neprevăzuți pe care participanții la proiect nu îi pot controla (naturali sau antropici) și care pot afecta activitățile proiectului	Forța majoră va fi definită în sens restrâns pentru a exclude riscurile care pot fi asigurate sau remediate prin alte mecanisme mai adecvate. Celelalte riscuri din categoria forței majore (cele care nu pot fi asigurate) vor fi asumate prin negociere de către părțile implicate.
Operare	Risc politic	Posibilitatea oricărei acțiuni a Autorității guvernamentale ce ar putea afecta, material și nefavorabil, activitățile companiei	Monitorizarea și prevenirea apariției unor astfel de acțiuni
Operare	Risc legal (legat de reglementare) - afectarea prețului energiei termice	Factori politici sau de reglementare neașteptați care afectează prețul energiei termice	Dezbaterea strategiei tarifare la nivelul factorilor de decizie politică. Strategia tarifară, inclusiv stabilirea măsurilor de menținere a unui tarif sustenabil pentru proiect și suportabil pentru populație.



Analiza economica,

Teodor Neamtu

