UNIVERSITATEA VALAHIA DIN TÂRGOVIȘTE

FACULTATEA DE INGINERIE ELECTRICĂ, ELECTRONICĂ ȘI TEHNOLOGIA INFORMAȚIEI

DOMENIUL: ŞTIINŢE INGINEREŞTI. INGINERIE ELECTRICĂ

Rezumatul

TEZEI DE DOCTORAT

Contribuții privind analiza parametrilor electrici ai unei centrale de cogenerare

CONDUCĂTOR DE DOCTORAT **DOCTORAND**

Prof. Univ. Dr. Ing. Horia ANDREI **Ing. Alexandru ENESCU**

Târgoviște, 2020

Cuprins

Capitolul 1. Introducere 3

Capitolul 2. Descrierea funcționării centralei de cogenerare 5

2.1 Prezentarea activității……..……..6

2.2 Descrierea fluxului tehnologic……..6

2.3 Componența Centralei de Cogenerare……7

2.4 Centrala de producție energie electrică și energie termică din biogaz……..8

2.4.1 Motoarele de cogenerare cu ardere internă și generatorul de electricitate 9

Capitolul 3. Parametrii centralei în cogenerare și performanțele ei 10

3.1. Parametrii electrici ai centralei……..10

3.2. Performanțele centralei pe cogenerare. Achiziții de date……11

Capitolul 4. Modelarea parametrilor electrici ai centralei în cogenerare și optimizarea funcționării ei 19

4.1. Modelarea parametrilor electrici ai centralei în cogenerare……..19

4.2. Modelarea și optimizarea în funcție de cantitatea de biomasă……..24

4.3. Modelarea și optimizarea în funcție de energia primară conținută de materia primă……..29

4.4. Analiza cost – beneficiu……..32

4.3.1 Identificarea investiţiei şi definirea obiectivelor 32

4.3.2 Perioada de referinţă 33

4.3.3 Analiza financiară 33

4.3.4 Analiza de risc 35

Capitolul 5. Concluzii. Contribuții originale. Direcții viitoare de cercetare 37

Capitolul 6. Bibliografie selectivă 41

Capitolul 1. Introducere

În prezent capacitatea totală instalată a centralelor electrice convenționale din Europa este de aproximativ 500 GW, din care aproximativ 20% o reprezintă centralele de cogenerare. Potrivit Eurostat, capacitatea totală instalată a centralelelor de cogenerare din UE a cerescut de la 102 GW în 2005 la 109 GW în 2012 [1]. Figura 1 prezintă evoluția capacității instalate a centralelor de cogenerare în UE28 din 2008.

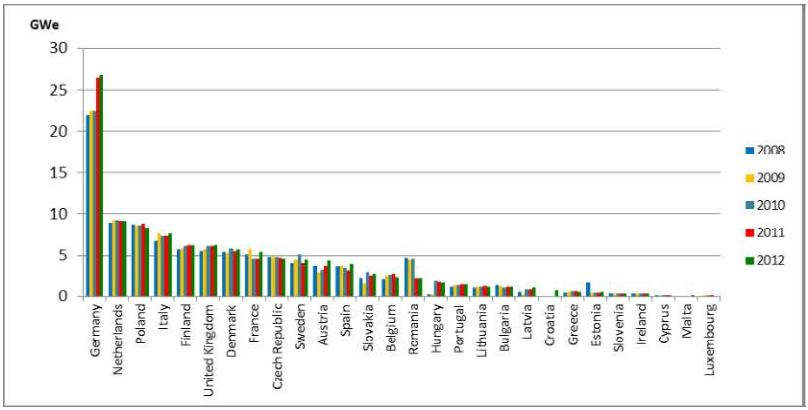

Figura 1.1– Evoluția capacității electrice instalate a centralelor de cogenerare pe fiecare țară 2008-2012 (*sursa: Eurostat*)

În strategia energetică a României 2016-2030, a patra arie centrală de intervenție strategică este dezvoltarea cogenerării de înaltă eficiență, în paralel cu modernizarea sistemelor de alimentare centralizată cu agent termic (SACET) care, în România, are potențial ridicat. Strategia promovează planificarea integrată la nivel local a capacității de cogenerare de înaltă eficiență, a modernizării rețelei de distribuție și a programelor de izolare termică.

Înlocuirea vechilor centrale termoelectrice în cogenerare cu unele noi este în desfășurare și va continua în următorii 10 ani, în special în orașele cu o pondere ridicată a apartamentelor conectate la SACET. Majoritatea capacităților în cogenerare existente funcționează pe bază de gaz natural, însă noile capacități vor utiliza în tot mai mare măsură biomasa, biogazul și energia geotermală, inclusive prin deschiderea pieței pentru actori noi.

Capitolul 2. Descrierea funcționării centralei de cogenerare

Pentru realizarea prezentei teze de doctorat am considerat a fi oportună colectarea de date tehnice (privind echipamentele de producere a energiei, materia primă necesară și energia produsă) de la prima și totodată cea mai mare unitate de producere a energiei în cogenerare ce funcționează pe bază de biomasă din România.

Investiția este denumită „Centrală pentru producere prin cogenerare, de energie electrică și termică din biogaz cu capacitatea de: energie electrică 2,974 MWe/400V, energie termică 2,944 MWt din Comuna Moara, sat Vornicenii Mici, Județul Suceava", însă, pentru facilitarea exprimării, transpunerii unui cadru facil de informații în documentație cât și a evitării supraîncărcării tezei prin utilizarea întregii denumiri a proiectului, în cadrul prezentei lucrări, vom utiliza sintagma „centrala Moara".

Proiectul a fost inițiat și dezvoltat de compania TEB Project One, având ca acționar majoritar TEB Energy Business SĂ și a fost preluat în anul 2019 de S.C. ECOTERRA BIOGAZ SRL. Valoarea totală a invstiției s-a ridicat la aproximativ 6 300 000 Euro.

Pentru desfășurarea activității, sunt prevăzute 4 posturi pentru operatorii de stație de biogaz, care au ca principale atribuții:

- Supravegherea procesului de fermentare,
- Alimentarea cu deșeuri solide și lichide a fermenatoarelor;
- Supravegherea instalațiilor prin intermediul softului de automatizare din punctul de control;
- Activități minime de intervenție și control pentru punctele cheie de verificare ale stației.

Figura 2.1 – Organigrama centralei de cogenerare Moara

Mentenanța instalațiilor și service-ul sunt asigurate prin intermediul contractorilor autorizați în sensul desfășurării serviciilor solicitate de către

beneficiarul Ecoterra Biogaz SRL, în temeiul asigurării unei bune stări tehnice, optice și pentru evitarea producerii unui impact asupra mediului, de orice natura, de orice fel, în contextul funcționării continue centralei.

2.1 Prezentarea activității

Activitatea principală desfășurată de societatea studiată, din Vornicenii Mici, județul Suceava, este cea inclusa sub umbrela codului *CAEN 3511-Producția de energie electrică [2]* și mai exact se definește ca fiind transpusă în producerea de biogaz prin fermentare anaerobă și utilizarea acestuia ca și combustibil pentru alimentarea unei centrale de cogenerare pentru producerea de energie termică și electrică.

Principalele procese tehnologice care au loc în cazul amplasamentului stației de biogaz Vornicenii Mici, sunt materializate astfel:

- Achiziționarea, depozitarea și pregatirea materiei prime utilizată în activitatea principală de producere a biogazului în scopul producției de energie în cogenerare;
- Producerea biogazului, în urma activității de fermentare anaerobe a materialului organic;
- Procesarea prin utilizarea biogazului ca și combustibil în cadrul grupurilor de cogenerare, special concepute și adaptate în vederea producției de energie electricăși energie termică.

2.2 Descrierea fluxului tehnologic

Actuala tehnologie implementată în cadrul instalației de biogaz de la Vornicenii Mici este integral bazată pe procesul de fermentare anaerobă, umedă și care se desfășoară în două etape. Astfel sistemul de fermentare funcționează pe bază de biomasă lichidă a cărui conținut are în compoziție și aproximativ 10% substanțe solide [4].

După completarea procesului de fermentare anaerobă a materiilor prime introduse în cadrul Fermentatoarelor este planificat ca reziduul rezultat, și anume Digestatul, să poată fi folosit ca și fertilizator ce poate fi direcționat prin acțiuni controlate pe terenurile agricole din zonă.

Biogazul rezultat și colectat în cadrul balonului de biogaz va fi utilizat ca și combustibil în Centrala de Cogenerare, care va asigura producția de energie electricăși termică.

Bioprodusul rezultat sub forma de fertilizant sau digestatul este stocat în cele două lagune antropice, dotate cu biomembrana inferioara și superioară amplasate în vecinatatea instalației de biogaz, de unde la momentul legal și prielnic d.p.d.v.d. agricol, digestatul sub formă semi-lichidă cu densitate specifică este transportat cu cisterne special dedicate împrăștierii fertilizantului agricol lichid și distribuit printr-o tehnologie de „spray-ere" pe câmpurile agricole ce vor fi biofertilizate natural.

Pentru a fi procesate în cadrul fermentatoarelor codificate F1 și respectiv F2 deșeurile de natură organică, materiile prime de tip siloz, elementele vegetale etc. sunt controlate atent pentru a fi evitate compozițiile inhibatoare, care pot conferi un proces lent de fermentare, după care sunt marunțite mecanic (în cadrul unei instalații dotate cu valturi de frezare cu elemente elicoidale și dinți concasori) și apoi sunt introduse în amestecul suport pentru fermentație.

2.3 Componența Centralei de Cogenerare

Centrala de cogenerare pe baza de biomasă este formată din (Figura 2.2) [5]:

1. Fermentatorul F1;
2. Fermentatorul F2;
3. PostFermentatorul F3(N1);
4. Spațiul construit pentru depozitarea materiilor prime (Siloz porumb) spații pentru păstrarea ecologică a digestatului (biocompostul lichid) rezultat în urma procesului de fermentare anaerobă;
5. Alimentatoarele cu materie primă necesară procesului de fermentare;
6. Clădirea tehnică Z1(de tip container metalic) în care sunt amplasate: pompele, distribuitoarele, sistemele de armare pentru circuitele principale: circuitul biomasei/substratului de fermentare;
7. Circuitul digestatului (fertilizantului) rezultat în urma procesului de fermentare;
8. Circuitul apei tehnologice;
9. Circuitul agentului termic pentru încălzirea fermentatoarelor;
10. Circuitul de aer sub presiune;
11. Rezervorul extern de colectare a biogazului (dotat cu membrana flexibilă de tip cupolă)
12. Stația de separare a apelor tehnologice;
13. Bazinul subteran realizat din beton armat, pentru materialele lichide, codificat V1;

14. Arzatorul, dotat cu flacara de siguranță,
15. Instalația de condensare și răcire a biogazului produs;
16. Centrala de producție energie electrică și energie termică din biogaz (CHP), formata din:

a. Clădirea motoarelor ;
b. Motoarele de cogenerare cu ardere internă și generatorul de electricitate ;
c. Sistemul de răcire și de recuperare a agentului termic;
d. Sistemul de ventilație ;
e. Sistemul de Evacuare a gazelor arse;
f. Postul Trafo, instalația de joasă și medie tensiune;
g. Camera de comandă.

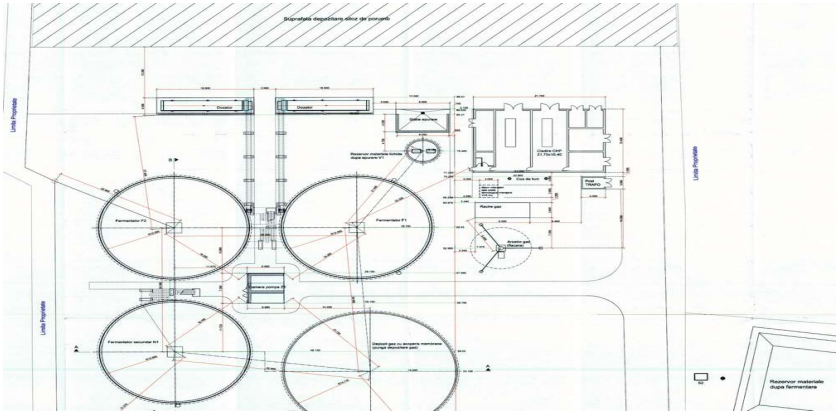

Figura 2.2–Componența Centralei de Cogenerare

2.4 Centrala de producție energie electrică și energie termică din biogaz

Centrala de producție Energie Electrică și Energie Termică din Biogaz (CHP), este formată din:

- Clădirea motoarelor;
- Motoarele de cogenerare cu ardere internă și generatorul de electricitate;
- Sistemul de răcire și de recuperare a agentului termic;
- Sistemul de ventilație ;
- Sistemul de evacuare a gazelor arse;

- Postul trafo, instalația de joasă și medie tensiune;

Centrala de cogenerare este organizată în mod unitar, în flux tehnologic compact, în care toate etapele procesului sunt organizate în construcții specifice.

2.4.1 Motoarele de cogenerare cu ardere internă și generatorul de electricitate

Figura 2.3–Vedere din camera motoarelor de cogenerare

Caracteristicile motoarelor de cogenerare (Figura 2.3) [6]:

- Denumirea motorului – JMS420 GS-B25;
- Puterea electrică instalată la bornele generatorului = 1527kW;
- Puterea electrică scoasă la bornele genaratorului = 1487 kW;
- Randamentul electric η_{el}= 42,2 %;
- Puterea energiei termice colectată = 1472 kWth;
- Randamentul termic η_{th}= 41,7 %;
- Randamentul total η_{tot}=83,9%;
- Viteza de rotație = 1500 rot/min;
- Tensiunea 0,4 kV, frecvență 50Hz;
- Temperatura gazelor arse la ieșirea din motor=424^0 C;
- Temperatura gazelor arse la ieșirea din răcitor= 180^0 C;
- Consum mediu de putere calorifică Pci=3800 Kcal/Nm3=784Nm^3/h;
- Greutatea cu echipament G_t=16tone, respective 17 tone cu fluide în motor;
- Nr. de cilindrii: 20, dispusi în “V”;
- Dimensiuni gabaritice: (Lxlxh)=7,1x1,8x2,2 (m)

Capitolul 3. Parametrii centralei în cogenerare și performanțele ei

3.1. Parametrii electrici ai centralei

Centrala de cogenerare „Moara” echipată cu două motoare de cogenerare de tip Jenbacher – JMS 420, produce energie electrică și termică în cogenerare, utilizând drept combustibil biogazul produs prin fermentarea anaerobă a biomasei, în trei digestoare.

Parametrii de funcționare ai centralei de cogenerare sunt de înaltă eficiență dar nu putem vorbi despre aceasta, deoarece energia termică produsă de motoarele de cogenerare este utilizată în proporție mai mică de 10%, doar în stația de producere a biogazului, pentru asigurarea temperaturii optime în digestoarele de fermentare a biomasei.

Biomasa utilizată este de mai multe tipuri: culturi energetice – porumb siloz și diverse tipuri de deșeuri obținute din prelucrarea deșeurilor provenite din agricultură și industriile conexe.

Din motive tehnico-economice s-a optat pentru funcționarea motoarelor de cogenerare în orele de vârf, 16 ore pe zi, între orele 7,00 -23,00, deoarece în condițiile actuale ale pieței de energiei prețul energiei electrice pe timpul nopții este mai mic decât costul materiei prime, deci nu este justificată funcționarea motoarelor termice pe timpul nopții.

Stația de producere a biogazului funcționeaza non-stop, biogazul produs în timpul nopții fiind depozitat într-un rezervor, urmând ca în timpul zilei să fie consumat împreună cu producția de biogaz de pe timpul zilei din fermentatoare.

Întrgul proces tehnologic este automatizat și monitorizat on-line – atât funcționarea centralei de cogenerare cât și funcționarea stației de biogaz, putând fi controlate și comandate atât din centrală căt și de la distanță.

Funcționarea motoarelor de cogenerare este permanent monitorizată, controlată și coordonată de sistemul de comandă și control automatizat, "DIANE" [7]. Parametrii de funcționare măsurați și înregistați de sistemul de achiziție de date sunt:

a) Funcționarea motoarelor de cogenerare (pentru fiecare motor în parte)
- Producția de energie electrică;
- Producția de energie termică;
- Consumul de biogaz;
- Orele de funcționare zilnice.

b) Consumul intern de energie electrică (al centralei de cogenerare și al stației de producere a biogazului);

c) Energia electrică furnizată în SEN;

d) Energia electrică achiziționată din SEN pe timpul nopții necesară funcționării stației de biogaz;

e) Cosumul de energie termică al stației de biogaz.

f) Funcționarea stației de biogaz:

- Cantitatea de biomasă încărcată zilnic în buncărele care alimentează fermentatoarele, pe tipuri de biomasă utilizate;
- Conținutul procentual de biogaz din fiecare fermentator;
- Conținutul de sulf al biogazului.

3.2. Performanțele centralei pe cogenerare. Achiziții de date

Frecvența datelor colectate în programul de monitorizare este la 8 ore. Ca urmare a volumului de date colectate, în lucrare au fost prezentate valorile lunare ale acestor date, măsurate și/sau calculate.

Totalitatea datelor colectate și analizate de la Centrala de Cogenerare pe baza de biomasă sunt prezentate în Anexa 3.

Datele aferente producției de energie electrică pentru cei trei ani luați în considerare și analizați (2016, 2017, 2018), pentru fiecare motor în parte, sunt prezentate în Tabelul 3.1.

Tabelul 3.1 – Producția de energie electrică a motoarelor de cogenerare

An	Luna	M1 Energie electrică		M2 Energie electrică		Total energie electrică produsă
		Produs [MWh]	P med [MW]	Produs [MWh]	P med [MW]	M1 +M2 [MWh]
2016	ian	734.961	1.485	736.071	1.478	**1471.032**
2016	feb	696.007	1.487	682.986	1.482	**1378.994**
2016	mar	750.807	1.487	453.007	1.466	**1203.814**
2016	apr	628.908	1.487	122.722	1.461	**751.63**
2016	mai	349.987	1.471	612.849	1.48	**962.836**
2016	iun	196.399	1.466	699.363	1.475	**895.762**

2016	iul	532.594	1.479	667.69	1.471	**1200.284**
2016	aug	721.35	1.484	678.994	1.47	**1400.344**
2016	sep	427.328	1.468	838.983	1.48	**1266.311**
2016	oct	718.801	1.47	736.28	1.476	**1455.081**
2016	noi	702.145	1.469	712.271	1.478	**1414.416**
2016	dec	745.525	1.473	746.165	1.475	**1491.69**
2016	**An 2016**	**7,204.81**	**1.479**	**7,687.38**	**1.48**	**14,892.19**
2017	ian	749.866	1.473	739.372	1.473	**1489.238**
2017	feb	678.774	1.472	608.95	1.471	**1287.723**
2017	mar	691.823	1.466	716.885	1.475	**1408.708**
2017	apr	683.05	1.469	688.813	1.469	**1371.862**
2017	mai	694.62	1.469	738.457	1.477	**1433.077**
2017	iun	570.878	1.464	386.176	1.457	**957.054**
2017	iul	48.909	1.482	609.541	1.472	**658.45**
2017	aug	639.897	1.464	454.999	1.468	**1094.896**
2017	sep	740.737	1.473	658.943	1.458	**1399.68**
2017	oct	742.844	1.474	724.487	1.476	**1467.331**
2017	noi	714.866	1.48	721.495	1.491	**1436.361**
2017	dec	748.58	1.488	714.644	1.489	**1463.224**
2017	**An 2017**	**7,704.84**	**1.472**	**7,763**	**1.474**	**15,468**
2018	ian	703.564	1.487	684.2	1.487	**1387.764**
2018	feb	628.825	1.487	623.216	1.487	**1252.041**
2018	mar	702.837	1.483	687.578	1.485	**1390.415**
2018	apr	703.25	1.484	299.083	1.473	**1002.334**
2018	mai	710.119	1.486	612.257	1.479	**1322.376**
2018	iun	673.221	1.483	547.786	1.477	**1221.006**
2018	iul	554.827	1.48	474.582	1.469	**1029.409**
2018	aug	185.811	1.475	918.962	1.492	**1104.773**
2018	sep	688.534	1.484	540.521	1.485	**1229.055**

2018	oct	631.862	1.483	637.278	1.485	**1269.14**
2018	noi	647.367	1.488	573.575	1.463	**1220.942**
2018	dec	772.417	1.488	396.63	1.48	**1169.047**
2018	**An 2018**	**7,602.64**	1.485	**6,995.67**	1.482	**14,598.30**

Din analiza datelor prezentate referiotare la producțiile de energie electrică ale celor două motore de cogenerare rezultă că puterile electrice medii anuale realizate, față de puterea electrică nominală a motoarelor de 1,487 MW, au fost:

- 2016 – 1,479 MW, reprezentînd 99,46 % față de puterea electrică nominală;
- 2017 – 1,472 MW, reprezentînd 98,99 % față de puterea electrică nominală;
- 2018 – 1,485 MW,reprezentînd 99,86 % față de puterea electrică nominală;

În Tabelul 3.2 se regăsesc valorile pentru energia electrică produsă, energia electrică consumată din rețea pe timp de noapte, consumul tehnologic al centralei (stație de biogaz și centrală de cogenerare), pierderile în rețea și energia electrică livrată în SEN.

Tabelul 3.2 - Energia electrică produsă, consumată și livrată în SEN

An	**Luna**	**Total produs M1 +M2**	**Energieelectrică consumată din SEN**	**Total consum stație**	**Pierderi rețea**	**Energie electrică livratăîn SEN**
		MWh	**MWh cons noapte**	**MWh**	**MWh**	**MWh**
2016	ian	**1471.032**	20.344	84.742	25.770	1,380.864
2016	feb	**1378.994**	17.504	77.454	23.192	1,295.852
2016	mar	**1203.814**	15.436	71.756	20.830	1,126.664
2016	apr	**751.630**	13.292	59.026	13.584	692.312
2016	mai	**962.836**	12.748	64.825	13.103	897.656
2016	iun	**895.762**	11.992	61.999	10.147	835.608
2016	iul	**1200.284**	13.528	79.301	14.387	1,120.124
2016	aug	**1400.344**	12.796	82.856	17.100	1,313.184

2016	sep	**1266.311**	7.392	72.377	11.546	1,189.780
2016	oct	**1455.081**	12.504	78.049	15.360	1,374.176
2016	noi	**1414.416**	15.348	79.081	16.591	1,334.092
2016	dec	**1491.690**	19.300	88.520	18.721	1,403.748
2016	**An 2016**	**14,892.194**	**172.18**	**899.987**	**200.33**	**13,964.060**
2017	ian	**1489.238**	19.432	85.403	19.956	1,403.312
2017	feb	**1287.723**	15.992	74.401	15.314	1,214.000
2017	mar	**1408.708**	16.764	79.126	13.482	1,332.864
2017	apr	**1371.862**	12.368	71.314	13.589	1,299.328
2017	mai	**1433.077**	12.140	81.440	11.016	1,352.760
2017	iun	**957.054**	12.924	66.772	6.731	896.476
2017	iul	**658.450**	14.052	54.614	4.567	613.320
2017	aug	**1094.896**	14.552	77.554	7.874	1,024.020
2017	sep	**1399.680**	11.564	82.888	12.676	1,315.680
2017	oct	**1467.331**	12.856	83.375	14.624	1,382.188
2017	noi	**1436.361**	13.900	82.052	17.580	1,350.628
2017	dec	**1463.224**	17.224	87.518	19.346	1,373.584
2017	**An 2017**	**15,468**	**173.77**	**926.456**	**157**	**14,558.16**
2018	ian	**1387.764**	20.056	87.605	19.039	1,301.176
2018	feb	**1252.041**	20.536	79.804	17.597	1,175.176
2018	mar	**1390.415**	19.728	83.414	17.661	1,309.068
2018	apr	**1002.334**	12.480	65.693	9.153	939.968
2018	mai	**1322.376**	11.688	75.013	10.519	1,248.532
2018	iun	**1221.006**	12.192	73.315	9.431	1,150.452
2018	iul	**1029.409**	14.716	69.491	7.890	966.7440

2018	aug	**1104.773**	3.560	71.262	6.607	1,030.4640
2018	sep	**1229.055**	12.476	78.650	12.401	1,150.4800
2018	oct	**1269.140**	11.144	74.006	13.042	1,193.236
2018	noi	**1220.942**	13.980	73.342	16.253	1145.328
2018	dec	**1169.047**	13.944	73.601	16.178	1,093.212
2018	**An 2018**	**14,598.30**	**166.50**	**905.20**	**156**	**13,703.84**

Energia electrică este produsă de motoarele de cogenerare pe timpul zilei, între orele 7,00 – 23,00. Aceasta este utilizată pentru a asigura necesarul de energie electrică – consumul tehnologic – atât pentru centrala de cogenerare cât și pentru stația de producere a biogazului. Diferența este livrată în SEN. În timpul nopții consumul de energie electrică al stației de biogaz este asigurat din SEN. Pierderile în rețea se referă la pierderile din rețeaua electrică (linie electrică în cablu), din stația de cogenerare până în punctul de racordare la SEN , având o lungime de 1200 m. În punctul de racord la SEN se află și aparatul de măsură utilizat pentru măsurarea și decontarea energiei electrice.

Așa cum am menționat și în capitolul 2, stația de biogaz a centralei de cogenerare funcționează continuu 365 zile/an, procesul de fermenație putând fi oprit doar în condiții excepționale și pentru perioade scurte de timp. Ca materie primă pentru producerea biogazului în centrala analizată au fost folosite dejecții animaliere, diverse tipuri de culturi energetice sau deșeuri din prelucrarea produselor alimentare (teiței sfeclă de zahăr). Conducerea centralei a considerat oportun într-o primă etapă, folosirea porumbului forajer, secarei și a tăițeilor de sfeclă de zahăr, aceste materii prime fiind, în acest caz, mai ușor de procurat și manipulat. Cantitatea de biomasă achiziționată este măsurată cu ajutorul cântarelor industriale la intrarea în stația de biogaz [8], iar materia primă utilizată zilnic este cântărită de către cântarele electronice montate pe benzile de alimentare ale buncărelelor de alimentare ale fermentatoarelor.

La achiziția materiei prime necesare pentru producerea biogazului se efectuează analize pentru determinarea puterii calorice a fiecarui tip de combustibil [9-11].

Tabelul 3.3 – Materia primă folosită și puterea calorifică aferentă acesteia

An	Luna	Materie primă			Putere calorifică		Energia continută în materia primă		
		porumb	tăiței	Total	porumb	tăiței	porumb	tăiței	Total
		[t]	[t]	[t]	[MWh/t]	[MWh/t]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
2016	Ian	4,138.74	0	4,138.74	1.672	0.211	6,919.97	0	6,919.97
2016	Feb	4562.43	0	4,562.43	1.672	0.211	7,628.38	0	7,628.38
2016	Mar	1945.87	1334.52	3,280.40	1.672	0.211	3,253.50	281.58	3,535.09
2016	Apr	1124.15	895.98	2,020.13	1.672	0.211	1,879.58	189.05	2,068.63
2016	Mai	1089.33	1201.14	2,290.47	1.672	0.211	1,821.36	253.44	2,074.80
2016	Iun	2194.35	0	2,194.36	1.672	0.211	3,668.97	0	3,668.97
2016	Iul	3282.34	0	3,282.34	1.672	0.211	5,488.07	0	5,488.07
2016	Aug	4,441.00	0	4,441.00	1.672	0.211	7,425.35	0	7,425.35
2016	Sept	3802.33	0	3,802.33	2.868	0.0802	10,904.92	0	10,904.92
2016	Oct	3661.48	433.73	4,095.21	2.868	0.0802	10,500.97	34.80	10,535.78
2016	Noi	3597.09	1015.54	4,612.64	2.868	0.0802	10,316.32	81.494	10,397.81
2016	Dec	3547.62	1099.37	4,647.00	2.868	0.2573	10,174.44	282.83	10,457.28
2016	**An 2016**	**37386.75**	**5980.28**	**43367.05**	**24.848**	**2.1859**	**79981.83**	**1123.20**	**81105.05**
2017	Ian	3269	470.85	3,739.85	2.868	0.435	9,375.35	204.81	9,580.17
2017	Feb	2843.26	673.33	3,516.59	2.868	0.435	8,154.36	292.89	8,447.26
2017	Mar	2705.54	1121.24	3,826.79	2.868	0.435	7,759.40	487.74	8,247.14
2017	Apr	2586.80	1185.93	3,772.74	2.868	0.435	7,418.85	515.88	7,934.73
2017	Mai	2515.25	1265.61	3,780.87	0.883	0.144	2,220.97	182.24	2,403.22
2017	Iun	1853.22	673.985	2,527.21	0.883	0.144	1,636.39	97.05	1,733.45
2017	Iul	1811.36	519.096	2,330.46	0.883	0.144	1,599.43	74.74	1,674.18
2017	Aug	3497.95	0	3,497.96	0.883	0.144	3,088.70	0	3,088.70
2017	Sept	3631.89	0	3,631.89	1.668	0	6,058.00	0	6,058.00
2017	Oct	2877.95	1334.73	4,212.69	1.633	0.094	4,700.97	125.73	4,826.71
2017	Noi	3146.38	1195.62	4,342.00	2.104	0.094	6,619.98	112.38	6,732.37
2017	Dec	3239.51	1242.85	4,482.37	2.107	0.094	6,825.65	116.82	6,942.48

2017	An 2017	33978.15	9683.26	43661.42	22.516	2.598	65458.05	2210.34	67668.41
2018	Ian	3186.92	1169.84	4,356.76	2.107	0.094	6,715.98	109.96	6,825.95
2018	Feb	3905.04	56.954	3,962.00	2.107	0.094	8,229.33	5.35	8,234.68
2018	Mar	4289.25	0	4,289.25	2.107	0	9,038.98	0	9,038.98
2018	Apr	2861.96	0	2,861.96	2.107	0	6,031.17	0	6,031.17
2018	Mai	3399.17	1103.8	4,502.97	3.232	0.099	10,986.12	109.27	11,095.40
2018	Iun	2437.93	1889.98	4,327.91	3.232	0.099	7,879.39	187.10	8,066.50
2018	Iul	2593.18	0	2,593.19	3.232	0	8,381.18	0	8,381.18
2018	Aug	1862.05	0	1,862.06	3.232	0	6,018.16	0	6,018.16
2018	Sept	1860.34	0	1,860.35	1.05	0	1,953.24	0	1,953.24
2018	Oct	1726.59	467.2	2,193.79	2.536	0.451	4,378.63	210.82	4,589.45
2018	Noi	1533.48	1355.12	2,888.60	2.536	0.451	3,888.91	611.48	4,500.40
2018	Dec	1558.60	1152.62	2,711.23	2.536	0.451	3,952.63	520.11	4,472.74
2018	**An 2018**	**31214.55**	**7195.52**	**38410.07**	**30.014**	**1.739**	**77453.72**	**1754.12**	**79207.85**

Tabelul 3.4. – Consumul de biogaz

An	Luna	M1		M2		Total	
		Consum		Consum		Consum	
		mii Nmc	MWh	mii Nmc	MWh	mii Nmc	MWh
2016	**ian**	**349.86**	**1805**	**358.29**	**1849**	**708.14**	**3654**
2016	**feb**	**336.72**	**1737**	**335.69**	**1732**	**672.41**	**3470**
2016	**mar**	**361.01**	**1863**	**223.28**	**1152**	**584.29**	**3015**
2016	**apr**	**302.23**	**1560**	**59.99**	**310**	**362.22**	**1869**
2016	**mai**	**169.24**	**873**	**302.19**	**1559**	**471.42**	**2433**
2016	**iun**	**95.99**	**495**	**347.14**	**1791**	**443.13**	**2287**
2016	**iul**	**261.30**	**1348**	**335.15**	**1729**	**596.45**	**3078**
2016	**aug**	**354.58**	**1830**	**347.94**	**1795**	**702.52**	**3625**
2016	**sep**	**212.17**	**954.74**	**427.84**	**1925.27**	**640.00**	**2880**
2016	**oct**	**351.678**	**1582.549**	**368.15**	**1656.67**	**719.83**	**3239**

2016	noi	340.674	1533	354.10	1593	694.78	3126
2016	dec	361.158	1625	376.96	1696	738.12	3322
2016	An 2016	3496.588	17207.049	3836.705	18789.544	7333.293	35996.59
2017	ian	357.030	1607	375.120	1688	732.15	3295
2017	feb	334.241	1504	306.721	1380	640.96	2884
2017	mar	345.619	1555	366.568	1650	712.19	3205
2017	apr	363.036	1634	372.699	1677	735.74	3311
2017	mai	346.891	1561	386.921	1741	733.81	3302
2017	iun	290.393	1307	200.986	904	491.38	2211
2017	iul	24.436	110	311.005	1400	335.44	1509
2017	aug	320.907	1444	237.655	1069	558.56	2514
2017	sep	365.875	1646	343.493	1546	709.37	3192
2017	oct	356.961	1,606.326	365.041	1643	722.00	3249
2017	noi	336.533	1514	353.738	1592	690.27	3106
2017	dec	351.267	1581	347.943	1566	699.21	3146
2017	An 2017	3793.189	17069.351	3967.889	17855.502	7761.078	34924.85
2018	ian	330.945	1489	330.611	1488	661.56	2977
2018	feb	302.267	1360	303.596	1366	605.86	2726
2018	mar	341.832	1538	340.024	1530	681.86	3068
2018	apr	337.222	1517	144.217	648.98	481.44	2166
2018	mai	342.059	1539	297.981	1341	640.04	2880
2018	iun	323.584	1456	268.740	1209	592.32	2665
2018	iul	270.597	1218	235.673	1061	506.27	2278
2018	aug	90.744	408	453.548	2041	544.29	2449
2018	sep	333.907	1670	273.861	1369	607.77	3039
2018	oct	302.961	1515	316.154	1581	619.11	3096
2018	noi	309.516	1548	279.373	1397	588.89	2944
2018	dec	369.025	1845	196.177	981	565.20	2826
2018	An 2018	3654.657	17103.660	3439.954	16012.574	7094.611	33116.23

Capitolul 4. Modelarea parametrilor electrici ai centralei în cogenerare și optimizarea funcționării ei

4.1. Modelarea parametrilor electrici ai centralei în cogenerare

Din datele prezentate până acum este clar că producerea de energie în cogenerare este una dintre căile către dezvoltarea durabilă [12].

Pentru a obține un model al centralei de cogenerare și pentru a optimiza funcționarea ei, am încercat într-o primă fază să analizăm datele de intrare și ieșire aferente unei singure luni, și anume lunii decembrie 2018.

În luna decembrie 2018, când s-a efectuat analiza parametrilor, timpul de funcționare al centralei de cogenerare a fost următorul: funcționarea normală a motoarelor este de 16 ore pe zi - între orele 7.00 și 23.00; în perioada 6 decembrie - 17 decembrie, întreținerea preventivă (oprețiune programată) a fost efectuată pentru 24000 ore de operare; reviziile programate (întreținere preventivă) se efectuează la fiecare 2000 de ore de funcționare și în acest timp, motorul M1 a funcționat 24 de ore pe zi; începând cu data de 16, cantitatea de biomasă intorudsă în fermentatoare a fost crescută treptat, reluându-se astfel producția normală de energie electrică [12].

Cele 2 motoare au funcționat astfel:

Motorul 1:

- 31 de zile lucrate cu un număr mediu de ore de serviciu zilnic de 16, 7 ore pe zi;
- Ore lunare de funcționare = 519 ore de funcționare / lună;
- putere medie pe oră = 1,488 MW;
- energia medie zilnică produsă = 24,92 MWh / zi;
- cantitatea lunară de energie electrică produsă este M1 = 772,41 MWh.

Motorul 2:

- 19 zile lucrate cu un număr mediu de ore zilnice de 14,1 ore pe zi;
- Număr lunar de ore de funcționare = 268 ore de funcționare / lună;
- putere medie pe oră = 1.480 MW;
- energia medie zilnică produsă = 20,88 MWh / zi;
- energia electrică lunară produsă este M2 = 396,63 MWh.

În Figura 4.1 este prezentată energia electrică produsă de motorul 1, respectiv motorul 2 și energia electrică totală produsă zilnic în decembrie 2018.

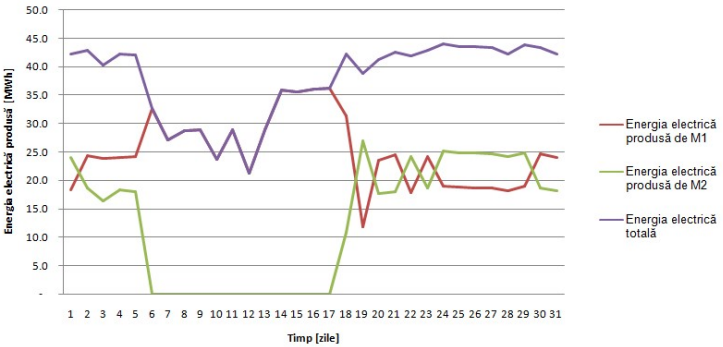

Figura 4.1 - Energia electrică produsă de motorul 1, motorul 2 și enrgia electrică totală produsă –Decembrie 2018

Energia electrică produsă zilnic de instalație (cumulativ motorul 1-M1 și motorul 2-M2), precum și energia electrică zilnică livrată sistemului național de energie electrică (SEN) sunt ilustrate în Figura 4.2. Rezultă cantitatea totală de energia electrică produsă de cele două motoare în decembrie 2018 care a fost de 1169.047 MWh, iar cantitatea de energie electrică livrată la SEN în decembrie 2018 a fost de de 1093.212 MWh.

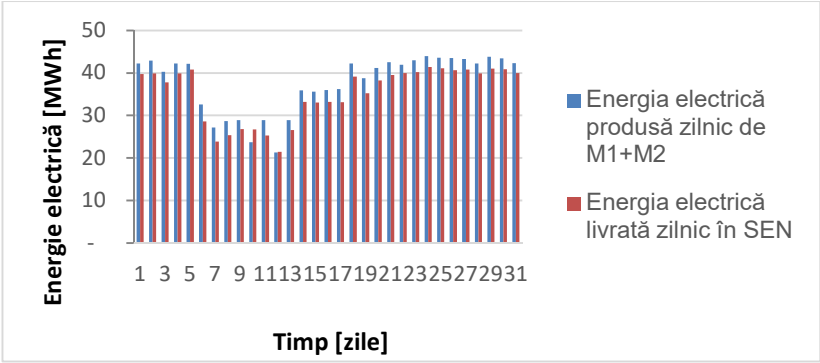

Figura 4.2 - Energia electrică produsă și livrată în SEN - December 2018.

Energia electrică furnizată SEN a fost stabilită pe baza contoarelor de electricitate utilizate pentru decontare, montate la limita de separare cu rețeaua

operată de distribuția raională a distribuției de energie electrică - DELGAZ GRID SA (fosta E-ON Moldova).

Acest consum a fost asigurat prin producția motoarelor de cogenerare în timpul funcționării lor (ziua) și în timpul nopții, când motoarele sunt staționate, consumul intern al instalației de biogaz este asigurat de SEN. Cantitatea de energie achiziționată din SEN pentru asigurarea parțială a consumului intern în decembrie 2018 a fost de 13,94 MWh. Consumul intern zilnic mediu a fost de 2.374 MWh / zi. Din analiza consumului de biogaz la nivel central se concluzionează că consumul total al biogazului în decembrie 2018 a fost de 2826,01 MWh de combustibil. Consumul normalizat (conform specificațiilor tehnice ale producătorului - GE Jenbacer) pentru decembrie 2018 a fost de 2774,96 MWh. Există o depășire a consumului standard de combustibil de 1,81%, ceea ce este în conformitate cu prescripțiile producătorului motorului. Producția de energie electrică a centralei de cogenerare și consumul total de biogaz sunt prezentate în Figura 4.3.

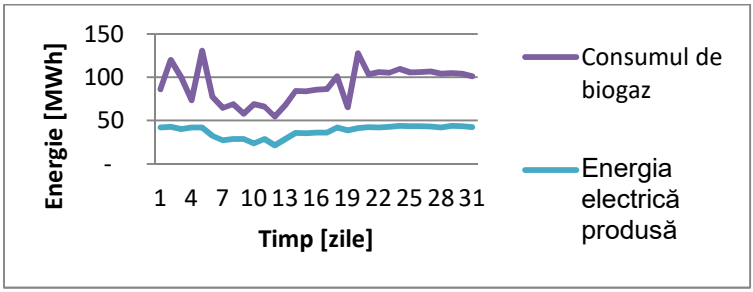

Figura 4.3 - Consumul de biogaz și producția de energie electrică - Decembrie 2018

Figura 4.4 arată producția zilnică totală de energie electrică și consumul intern al stației în decembrie 2018, unde: cantitatea totală de energie electrică produsă de cele două motoare în decembrie 2018 este de 1169,047 MWh; cantitatea de energie electrică necesară acoperirii consumului intern în decembrie 2018 a fost de 73.601 MWh; cantitățile medii de energie electrică produsă și consumată zilnic au fost: pentru energia electrică produsă - 37,711 MWh / zi, și pentru energia electrică consumată pentru serviciile casnice - 2,374 MWh / zi.

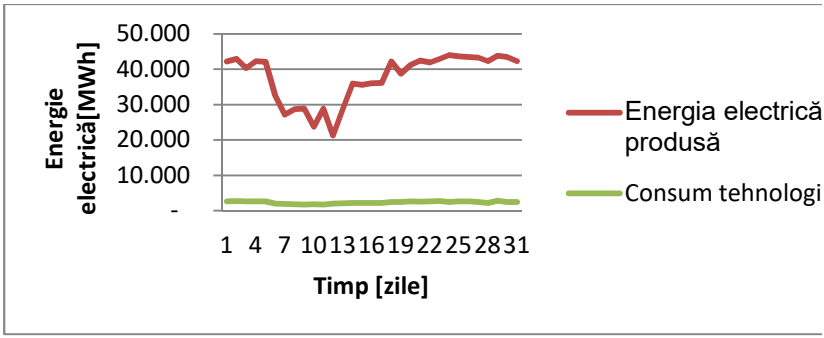

Figura 4.4 - Consumul electric propriu tehnologic și producția de energie electrică - Decembrie 2018

Din cele de mai sus se poate constata că ponderea consumului intern în producția totală de energie electrică reprezintă 6,3%. Acest consum intern este normal, având în vedere cumularea serviciilor interne pentru instalația de cogenerare și pentru instalația de biogaz.

Pe baza valorilor prezentate în Figura 4.3 și în Figura 4.4 se poate obține dependența dintre energia electrică produsă de centrala de cogenerare și cantitatea de biogaz consumată, prezentată în Figura 4.5. Această dependență reprezintă chiar eficiența totală a centralei de cogenerare definită ca fiind

$$\eta = E_{ieșire}/B_{cons} \qquad (4.1)$$

unde $E_{ieșire}$ înseamnă energia electrică măsurată în MWh, iar B_{cons} înseamnă consumul de biogaz măsurat în MWh.

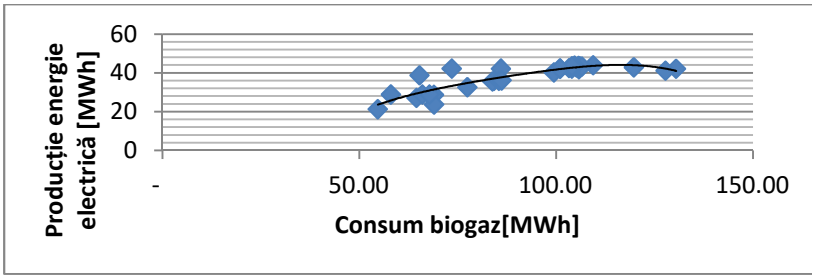

Figura 4.5 - Dependența producției de energie electrică de consumul de biogaz

Pentru a înțelege mai bine comportamentul ieșire-intrare al centralei de cogenerare, a fost dezvoltat un model numeric folosind software-ul Matlab. Funcția de eficiență totală $E_{ieșire}$ (B_{cons}) este obținută prin funcția de regresie polinomială folosind funcția „cftool". Funcțiile polinomiale obținute, de la ordinul 1 la ordinul 7, sunt descrise în Tabelul 4.1.

Tabelul 4.1- Funcțiile polinomiale de la ordinul 1 la ordinul 7 [12]

Funcție	**Ordin**
Poly1= $-0.1639x + 431.2$	Linear
Poly2= $-0.01934x^2 - 0.1627x + 431.3$	2 (Quadratic)
Poly3= $-0.000004x^3 + 0.006x^2 + 0.19666x + 2.1776$	3 (Cubic)
Poly4= $0.009054x^4 - 0.003995x^3 - 0.06216x^2 - 0.1563x + 431.3$	4
Poly5= $-0.0001467x^5 + 0.009238x^4 - 0.00299x^3 - 0.06282x^2 - 0.1575x + 431.3$	5
Poly6= $-0.001076x^6 + 0.001189x^5 + 0.01894x^4 - 0.009659x^3 - 0.08219x^2 - 0.1521x + 431.3$	6
Poly7= $-0.002933x^7 + 0.002332x^6 + 0.03374x^5 - 0.0066x^4 - 0.1038x^3 - 0.04506x^2 - 0.09102x + 431.3$	7

Următorul pas al aproximării numerice îl constituie evaluarea formei de undă pentru fiecare funcție polinomială generată. Acest lucru se realizează prin calcularea parametrilor statistici, arătați în Tabelul 4.2, pentru fiecare funcție polinomială, alegându-se un interval de încredere de 95%.

Tabelul 4.2 - Parametrii statistici ai modelului de aproximare

Ordinul aproximării polinomiale	**SSE**	**R2**	**RMSE**	**R2 ajustat**
Linear	146.3208	0.141817	0.403435	0.140863
2 (quadratic)	145.7801	0.144989	0.402913	0.143085

3 (Cubic)	144.4425	0.152834	0.402181	0.146193
4	145.0744	0.149128	0.402385	0.145329
5	145.074	0.14913	0.402609	0.144376
6	145.0336	0.149367	0.402778	0.143658
7	1445.7455	0.145192	0.403089	0.142333

În acest caz funcția polinomială cea mai precisă este cea a cărei valoare R^2 este cea mai mare și anume cea de ordinul 3:

$$E_{ieșire} = -4E\text{-}06B_{cons}^3 + 0.006\ B_{cons}^2 + 0.1966\ B_{cons} + 2.1776 \quad (4.2)$$

Datorită faptului că exactitatea unei funcții de aproximare se îmbunătățește pe măsură ce valoarea lui R^2 se apropie de 1, iar în cazul nostru ($R^2 = 0.152834$) aceasta este departe de valoarea optimă, am căutat alte modalități de optimizare a centralei de cogenerare. Realizând faptul că biogazul în funcție de care s-a încercat aproximarea este el însuși un produs al stației care aparține centralei de cogenerare, produs asupra căruia operatorul are foarte puțin control, pentru optimizarea funcționării centralei am încercat alte posibilități de aproximare a energiei produse în funcție de materia primă achiziționată și folosită.

4.2. Modelarea și optimizarea în funcție de cantitatea de biomasă

Analiza consumului de biomasă s-a făcut pentru ultimii 3 ani pentru care existau date complete, adica pentru fiecare lună a anilor 2016, 2017, 2018. În fig. 3.10, sunt prezentate energia electrică produsă în centrala de cogenerare și biomasa consumată pentru producerea acesteia în perioada 2016-2018.

Programul PyCHARM Community 2019.1 a fost utilizat pentru a determina o relație matematică exactă între energia produsă și consumul de biomasă [13-16].

Folosind datele colectate în ultimii 3 ani, care sunt reproduse în Fig. 3.10 și folosind codul sursă dezvoltat pentru interpretarea lor, prezentat în Anexa 2, se obține dependența matematică prezentată în Fig. 4.6. Cea mai bună estimare între modelul real și numeric al consumului de biomasă și energia electrică generată de cazan înseamnă a 6-a funcție polinomială, ceea ce implică o eroare mare pătrată cu

R^2 = 0,3705, departe de valoarea ideală R^2 = 1. O valoare de 0.3705 înseamnă că 37,05% din varianta variabilei dependente este explicată de variabilele independente. Acest rezultat nu este deloc satisfăcător, de aceea este propusă o altă metodă de aproximare în următoarea etapă de aproximare.

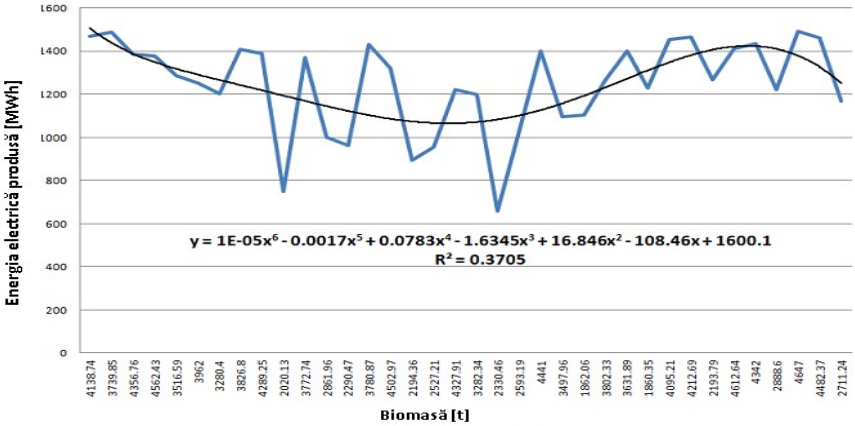

Figura 4.6 – Dependeța matematică dintre consumul de biomasă și energia electrică produsă [12]

Valorile exprimate în capitolul 3 au fost ordonate în ordinea crescândă a cantității de biomasă utilizate, obținându-se rezultatele prezentate în Figura 4.7. Evident această metodă este strâns legată de datele măsurate și exprimă cea mai reală dependență între aceleași cantități de biomasă și valori aproximativ egale ale producțiilor de energie în timp în ani diferiți.

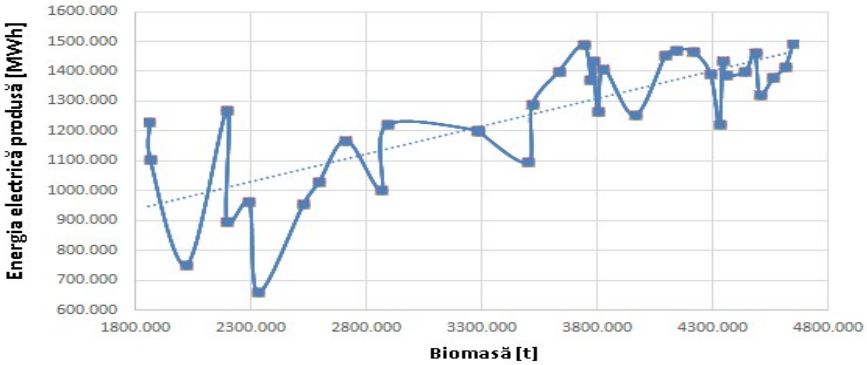

Figura 4.7 – Consumul de biomasă utilizată în funcție crescătoare a cantității de energie produsă [12]

Pentru datele ordonate în acest fel, algoritmul de interpolare polinomială a fost aplicat din nou și astfel s-au obținut funcțiile descrise în Tabelul 4.3.

Tabelul 4.3 - Funcțiile polinomiale de ordinul 1-7 pentru întreaga perioadă [12]

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= 1.85848846e-01 x + 6.01263566e+02	Linear	0.609088
Poly2= -7.81036098e-07 x2 –1.90987836e-01 x + 5.93453022e+02	2 (Quadratic)	0.609093
Poly3= -1.22015302e-07 x3 + 1.20559189e-03x2 - 3.62432369e+00 x + 4.41962328e+03	3 (Cubic)	0.680802
Poly4= 9.59815069e-11 x4 -1.36886571e-06 x3 + 7.09873315e-03 x2 -1.55981997e+01 x + 1.32281433e+04	4	0.702815
Poly5= -3.84030123e-14 x5 + 7.23902917e-10 x4 - 5.38408609e-06 x3 +1.96244822e-02 x2 - 3.46255872e+01 x + 2.44736876e+04	5	0.704774
Poly6= 1.96681000e-16 x6 -3.89032294e-12 x5 + 3.15780296e-08 x4 -1.34613947e-04 x3 +3.17810879e-01 x2 -3.93711531e+0 x +2.00689125e+05	6	0.725300
Poly7= 2.55420776e-20 x7 -3.88836946e-16 x6 + 1.77665792e-12 x5 + 1.58320012e-09 x4 - 4.09192841e-05 x3 + 1.45205093e-01 x2 - 2.20174570e+02 x +1.27266003e+05	7	0.725451

Deoarece diferența dintre R2 pentru funcțiile de gradul 7 și gradul 6 este foarte mică, iar complexitatea gradului 7 crește semnificativ față de gradul 6, gradul 6 al funcției polinomiale este considerat cel mai potrivit pentru aproximarea în cauză.

$$E_{output} = 1.96681000e\text{-}16\ B_{cons}^{6} - 3.89032294e\text{-}12\ B_{cons}^{5} + 3.15780296e\text{-}08\ B_{cons}^{4} - 1.34613947e\text{-}04\ B_{cons}^{3} + 3.17810879e\text{-}01\ B_{cons}^{2} - 3.93711531e{+}0\ B_{cons} + 2.00689125e{+}05 \quad (4.3)$$

unde E_{output}= cantitatea de energie electrică produsă măsurată în MWh

B_{cons} = cantitatea de biomasă consumată masurată în t.

Pentru a încerca să creștem precizia funcției de aproximare polinomială, anul a fost împărțit în 4 trimestre (sferturi), fiecare având 3 luni: trimestrul 1 ianuarie, februarie, martie; trimestrul 2 aprilie, mai, iunie; trimestrul 3 iulie, august, septembrie; trimestrul 4 octombrie, noiembrie și decembrie.

Aplicând același algoritm de interpolare, rezultatele sunt exprimate în Tabelele 4.4, 4.5, 4.6 și 4.7.

Tabelul 4.4 – Funcțiile polinomiale de ordinul 1-7 pentru trimestul 1[12].

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= 1.12075543e-01 x + 9.19075480e+02	Linear	0.233129
Poly2= -2.69026781e-04 x2 + 2.22399807e+00 x - 3.18388747e+03	2 (Quadratic)	0.430852
Poly3= 2.89179625e-07 x3 -3.66797890e-03 x2 +1.54532874e+01 x -2.02310326e+04	3 (Cubic)	0.459028
Poly4= -3.98546993e-10 x4 + 6.56590173e-06 x3 - 4.05668409e-02 x2 + 1.11405341e+02 x - 1.13346965e+05	4	0.464148
Poly5= -4.84476832e-12 x5 + 9.46516927e-08 x4 - 7.36808664e-04 x3 +2.85631735e+00 x2 - 5.51344208e+03 x + 4.24002845e+06	5	0.510650
Poly6= 7.52495742e-14 x6 -1.77959206e-09 x5 + 1.74908583e-05 x4 -9.14470812e-02 x3 +2.68228254e+02 x2 -4.18481000e+05 x +2.71306704e+08	6	0.871552
Poly7= -1.50655062e-16 x7 +4.23357875e-12 x6 - 5.08757280e-08 x5 + 3.38904630e-04 x4 -	7	0.908909

1.35148952e+00 x3 + 3.22624323e+03 x2 - 4.26862749e+06 x +2.41470295e+09		

Tabelul 4.5 – Funcțiile polinomiale de ordinul 1-7 pentru trimestul 2 [12]

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= 1.04864947e-01 x + 6.86345737e+02	Linear	0.033060
Poly2= -4.94649902e-04 x^2 + 3.98798121e+00 x - 6.85762521e+03	2 (Quadratic)	0.141336
Poly3= 1.64966240e-06 x^3-1.98844099e-02 x^2 +7.94561656e+01 x -1.04105260e+05	3 (Cubic)	0.289858
Poly4= 2.35707483e-10 x^4-2.06249801e-06 x^3+1.93820590e-03 x^2 + 2.27084859e+01 x -4.90349103e+04	4	0.290148
Poly5= 4.13917164e-11 x^5-8.11834613e-07 x^4+ 6.34902535e-03 x^3-2.47478540e+01 x^2-4.80791012e+04 x -3.72424916e+07	5	0.839966
Poly6= -8.84702678e-14 x^6+2.12794662e-09 x^5-2.12644030e-05 x^4+1.12996301e-01 x^3-3.36743325e+02 x^2+ 5.33601456e+05 x - 3.51230452e+08	6	0.920772
Poly7= -4.92798532e-16 x^7 + 1.35135852e-11 x^6-1.58467412e-07x^5 + 1.03009247e-03 x^4-4.00865121e+00 x^3 + 9.33903799e+03 x^2-1.20603765e+07x + 6.65990152e+09	7	0.985518

Tabelul 4.6 – Funcțiile polinomiale de ordinul 1-7 pentru trimestul 3 [12]

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= 1.04864947e-01 x + 6.86345737e+02	Linear	0.033060
Poly2= -4.94649902e-04 x2 + 3.98798121e+00 x - 6.85762521e+03	2 (Quadratic)	0.141336
Poly3= 1.64966240e-06 x3 -1.98844099e-02 x2 +7.94561656e+01 x -1.04105260e+05	3 (Cubic)	0.289858
Poly4= 2.35707483e-10 x4 -2.06249801e-06 x3 +1.93820590e-03 x2 + 2.27084859e+01 x -4.90349103e+04	4	0.290148
Poly5= 4.13917164e-11 x5 -8.11834613e-07 x4 + 6.34902535e-03 x3 -2.47478540e+01 x2 -4.80791012e+04 x - 3.72424916e+07	5	0.839966

Poly6= -8.84702678e-14 x6 +2.12794662e-09 x5 - 2.12644030e-05 x4 +1.12996301e-01 x3 -3.36743325e+02 x2 + 5.33601456e+05 x -3.51230452e+08	6	0.920772
Poly7= -4.92798532e-16 x7 + 1.35135852e-11 x6 - 1.58467412e-07x5 + 1.03009247e-03 x4 -4.00865121e+00 x3 + 9.33903799e+03 x2 -1.20603765e+07x + 6.65990152e+09	7	0.985518

Tabelul 4.7 – Funcțiile polinomiale de ordinul 1-7 pentru trimestul 4 [12]

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= -1.11805977e-01 x + 2.09514429e+03	Linear	0.264080
Poly2= -1.35895524e-04 x2 + 1.57181579e+00 x - 3.07406111e+03	2 (Quadratic)	0.441242
Poly3= -3.87098904e-07 x3 - 7.08583488e-03 x2 - 4.30319357e+01x - 8.80734824e+04	3 (Cubic)	0.648110
Poly4= 1.15779208e-09 x4 -2.96663653e-05 x3 + 2.83594873e-01 x2 -1.19845618e+03 x + 1.88996527e+06	4	0.711585
Poly5= 1.22634900e-11 x5 -3.92436923e-07x4 + 5.00946478e-03 x3 -3.18803944e+01 x2 + 1.01133033e+05 x -1.27908657e+08	5	0.921211
Poly6= -2.76903094e-14 x6 + 1.07872125e-09x5 - 1.74743062e-05 x4 + 1.50648448e-01x3 -7.28915930e+02 x2 + 1.87654693e+06 x -2.00788593e+09	6	0.970026
Poly7= 1.47032333e-16 x7 -6.64575860e-12 x6 + 1.28566988e-07 x5 -1.37990047e-03 x4 -8.87353583e+00 x3 -3.41859071e+04 x2 -7.30538241e+07 x - 6.67950423e+10	7	0.974018

4.3. Modelarea și optimizarea în funcție de energia primară conținută de materia primă

La achiziționarea materiei prime necesare pentru producția de biogaz se efectuează analize pentru a determina puterea calorifică a fiecărui tip de combustibil [17-21]. Relația matematică pentru determinarea energiei conținută de materia primă este următoarea:

$$E_{total\ raw materiel} = Calorific\ power_{raw materiel\ 1} * Quantity_{raw materiel\ 1} + Calorific\ power_{raw materiel\ 2} * Quantity_{raw materiel\ 2}$$

(4.4)

De exemplu în mai 2018 puterea calorifică pentru porumbul forjat a fost, conform cu buletinul de analiză, 3.232 MWh / t și pentru tăiței de secară 0,099 MWh / t. Astfel rezultă

$$E_{total\ raw\ material} = 3.232 MWh/t * 3399.172t + 0.099 MWh/t * 1103.9t = 11095.40 MWh$$

(4.4)

Luând în considerare acest lucru, energia totală din materiile prime utilizate în cei trei ani de studiu în centrala de cogenerare pe bază de biomasă este prezentată în capitolul 3.

Pentru a determina o legătură matematică între energia electrică produsă de instalația de cogenerare și energia conținută în materia primă, am dezvoltat un cod sursă similar și am folosit același software PyCHARM Community 2019.1.

Funcțiile matematice obținute în acest fel apar succesiv în Tabelele 4.8-4.11.

Tabelul 4.8 – Funcțiile polinomiale de ordinul 1-6 pentru întreaga perioadă [22]

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= -9.3135x + 6505.1	1	0.0012
Poly2= -6.0755x2 + 215.48x + 5081.4	2	0.0437
Poly3= 0.0985x3 - 11.544x2 + 297.53x + 4811.3	3	0.0446
Poly4= -0.097x4 + 7.2766x3 - 183.89x2 + 1760.8x + 1771.8	4	0.1175
Poly5= -0.0149x5 + 1.2819x4 - 38.407x3 + 463.76x2 - 1857.8x + 7091.7	5	0.2556
Poly6= 0.003x6 - 0.3513x5 + 15.51x4 - 323.85x3 + 3202.8x2 - 12879x + 19478	6	0.7081

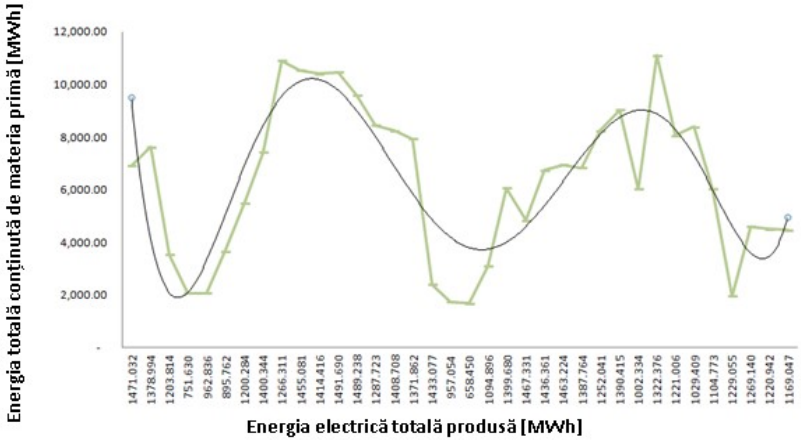

Figura 4.18 – Graficul funcției pentru perioada 2016-2018 [22]

Tabelul 4.9 – Funcțiile polinomiale de ordinul 1-6 pentru 2016 [22]

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= 611.51x + 2783.9	1	0.4275
Poly2= 150.83x2 - 1349.3x + 7359.1	2	0.6702
Poly3= -48.419x3 + 1095x2 - 6457.5x + 13968	3	0.8873
Poly4= -6.4049x4 + 118.11x3 - 336.96x2 - 1913.7x + 9971.7	4	0.9181
Poly5= 3.2044x5 - 110.55x4 + 1350x3 - 6759x2 + 12115x + 529.48	5	0.9762
Poly6= -0.2293x6 + 12.148x5 - 245.44x4 + 2337.9x3 - 10365x2 + 18094x - 2787.9	6	0.9782

Tabelul 4.10 – Funcțiile polinomiale de ordinul 1-6 pentru 2017 [22]

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= -264.96x + 7361.3	1	0.1152
Poly2= 196.03x2 - 2813.3x + 13307	2	0.7035
Poly3= 3.1389x3 + 134.82x2 - 2482.2x +	3	0.7048

12879		
Poly4= -11.532x4 + 302.98x3 - 2443.5x2 + 5699.1x + 5682.9	4	0.8485
Poly5= 0.5381x5 - 29.021x4 + 509.86x3 - 3521.9x2 + 8054.9x + 4097.3	5	0.8508
Poly6= 1.08x6 - 41.581x5 + 606.2x4 - 4142.4x3 + 13461x2 - 20103x + 19720	6	0.9151

Tabelul 4.11 – Funcțiile polinomiale de ordinul 1-6 pentru 2018 [22]

Funcție	**Ordin**	**R-squared**
Poly1= -440.37x + 9463.1	Linear	0.3994
Poly2= -63.502x2 + 385.16x + 7536.8	2	0.4769
Poly3= 28.904x3 - 627.14x2 + 3434.6x + 3591.4	3	0.6163
Poly4= 5.149x4 - 104.97x3 + 524.04x2 - 218.3x + 6804.4	4	0.6522
Poly5= -1.0061x5 + 37.847x4 - 491.76x3 + 2540.4x2 - 4622.9x + 9769	5	0.6625
Poly6= -1.2356x6 + 47.181x5 - 688.88x4 + 4830.7x3 - 16889x2 + 27592x - 8103.9	6	0.7682

Comparând funcțiile obținute pentru fiecare an studiat în parte, cu datele evidențiate în figura 3.11, putem observa o predictibilitate crescută pentru anul 2016 (eroare de aproximativ 3%) și 2017 (eroare de aproximativ 9%). Pentru anul 2018 eroarea de aproximare crește la 20%, lucru datorat cel mai probabil puterilor calorifice diferite și destul de variate ale materiei prime utilizate.

4.4. Analiza cost – beneficiu

4.3.1 Identificarea investiției și definirea obiectivelor

Societatea care deține centrala pe cogeneare studiată are ca activitate principală producerea și comercializarea energiei electrice produse din surse regenerabile.

Obiectivul principal al investiției realizate constă în producerea și comercializarea energiei electrice prin utilizarea resurselor regenerabile – biomasă și

accesarea schemei de sprijin pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile.

4.3.2 Perioada de referinţă

Perioada de referinţă aleasă pentru prezentarea analizei cost-beneficiu este de 15 ani, aceasta fiind şi durata de acordare a schemei de sprijin pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile conform prevederilor Legii 220/2008 cu modificările şi completările ulterioare.

4.3.3 Analiza financiară

Analiza financiară a proiectului se referă la calcularea indicatorilor de performanţă financiară: fluxul de numerar, valoarea netă de actualizare, rata internă de rentabilitate, raportul cost-beneficiu, termenul de recuperare a investiţiei [23-27].

Obiectivul analizei financiare este de a calcula perfomanţele şi sustenabilitatea financiară a investiţiei propuse. Scopul principal îl constituie estimarea unui flux de numerar pe întreaga perioadă de analiză care să facă posibilă determinarea indicatorilor de performanţă.

4.3.3.1 Ipotezele analizei financiare

Analiza financiară este realizată pe o perioadă de 15 ani, această perioadă a fost aleasă ca urmare a prevederilor Legii 220/2008 referitoare la promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile.

4.3.3.2 Estimarea veniturilor

Veniturile societăţii sunt obţinute din comercializarea energiei electrice livrate în SEN şi din comercializarea certificatelor verzi de care producătorul beneficiază conform schemei de sprijin precizată în Legea 220/2008 cu completările şi modificările ulterioare pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie [28-30].

4.3.3.3 Estimarea costurilor

Costurile anuale de exploatare (OPEX) cuprind cheltuielile cu materia prima, cheltuielile de operare şi mentenaţă (O&M), cu personalul, precum şi cheltuielile cu asigurările [31-33].

Ipotezele de calcul pentru determinarea cantităţii de biomasă necesară anual sunt prezentate în Tabelul 4.12

Coeficient de siguranță	3%
Eficiența electrică a modulelor de cogenerare	42.20%
Număr ore operaționale stație biogaz pe an	8,200
Cantitate de combustibil (energie primară) anuală necesară [kW]	39,681,523
Cantitate de materie primă (biomasa) necesară anuală [t]	40,200

4.3.3.4 Rezultatele analizei economico-financiare

Analiza economico-financiară se realizează prin metoda cost – beneficiu, cu determinarea următoarele situaţii financiare care stau la baza calculului indicatorilor de eficienţă:

- Contul de profit şi pierdere;
- Fluxul de numerar;
- Situatia patrimoniului.

Contul de profit şi pierdere

Contul de profit și pierdere - indică rezultatul net anual (profit sau pierdere) obţinut în urma desfăşurării activităţii.

Fluxul de numerar

Fluxul de numerar [34,35] – demonstrează capacitatea proiectului de a face față costului finanțării, respectiv rambursarea creditului și plata dobânzii pentru împrumuturile bancare, și plata dividendelor pentru capitalul asociaților.

Situația patrimoniului

Situația Patrimoniului – arată poziția și soliditatea financiară a proiectului în fiecare an de exploatare

În Tabelul 4.19 sunt prezentaţi indicatorii de performanţă ai proiectului

Tabelul 4.19 - Indicatorii de performanță

Indicatori de performanta	
Venit Net Actualizat (VNA) – Euro (rata de rentabilitate 10%)	1 304 077
Rata de Rentabilitate a Capitalului Investit (ROCE) - %	19,33%
Durata de Recuperare a Investiţiei (TR) - ani	6,3
Rata internă de rentabilitate (RIR)	13,07%

4.3.4 Analiza de risc

Analiza de risc [36,37] a proiectului vizează stabilirea distribuţiei probabile a valorii indicatorilor de performanţă ai proiectului. Au fost determinate influenţele variaţiei preţurilor materiei prime şi certificatelor verzi. Acestea se pot vedea în Tabelul 4.21.

Pornind de la cele prezentate anterior, se pot extrage următoarele concluzii:

Nr.crt	**Riscul identificat**	**Concluzii/ Măsuri de diminuare**
1	Riscul de tranzacţionare a certificatelor verzi la preţuri mai mici decât cele estimate Risc de venit crescut	În prezent există un grad ridicat de instabilitate legislativă, existând posibilitatea reducerii nivelului minim de tranzacţionare al certificatelor verzi Măsuri de diminuare/eliminare: Monitorizarea permanentă a pieţei interne de CV şi a celei externe de CV, pentru a opta

		pentru cea mai optimă variantă de vânzare
2.	Riscul de a achiziţiona materia primă – porumbul furajer, la preţuri sub cele estimate Risc de cost mediu	Preţul cerealelor nu poate fi previzionat cu exactitate, acesta fiind dependent de condiţiile meteo şi de prevederile legislative referitoare la subvenţiile agricole. Măsuri de diminuare/eliminare: Pentru a diminuaacest risc se vor încheia contracte de achiziţie a materiei prime pe termene lungi (mai mari de 5 ani) cu ferme agricole care deţin suprafeţe arabile mari şi de preferat dispuse în mai multe regiuni geografice
3.	Riscul reducerii preţului de vânzare al energiei electrice Risc de venit mediu	Liberalizarea totală a pieţei, instabilitatea legislativă şi creşterea producţiei de energie electrică produsă din surse regenerabile la preţuri de cost reduse. Măsuri de diminuare/eliminare: Monitorizarea tuturor pieţelor de energie electrică şi alegerea variantei optime de comercializare

Capitolul 5. Concluzii. Contribuții originale. Direcții viitoare de cercetare

Concluzii

Eficiența centralelor de cogenerare este dovedită de faptul că punerea în funcțiune a acestui tip de centrale a crescut constant în ultimii ani și se asteaptă ca acestă creștere să se mențină constantă și în perioada următoare, cel puțin până în 2030.

România prezintă și ea un potențial mare de instalare al centralelor de cogenerare, atât în sectorul industrial cât și în cel rezidențial, motiv pentru care ANRE a și pus în funcțiune o schemă de sprijin care să încurajeze folosirea acestei tehnologii [98].

O centrală de cogenerare crește randamenul producției de energie electrică/termică la aproape 80%, în timp ce într-o centrală convențională acest randament este de 20-30%.

Prin folosirea la scară largă a centralelor de cogenerare se pot obține economii considerabile de energie primară.

Prin reducerea consumului de resurse energetice înființarea de noi centrale de cogenerare participă și la protecția mediului înconjurător, chestiune tot mai arzătoare în zilele noastre.

Centrala studiată în cazul de față folosește ca materie primă biomasa, contribuind în acest fel la dezvoltarea durabilă a zonei în care este amplasată și la protecția mediului înconjurător.

De asemenea centrala de cogenerare prezentată este foarte eficientă și din pucntul de vedere al resurselor umane necesare, fiind nevoie de doar 9 angajați pentru operarea ei.

În operarea centralei cea mai complicată problemă este depozitarea biomasei și operarea stației de producție a biogazului, infrastructura necesară acestora fiind costisitoare și complicată.

Pentru a contribui și mai mult la protejarea mediului înconjurător, biofertilizantul rezultat în urma procesului de producere a biogazului este folosit ca îngrașământ în agricultură.

Biomasa utilizată este de mai multe tipuri: culturi energetice – porumb forajer și diverse tipuri de deșeuri obținute din prelucrarea deșeurilor provenite din agricultură și industriile conexe.

Parametrii de funcționare ai centralei de cogenerare sunt de înaltă eficiență dar nu putem vorbi despre aceasta, deoarece energia termică produsă de motoarele de cogenerare este utilizată în proporție mai mică de 10%, doar în stația de producere a biogazului, pentru asigurarea temperaturii optime în digestoarele de fermentare a biomasei.

Din motive tehnico-economice s-a optat pentru funcționarea motoarelor de cogenerare în orele de vârf, 16 ore pe zi, între orele 7,00 -23,00, deoarece în condițiile actuale ale pieței de energiei prețul energiei electrice pe timpul nopții este mai mic decât costul materiei prime, deci nu este justificată funcționarea motoarelor termice pe timpul nopții.

Stația de producere a biogazului funcționeaza non-stop, biogazul produs în timpul nopții fiind depozitat într-un rezervor, urmând ca în timpul zilei să fie consumat împreună cu producția de biogaz de pe timpul zilei din fermentatoare.

Din totalul producției de energie electrică al centralei, aproximativ 93% este livrată în SEN, 6% reprezintă consumul propriu tehnologic, iar 1% sunt pierderile de rețea.

Din energia termică produsă este folosită pentru consumul propriu doar aproximativ 7%, diferența nefiind folosită.

Motoarele de cogenerare funcționeaza la parametrii specificați de producător, abaterile de la aceștia fiind în medie de 3% pe an [99].

Cantiatea de materie primă folosită diferă de la o lună la alta, în funcție de tipul de biomasă folosită și de puterea calorifică a acesteia.

Randamentele motoarelor de cogenerare pentru cei 3 ani studiați au fost de constant de peste 80%.

Încercând să realizăm modelarea și optimizarea producției de energie electrică în funcție de cantiatea de biomasă utilizată, observăm că făcând acest lucru pentru o perioadă de 1 an, obținem erori de pană la 30%, dar dacă reducem perioada la un trimestru (3 luni) erorile scad considerabil, variind între 2% și 10%.

Modelarea și optimizarea producției de energie electrică în funcție de energia primară conținută de materia primă este mult mai precisă, erorile obținute pe intervale de timp de 1 an calendaristic fiind în cel mai bun caz de 2% și în cel mai rău caz de 30% [100].

O astfel de centrală de cogenerare poate fi profitabilă si fără vânzarea energiei termice, deși acest lucru îi scade considerabil profitabilitatea și îi crește cu mult durata de recuperare a investiției.

Dintr-un total de 16 ani ai duratei de viață a unei astfel de centrale costurile investiției se amorizează după aproximativ 10 ani.

Investiția specifică pentru un astfel de proiect este de aproximativ 2 milioane Euro/MWh_{el}.

O parte importantă din veniturile unei astfel de centrale o reprezintă vânzarea de certificate verzi, fără de care o astfel de investiție nu ar fi rentabilă din punct de vedere financiar.

Prețul certificatelor verzi și prețul materiei prime au un impact semnificativ asupra profitabilității unui astfel de proiect.

Analzia de risc pentru o asftel de centrală de cogenerare a evidențiat că, în prezent, există un grad ridicat de instabilitate legislativă, existând posibilitatea reducerii nivelului minim de tranzacționare a certificatelor verzi.

Prețul cerealelor nu poate fi previzonat cu exactitate, acesta fiind dependent de condiţiile meteo şi de prevederile legislative referitoare la subvenţiile agricole.

<u>Contribuții originale</u>

În prezenta lucrare s-au analizat parametri de funcționare ai primei centrale în cogenerare care funcționează pe biomasă din România și s-au realizat modelarea și optimizarea acestora, în strânsă legătură cu consumul de materie primă. Deoarece costurile cu materia primă reprezintă aproximativ 60% din costurile totale de operare a unei astfel de centrale, ele influențează semnificativ funcționarea eficientă a centralei.

Pentru optimizarea acestor costuri s-a urmărit o predicție a consumului de biomasă cu scopul de a evita achiziționarea în exces a acesteia sau degradarea calității ei în timpul depozitării pe o perioadă mai lungă de timp.

Contribuțiile originale din această teză de doctorat sunt următoarele:

- Descrierea amănunțită a structurii tehnologice și a funcționării centralei pe cogenerare, realizată în capitolele 1 și 2 .
- Identificarea parametrilor electrici ai centralei și efectuarea unor seturi complete de măsurători în decursul a trei ani 2016-2018, prezentate în capitolul al 3-lea.
- Modelarea matematică, folosind mediul de programare MathLab, a consumului de biomasă care să permită o prognoză cât mai exactă a cantității de biomasă ce urmează a fi folosită în centrală realizată în capitolul 4.
- Modelarea matematică, folosind mediul de programare MathLab și PyCHARM Comunity, a producției de energie electrică în funcție de cantitate de biomasă folosită, care a condus la o aproximare cu o eroare de 2% a producției pe o perioadă de 3 luni (capitolul 4).

- Modelarea matematică, folosind mediul de programare MathLab și PyCHARM Comunity, a producției de energie electrică în funcție de cantitatea de energie (puterea calorifică) conținută de materia primă. Aceste funcții de aproximare măresc perioada pentru care se poate face predicția la 1 an de zile și introduc o eroare de doar 3% pentru acest interval de timp (capitolul 4).
- Analiza cost-beneficiu a acestei centrale care se bazează pe o serie de predicții matematice privind profitabilitatea unei astfel de investiții. Această analiză este prezentată în capitolul 4 și acoperă o perioadă de 16 ani care reprezintă durata de viață a motoarelor de cogenerare.

Direcții viitoare de cercetare

Pe viitor, este interesant de cercetat modul în care o astfel de centrală de cogenerare ce funcționează pe biomasă poate fi utilizată, pe lângă producția de energie electrică și termică, și ca valorificator pentru tratarea și eliminarea deșeurilor nepericuloase.

Astfel stația de biogaz a unei astfel de centrale poate oferi sprijin pentru valorificarea deșeurilor de origine animală și vegetală în vederea valorificării energetice a unor resurse cu caracter regenerabil, având ca rezultat producerea de energie verde.

Principalele deșeuri ce pot fi introduse spre procesare/valorificare vor fi deșeurile agricole, culturile agricole energetice și în amestec cu deșeuri de natură organică animală, alimentară și nedestinate consumului uman, astfel printr-un proces trasabil de fermentare anaeroba dirijată, desfășurat în instalația de producere a biogazului, va rezulta un compus gazos având în componență, în principal metan și dioxid de carbon.

Acest lucru poate avea un impact financiar considerabil asupra unei astfel de centrale de cogenerare, datorat faptului că reduce cantiatea de materie primă achiziționată, primind totodată și o sumă de bani pentru anumite deșeuri ce vor fi preluate și folosite la produceerea energiei electrice și termice, urmând ca ulterior să fie transformate în îngrășământ agricol.

Va fi interesant de cercetat cum această folosire a deșeurilor nepericuloase afectează și modelează parametrii unei astfel de centrale de cogenerare.

Capitolul 6. Bibliografie selectivă

[1] IEA (CHP/DHC Country Scorecards)

[2] A. Enescu – Raport de cercetare doctorală nr. 1

[3] A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, Case study – Cogeneration plant on biomass, Proc. of IEEE-ECAI, 2018

[4] H Mæng, H Lund, F Hvelplund - Biogas plants in Denmark: technological and economic developments, Elsevier 1999

[5] M Samer - Biogas plant constructions, books.google.com 2012

[6] JMS 420 GS-N.L Thencical Specification

[7] https://www.clarke-energy.com/gas-engines/diane/

[8] **A. Enescu – Raport de cercetare doctorală nr. 2**

[9] B.A. McCarl, D.M. Adams, R.J. Alig and J.T.Chmelik "Competitiveness of biomass-fueled electrical power plants", Annals of Operations Ressearch, Volume 94, pp.37-55, January 2000

[10] P. McKendry "Energy production from biomass (part1): overview of biomass" , Elsevier, Volume 83, pp 37-46, May 2002

[11] M. Hoogwijk "Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy", Elsevier, volume 25, pp 119-133, August 2003

[12] H. Andrei, A. Enescu, E. Diaconu, V. Ion, I. Udroiu - Data Acquisition and Modeling of Cogeneration Power Plant Parameters, Proc. of IEEE-ATEE, 2019.

[13] Q. Hu, L. Ma, J. Zhao, "DeepGraph: A Pycharm Tool for Visualizing and Understanding Deep Learning Models", Asia-Pacific Software Engineering Conference (APSEC), 2018.

[14] T. E. Opiphant, "Python for Scientific Computing", Computing in Science & Engineering, Volume 9, May 2007

[15] **A. Enescu – Raport de cercetare doctorală nr. 3**

[16] Q. N. Islam, "Mastering Pycharm", 2015

[17] P. Weiland, “Biogas production: current state and perspectives”, Springer, Applied Microbiology and Biotechnology, Volume 85, Issue 4, January 2010, pp. 849-860

[18] D. Fozet et al., “Life cycle, PESTLE and Multi-Criteria Decision Analysis of CCS process alternatives”, Elsevier, Journal of Cleaner Production, Volume 147, March 2017, pp. 75-85

[19] A. Stoppato, A. Benato, N. Destro, A. Mirandola, “A model for optimal desing and management of a cogeneration system with energy storage”, Elsevier, Energy and Buildings, Volume 124, July 2016, pp. 241-247

[20] S. Lynch, “Dynamical Systems with Applications using MATLAB”, Birkhäuser,2004

[21] A.J.M. Ferreira, “MATLAB Codes for Finite Element Analysis”, Springer,2009.

[22] A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, V. Ion - Analysis and Modeling of Biomass Plant Energy Efficieny, Proc. of IEEE – ISEEE, 2019.

[23] AH Azit, KM Nor - Optimal sizing for a gas-fired grid-connected cogeneration system planning, IEEE Transactions on Energy Conversion, 2009

[24] K Alanne, N Söderholm, K Sirén - Techno-economic assessment and optimization of Stirling engine micro-cogeneration systems in residential buildings, Elsevier 2010

[25] O Tang, B Mohanty - Industrial energy efficiency improvement through cogeneration: A case study of the textile industry in Thailand, Elsevier 1996

[26] R Noland, R Wills, RM Wirtshafter - Advantages of automated spreadsheet for cogeneration financial analysis, researchwithrutgers.com 1992

[27] AC Ferreira, ML Nunes, LB Martins - Technical-economic evaluation of a cogeneration unit considering carbon emission savings, Internatinal journal of Susteinable Energy Planning and Management, 2014

[28] AS Szklo, JB Soares, MT Tolmasquim - Economic potential of natural gas-fired cogeneration—analysis of Brazil's chemical industry, Elsevier 2013

[29] JJ Nainiger, RK Burns, AJ Easley - Performance and operational economics estimates for a coal gasification combined-cycle cogeneration powerplant, ntrs.nasa.gov, 1982

[30] A Deshpande, G Anitescu, PA Rice - Supercritical biodiesel production and power cogeneration: technical and economic feasibilities, Elsevier 2010

[31] MHK Manesh, SK Abadi, M Amidpour - A new targeting method for estimation of cogeneration potential and total annualized cost in process industries, Elsevier 2013

[32] M Shwartz, DW Young, R Siegrist - The ratio of costs to charges: how good a basis for estimating costs?, Inquiry, 1995 - JSTOR

[33] U Narain, S Margulis, T Essam - Estimating costs of adaptation to climate change, Taylor & Francis 2011

[34] MV Biezma, JR San Cristobal - Investment criteria for the selection of cogeneration plants—a state of the art review, Elsevier 2006

[35] S Richardson - Over-investment of free cash flow, Springer 2006

[36] T Aven - Risk analysis, books.google.com, 2015

[37] A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, N. Angelescu - Financial and technical forecast analysis of a cogeneration biomas plant – Case study in Romania, Proc. of IEEE-ECAI 2020

PUBLICAȚII ȘTINȚIFICE

1. A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, „Case study – Cogeneration plant on biomass", 2018 10th Edition, Electronics, Computers and Artificial Intelligence, 28 June – 30 June

2. Andrei, H., Ion, V., Diaconu, E., Enescu, A., Udroiu, I., Energy consumption analysis of security systems for a residential consumer, IEEE-Advanced Topics in Electrical Engineering - ATEE, 28-30 May, 2019, Bucharest, Romania, ISBN 978-1-7281-0101-9, DOI: 10.1109/ATEE.2019.8725002

3. Andrei, H., Enescu, A., Diaconu, E., Ion, V., Udroiu, I., Data acquisition and modelling of cogeneration power plant parameters, IEEE-Advanced Topics in Electrical Engineering - ATEE, 28-30 May, 2019, Bucharest, Romania, ISBN 978-1-7281-0101-9, DOI: 10.1109/ATEE.2019.8724738

4. Enescu, A., Diaconu, E., "Cogeneration Plant on Biomass-Case Study", The Scientific Bulletin of Electrical Engineering Faculty, 2018, no. 2, pp. 7-11, ISSN(Online) 2286-2455

5. Enescu, A., Andrei, H., Diaconu, E., Ion, V., „Numerical method for modelinf the input –output characteristic in a cogeneration power plant", 2019 11th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), 27-29 June 2019, Pitesti, Romania,ISBN 978-1-7281-1625-9, DOI: 10.1109/ECAI46879.2019.9042095

6. A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, V. Ion - Analysis and Modeling of Biomass Plant Energy Efficieny – ISEEE 2019

7. E. Diaconu, A. Enescu, H. Andrei, S. Deleanu - Numerical Approaches of Biomass Plants Efficiency, Springer, în curs de publicare

Curriculum Vitae

INFORMAŢII PERSONALE	
Nume:	**ENESCU Radu Alexandru**
Adresă:	1. Str. Matei Basarab, nr 3, Târgovişte, Dâmboviţa
Telefon:	0723541355
E-mail	enescu_alex17@yahoo.com
Naţionalitate:	Română
Data naşterii:	25.07.1984
EXPERIENŢĂ PROFESIONALĂ	
Perioada (de la – la):	Aprilie 2011 - prezent
Numele şi adresa angajatorului:	**SC ENALEX SOLUTIONS SRL**, I.L. Caragiale, str. Braniste nr. 510, jud. Dambovita
Domeniul de activitate:	Consultanta
Poziţia deţinută:	Administrator
Principalele activităţi şi responsabilităţi:	- Stabilirea contactelor cu clientii - Negocierea contractelor - Identificarea si stabilirea solutiilor personalizate pentru fiecare proiect, inclusiv activitati de inginerie si consultanta tehnica - Administrarea societatii - Dezvoltarea afacerii si marketing
Perioada (de la – la):	Aprilie 2011 - 2013
Numele şi adresa angajatorului:	**Autoritatea Nationala pentru Calificari** (ANC), Piata Avalter Maracineanu nr. 1-3, intrarea B, et. 2, cam. 117, sector 1, Bucuresti
Domeniul de activitate:	Educaţie si reglementari in invatamant

Poziţia deţinută:	Administrator Registrul National al Calificarilor din Invatamantul Superior (RNCIS) în cadrul proiectului POSDRU /86/1.2/S/61152 *„Dezvoltarea capacităţii de implementare a sistemului de calificări din învăţământul superior*" cofinanţat de Fondul Social European, prin Programul Operaţional Sectorial Dezvoltarea Resurselor Umane 2007-2013 şi Guvernul României

Principalele activităţi şi responsabilităţi:	- Dezvoltarea functionalitatilor bazei de date pentru RNCIS:
	  - Realizarea noilor specificaţiilor tehnice pentru noile functionalitati ale RNCIS
	  - Pregatirea caietului de sarcini pentru achizitionarea serviciilor de dezvoltare a RNCIS;
	  - Organizarea licitaţiei privind atribuirea contractului de upgrade RNCIS, analiza ofertelor şi selectarea câştigătorului;
	- Crearea unui model informaţional pentru descrierea proceselor şi scenariilor de business în vederea obţinerii unui portret al noilor funcţionalităţil ale aplicaţiei RNCIS;
	- Gestionarea reţelei de calculatoare şi a conturilor de utilizatori;
	- Asigurarea mentenanţei hardware şi software necesare proiectului;

Perioada (de la – la):	Aprilie 2009 - 2011
Numele şi adresa angajatorului*:*	**Agenţia Naţională pentru Calificările din Învăţământul Superior şi Parteneriat cu Mediul Economic şi Social** – ACPART, Str. Schitu Măgureanu, nr. 1, et. 3, Sector 5, Bucureşti
Domeniul de activitate:	Educaţie
Poziţia deţinută:	Administrator Registrul National al Calificarilor din Invatamantul Superior (RNCIS) în cadrul proiectului POS DRU/2/1.2/S/2 *„Dezvoltarea*

	unui sistem operaţional al calificărilor din învăţământul superior din România" cofinanţat de Fondul Social European, prin Programul Operaţional Sectorial Dezvoltarea Resurselor Umane 2007-2013 şi Guvernul României

Principalele activităţi şi responsabilităţi:	- Dezvoltarea şi implementarea bazei de date pentru RNCIS;
	  - Realizarea specificaţiilor tehnice ale RNCIS şi transpunerea acestora în caietul de sarcini;
	  - Organizarea licitaţiei privind atribuirea contractului pentru dezvoltarea RNCIS, analiza ofertelor şi selectarea câştigătorului;
	  - Crearea unui model informaţional pentru descrierea contextului, proceselor şi scenariilor de business în vederea obţinerii unui portret al funcţionalităţilor aplicaţiei RNCIS;
	- Gestionarea reţelei de calculatoare şi a conturilor de utilizatori;
	- Asigurarea mentenanţei hardware şi software necesare proiectului;

Perioada (de la – la):	Septembrie 2006 - Iulie 2008
Numele şi adresa angajatorului*:*	**SC ENINVEST SA**, Bulevardul Lacul Tei, nr. 1-3, Bucureşti, România
Domeniul de activitate:	Consultanţa şi management în afaceri – Domeniul Energetic
Poziţia deţinută:	Referent de specialitate
Principalele activităţi şi responsabilităţi:	- Consultanţă de specialitate pentru atragerea de fonduri europene - Consultanta pentru tranzacţionarea şi monitorizarea emisiilor de CO_2 ; - Contactarea si intretinerea relatiilor cu clienţii; - Elaborarea documentelor pentru licitaţii; - Organizarea licitaţiilor şi evaluarea ofertelor; - Auditor intern de calitate si mediu conform ISO 9001 şi 14001 – Responsabil cu

	implementarea şi susţinerea standardelor
EDUCATIE SI FORMARE	
Perioada (de la – la):	Octombrie 2018 – prezent
Numele şi tipul organizaţiei:	Universitatea Valahia din Targoviste – Scoala Doctorala a Facultati De Inginerie Electrica, Electronica Si Tehnologia Informatiei
Specializarea/profilul:	Doctorat Stiinte Ingineresti, Centrale in cogenerare
Perioada (de la – la):	Octombrie 2018 – Iulie 2019
Numele şi tipul organizaţiei:	Universitatea Valahia din Targoviste – Facultatea De Inginerie Electrica, Electronica Si Tehnologia Informatiei
Specializarea/profilul:	Energetica Industriala
Perioada (de la – la):	Octombrie 2016 – Iulie 2018
Numele şi tipul organizaţiei:	Universitatea Valahia din Targoviste – Facultatea De Inginerie Electrica, Electronica Si Tehnologia Informatiei
Specializarea/profilul:	Master Auditul Sistemelor Energetice
Perioada (de la – la):	Octombrie 2009 – Iulie 2011
Numele şi tipul organizaţiei:	Universitatea Politehnica Bucureşti – Facultatea de Inginerie Aerospaţială
Specializarea/profilul:	Master Management Aeronautic
Perioada (de la – la):	Octombrie 2003 - Iunie 2008
Numele şi tipul organizaţiei:	Universitatea Politehnica Bucureşti – Facultatea de Inginerie Aerospaţială
Specializarea/profilul:	Inginerie şi Management Aeronautic
Perioada (de la – la):	Septembrie 1999 - Iulie 2003
Numele şi tipul organizaţiei:	Colegiul Naţional Ienechiţă Văcărescu
Specializarea/profilul:	Matematică, Informatică, Engleză Intensiv

Perioada (de la – la):	Iulie 2009
Numele şi tipul organizaţiei:	Oracle Academy
Specializarea/profilul:	Oracle Database 10g: Introducere in SQL
Perioada (de la – la):	August 2009
Numele şi tipul organizaţiei:	Oracle Academy
Specializarea/profilul:	Oracle Database 10g: Workshop administrare I
Perioada (de la – la):	Octombrie 2006
Numele şi tipul organizaţiei:	Camera de Comerţ şi Industrie Bucureşti & Omicron Consulting SRL
Specializarea/profilul:	Moduri de accesare de către autorităţile contractante şi operatorii economice a fondurilor structurale şi de coeziune în perioada 2007-2013
Perioada (de la – la):	Noiembrie 2006
Numele şi tipul organizaţiei:	Q-Inspect SRL
Specializarea/profilul:	Formarea de auditori interni pentru sistemele de management de calitate si mediu.

DEPRINDERI ŞI COMPETENŢE PERSONALE

Limba materna	Română		
Alte limbi	Citit	Scris	Înţelegere

Engleza	Foarte bine	Foarte bine	Foarte bine
Franceza	Bine	De Bază	De Bază

COMPETENŢE TEHNICE

Excel, Word, PowerPoint, Oracle Database 10g, AutoCAD, MS Access, MathCAD, Primavera Project Planning
Capacitate de adaptare la un nou mediu de lucru, spirit de echipă, dorinţă de comunicare cu oameni cu o cultură şi pregătire ştiinţifică diferită. Organizat, experienţă în managementul de proiect. Aceste aptitudini au fost dobândite prin muncă, în perioadele de studiu şi participarea la diferite proiecte.

CARNET DE CONDUCERE

Categorie B – din 2002

PROIECTE

- **„Dezvoltarea unui sistem operaţional al calificărilor din învăţământul superior din România" cofinanţat de Fondul Social European prin Programul Operaţional Sectorial Dezvoltarea Resurselor Umane 2007-2013 şi Guvernul României,** administrator RNCIS, membru in echipa de management

- **„Dezvoltarea unui sistem operaţional al calificărilor din învăţământul superior din România" cofinanţat de Fondul Social European prin Programul Operaţional Sectorial Dezvoltarea Resurselor Umane 2007-2013 şi Guvernul României,**

administrator RNCIS, membru in echipa de **management**

- **Elaborarea Strategiei Energetice a orasului Racari**, jud. Dambovita, 2017-2030, 2017, **Manager de proiect**, S.C. Enegav Energy S.R.L., 2017

- **Studiu de fezabilitate VESTENERGO SA**, **Manager de proiect,** 2016

- Intocmirea documentatiei necesare **obtinerii Acreditarii finale a producatorului de energie electrica si termică in cogenerare de inalta eficiență**; intocmirea documentatiei necesare obtinerii Licentei de exploatare comerciala a unitatilor de producere de energie electrica si termica in cogenerare, emise de A.N.R.E; intocmirea documentatiilor necesare inscrierii la pietele centralizate de energie electrica – PZU, PCCB; intocmirea documentatiei necesare inscrierii la Piata de Echilibrare, inclusiv delegarea responsabilității de echilibrare – PE, PRE; asistenta pentru incheierea contractului cu Administratorul schemei de sprijin pentru cogenerare de inalta eficienta (C.N. Transelectrica) – Gas Energy Ecotherm Sa, **Manager de proiect**, 2015

- **Consultanta pentru obtinerea Licentei de producere a energiei electrice si termice in cogenerare din surse regenerabile, a Acreditarii producatorului de energie electrica si termica din surse regenerabile, calificarea pentru cogenerare de inalta eficienta** – SC Saucolemn SRL, pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi; **Manager de proiect**, 2016, S.C. Enalex Solutions S.R.L.

- **Studiu de fezabilitate** - Vest Energo SA, **Manager de proiect,** 2018
- **Management Energetic** – SOCERAM SA, **Manager de proiect**, 2017- prezent
- **Management Energetic** – AQUILA PART PROD COM SRL - Ploiesti, **Manager de proiect**, 2017-prezent
- **Management Energetic** – Park Offices - Bucuresti, **Manager de proiect,** 2017-prezent
- **Audituri energetice** realizate pentru cladiri publice (scoli, gradinite, sali de sport etc.)

VALAHIA UNIVERSITY OF TÂRGOVIȘTE

FACULTY OF ELECTRICAL, ELECTRONIC ENGINEERING AND INFORMATION TECHNOLOGY

FIELD: ENGINEERING SCIENCES. ELECTRICAL ENGINEERING

SUMMARY OF THE

DOCTORAL THESIS

Contributions regarding the analysis of the electrical parameters of a cogeneration plant

PHD SUPERVISOR

Univ. Prof. Dr. Eng. Horia ANDREI

CANDIDATE

Eng. Alexandru ENESCU

Târgoviște, 2020

Cuprins

Chapter 1. Introduction 56

Chapter 2. Description of cogeneration plant operation 58

2.1 Presentation of the company's activity.....59

2.2 Description of the technological flow……59

2.3 Structure of the Cogeneration Plant……60

2.4 Biogas electricity and thermal power plant……61

2.4.1 Internal combustion cogeneration engines and electricity generator 62

Chapter 3. Parameters of the cogeneration plant and its performances 63

3.1. Electrical parameters of the cogeneration plant……...63

3.2. Cogeneration plant performance. Data acquisitions……64

Chapter 4. Modeling the electrical parameters of the cogeneration plant and optimizing its operation 72

4.1. Modeling of the electrical parameters of the cogeneration plant……...72

4.2. Modeling and optimization according to the amount of biomass……..77

4.3. Modeling and optimization according to the primary energy contained in the raw material…….82

4.4. Cost benefit analysis…….85

4.3.1 Identifying the investment and defining the objectives 85

4.3.2 Reference period 85

4.3.3 Financial analysis 85

4.3.4 Risk analysis 87

Chapter 5. Conclusions. Original contributions. Future directions of research 89

Chapter 6. Selective bibliography 93

Chapter 1. Introduction

At the moment, the total installed capacity of conventional power plants in Europe is about 500 GW, of which about 20% is cogeneration plants. According to Eurostat, the total installed capacity of cogeneration plants in the EU required 102 GW in 2005 to 109 GW in 2012 [1]. Figure 1 shows the evolution of the installed capacity of cogeneration plants in the EU28 since 2008.

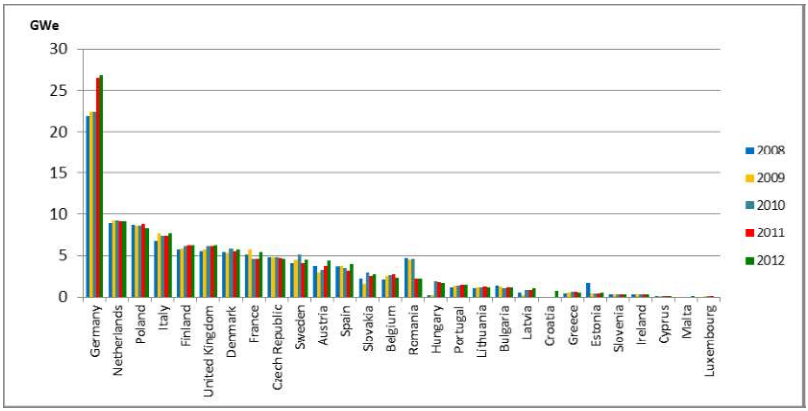

Figure 1.1 - Evolution of the installed electricity capacity of cogeneration plants in each country 2008-2012 (source: Eurostat)

In Romania's energy strategy 2016-2030, the fourth central area of strategic intervention is the development of high efficiency cogeneration, in parallel with the modernization of centralized heating systems (SACET) which, in Romania, has high potential. The strategy promotes integrated local planning of high-efficiency

cogeneration capacity, distribution network modernization and thermal insulation programs.

The replacement of the old thermoelectric power plants in cogeneration with new ones is underway and will continue in the next 10 years, especially in cities with a high share of apartments connected to SACET. Most of the existing cogeneration capacity is based on natural gas, but the new capacity will increasingly use biomass, biogas and geothermal energy, including by opening the market to new players.

Chapter 2. Description of cogeneration plant operation

In order to carry out this doctoral thesis, we considered it appropriate to collect technical data (on energy production equipment, raw material required and energy produced) from the first and also the largest cogeneration energy production unit operating on the basis of biomass from Romania.

The investment is called "Plant for cogeneration, electricity and heat production from biogas with a capacity of: electricity 2,974 MWe / 400V, heat energy 2,944 MWt from Moara Commune, Vornicenii Mici village, Suceava County", but to facilitate the expression, In order to transpose an easy framework of information in the documentation as well as to avoid overloading the thesis by using the full name of the project, in this paper, we will use the phrase "Moara power plant".

The project was initiated and developed by the company TEB Project One, having as majority shareholder TEB Energy Business SĂ and was taken over in 2019 by S.C. ECOTERRA BIOGAZ SRL. The total value of the investment amounted to approximately EUR 6 300 000.

In order to carry out the activity, 4 jobs are provided for the biogas station operators, whose main attributions are:

- Supervision of the fermentation process,
- Supply of solid and liquid waste to fermenters;
- Supervision of the installations through the automation software from the control point;
- Minimum intervention and control activities for the key checkpoints of the station.

Figure 2.1 - Organization chart of the Mill cogeneration plant

The maintenance of the installations and the service are ensured through the authorized contractors in the sense of performing the services requested by the beneficiary Ecoterra Biogaz SRL, based on ensuring a good technical and optical condition and to avoid an impact on the environment, of any nature, of any kind. in the context of the continuous operation of the plant.

2.5 Presentation of the company's activity

The main activity carried out by the studied company, from Vornicenii Mici, Suceava County, is the one included under the umbrella of CAEN code 3511-Electricity production [2] and more precisely is defined as being transposed in the production of biogas by anaerobic fermentation and its use as fuel to power a cogeneration plant for the production of heat and electricity.

The main technological processes that take place in the case of the Vornicenii Mici biogas plant are materialized as follows:

- Acquisition, storage and preparation of raw materials used in the main activity of biogas production for the purpose of cogeneration energy production;
- Biogas production, following the activity of anaerobic fermentation of organic material;
- Processing by using biogas as a fuel in cogeneration groups, specially designed and adapted for the production of electricity and heat.

2.6 Description of the technological flow

The current technology implemented within the biogas plant from Vornicenii Mici is entirely based on the anaerobic, wet fermentation process that takes place in two stages. Thus, the fermentation system works on the basis of liquid biomass whose content also contains about 10% solids [4].

After completing the process of anaerobic fermentation of raw materials introduced into the Fermenters, it is planned that the resulting residue, namely Digestate, can be used as a fertilizer that can be directed by controlled actions on agricultural land in the area.

The resulting biogas collected in the biogas tank will be used as fuel in the Cogeneration Plant, which will ensure the production of electricity and heat.

The resulting bioproduct in the form of fertilizer or digestate is stored in the two anthropogenic lagoons, equipped with the lower and upper biomembrane located in the vicinity of the biogas plant, from where at the legal and favorable moment

d.p.d.v.d. agricultural, the digestate in semi-liquid form with specific density is transported with special tanks dedicated to the spreading of the liquid agricultural fertilizer and distributed through a "spray-era" technology on the agricultural fields that will be naturally biofertilized.

In order to process in the fermenters coded F1 and F2 respectively the waste of organic nature, the raw materials of silo type, the vegetal elements etc. are carefully controlled to avoid inhibitory compositions, which can cause a slow fermentation process, after which they are mechanically crushed (in a plant equipped with milling rollers with helical elements and crushing teeth) and then introduced into the fermentation support mixture.

2.7 Structure of the Cogeneration Plant

The biomass-based cogeneration plant consists of (Figure 2.2) [5]:

17. F1Fermenter;
18. F2 Fermenter;
19. F3Postfermetner (N1);
20. The space built for the storage of raw materials (Corn silage), spaces for the ecological storage of the digestate (liquid biocompost) resulting from the anaerobic fermentation process;
21. Feeders with raw material necessary for the fermentation process;
22. Technical building Z1 (metal container type) in which are located: pumps, distributors, reinforcement systems for the main circuits: biomass / fermentation substrate circuit;
23. The circuit of the digestate (fertilizer) resulting from the fermentation process;
24. Technological water circuit;
25. The circuit of the thermal agent for heating the fermenters;
26. Pressurized air circuit;
27. External biogas collection tank (equipped with flexible dome membrane)
28. Technological water separation station;
29. Underground basin made of reinforced concrete, for liquid materials, coded V1;
30. The burner, equipped with a safety flame,
31. Biogas condensing and cooling plant produced;
32. Biogas power and heat generation plant (CHP), consisting of:

a. Engine building;
b. Internal combustion cogeneration engines and electricity generator;
c. Thermal cooling and recovery system;
d. Ventilation system;
e. Flue gas exhaust system;
f. Transformation station, low and medium voltage installation;
g. Control room.

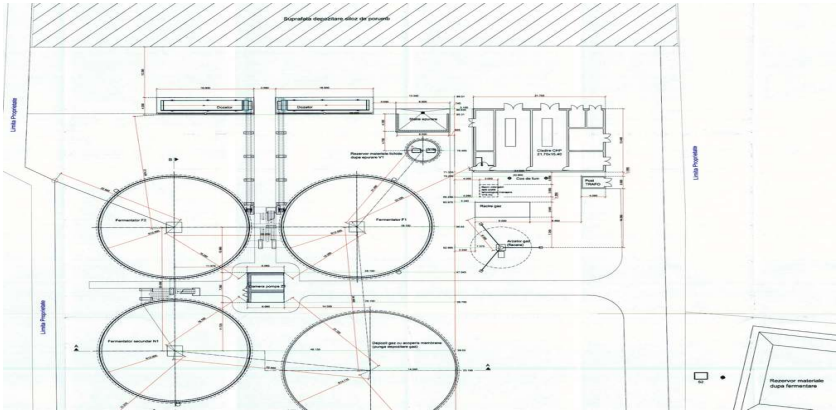

Figure 2.2 – Structure of the Cogeneration Plant

2.8 Biogas electricity and thermal power plant

The Biogas Electricity and Thermal Energy (CHP) production plant consists of:

- Engine building;
- Internal combustion cogeneration engines and electricity generator;
- Thermal cooling and recovery system;
- Ventilation system;
- Flue gas exhaust system;
- Transformer station, low and medium voltage installation;

Centrala de cogenerare este organizată în mod unitar, în flux tehnologic compact, în care toate etapele procesului sunt organizate în construcții specifice.

2.8.1 Internal combustion cogeneration engines and electricity generator

Figure 2.3 – View from the cogeneration engine chamber

Characteristics of cogeneration engines (Figure 2.3) [6]:

- Name of the engine - JMS420 GS-B25;
- Electrical power installed at the generator terminals = 1527kW;
- Electric power output at the generator terminals = 1487 kW;
- Electric efficiency ηel = 42.2%;
- Collected thermal energy power = 1472 kWth;
- Thermal efficiency ηth = 41.7%;
- Total yield ηtot = 83.9%;
- Rotation speed = 1500 rpm;
- Voltage 0.4 kV, frequency 50Hz;
- Flue gas temperature at the outlet of the engine = 4240 C;
- Flue gas temperature at the outlet of the cooler = 1800 C;
- Average calorific value consumption Pci = 3800 Kcal / Nm3 = 784Nm3 / h;
- Weight with Gt equipment = 16 tons, respectively 17 tons with fluids in the engine;
- No. of cylinders: 20, arranged in "V";
- Overall dimensions: (LxWxH) = 7.1x1.8x2.2 (m)

Chapter 3. Parameters of the cogeneration plant and its performances

3.3. Electrical parameters of the cogeneration plant

The “Moara” cogeneration plant, equipped with two Jenbacher cogeneration engines - JMS 420, produces electricity and heat in cogeneration, using as fuel the biogas produced by the anaerobic fermentation of biomass, in three digesters.

The operating parameters of the cogeneration plant are highly efficient but we cannot talk about it, because the thermal energy produced by the cogeneration engines is used in a proportion of less than 10%, only in the biogas production station, to ensure the optimal temperature in the digesters. biomass fermentation.

The biomass used is of several types: energy crops - corn silage and various types of waste obtained from the processing of waste from agriculture and related industries.

For technical and economic reasons, it was decided to operate the cogeneration engines during peak hours, 16 hours a day, between 7.00 and 23.00, because in the current conditions of the energy market, the price of electricity during the night is lower than the cost of the raw material, so the operation of heat engines during the night is not justified.

The biogas production station operates non-stop, the biogas produced during the night being stored in a tank, and will be consumed during the day together with the biogas production during the day from the fermenters.

The entire technological process is automated and monitored online - both the operation of the cogeneration plant and the operation of the biogas plant, which can be controlled and controlled both from the plant and remotely.

The operation of cogeneration engines is constantly monitored, controlled and coordinated by the automated command and control system, "DIANE" [7].

The operating parameters measured and recorded by the data acquisition system are:

g) Operation of cogeneration engines (for each engine separately)
- Electricity production;
- Thermal energy production;
- Biogas consumption;
- Daily operating hours.

h) Internal electricity consumption (of the cogeneration plant and of the biogas production station);

i) Electricity supplied in NPS

j) Electricity purchased from NPS during the night necessary for the operation of the biogas plant

k)

l) The thermal energy consumption of the biogas plant

m)

n) Operation of the biogas plant:

- The amount of biomass loaded daily in the bunkers that feed the fermenters, by types of biomass used;
- Percentage of biogas in each fermenter;
- Sulfur content of biogas.

3.4. Cogeneration plant performance. Data acquisitions

The frequency of data collected in the monitoring program is 8 hours. As a result of the volume of data collected, the paper presented the monthly values of these data, measured and / or calculated.

All data collected and analyzed from the Biomass-Based Cogeneration Plant are presented in Annex 3.

The data related to electricity production for the three years considered and analyzed (2016, 2017, 2018), for each engine, are presented in Table 3.1.

Table 3.1 - Electricity production of cogeneration engines

Year	Month	Electricity M1		Electricity M2		Total electricitu produced
		Product [MWh]	P med [MW]	Product [MWh]	P med [MW]	M1 +M2 [MWh]
2016	ian	734.961	1.485	736.071	1.478	**1471.032**
2016	feb	696.007	1.487	682.986	1.482	**1378.994**
2016	mar	750.807	1.487	453.007	1.466	**1203.814**
2016	apr	628.908	1.487	122.722	1.461	**751.63**
2016	mai	349.987	1.471	612.849	1.48	**962.836**

2016	iun	196.399	1.466	699.363	1.475	**895.762**
2016	iul	532.594	1.479	667.69	1.471	**1200.284**
2016	aug	721.35	1.484	678.994	1.47	**1400.344**
2016	sep	427.328	1.468	838.983	1.48	**1266.311**
2016	oct	718.801	1.47	736.28	1.476	**1455.081**
2016	noi	702.145	1.469	712.271	1.478	**1414.416**
2016	dec	745.525	1.473	746.165	1.475	**1491.69**
2016	**An 2016**	**7,204.81**	**1.479**	**7,687.38**	**1.48**	**14,892.19**
2017	ian	749.866	1.473	739.372	1.473	**1489.238**
2017	feb	678.774	1.472	608.95	1.471	**1287.723**
2017	mar	691.823	1.466	716.885	1.475	**1408.708**
2017	apr	683.05	1.469	688.813	1.469	**1371.862**
2017	mai	694.62	1.469	738.457	1.477	**1433.077**
2017	iun	570.878	1.464	386.176	1.457	**957.054**
2017	iul	48.909	1.482	609.541	1.472	**658.45**
2017	aug	639.897	1.464	454.999	1.468	**1094.896**
2017	sep	740.737	1.473	658.943	1.458	**1399.68**
2017	oct	742.844	1.474	724.487	1.476	**1467.331**
2017	noi	714.866	1.48	721.495	1.491	**1436.361**
2017	dec	748.58	1.488	714.644	1.489	**1463.224**
2017	**An 2017**	**7,704.84**	**1.472**	**7,763**	**1.474**	**15,468**
2018	ian	703.564	1.487	684.2	1.487	**1387.764**
2018	feb	628.825	1.487	623.216	1.487	**1252.041**
2018	mar	702.837	1.483	687.578	1.485	**1390.415**
2018	apr	703.25	1.484	299.083	1.473	**1002.334**
2018	mai	710.119	1.486	612.257	1.479	**1322.376**
2018	iun	673.221	1.483	547.786	1.477	**1221.006**
2018	iul	554.827	1.48	474.582	1.469	**1029.409**
2018	aug	185.811	1.475	918.962	1.492	**1104.773**

2018	sep	688.534	1.484	540.521	1.485	**1229.055**
2018	oct	631.862	1.483	637.278	1.485	**1269.14**
2018	noi	647.367	1.488	573.575	1.463	**1220.942**
2018	dec	772.417	1.488	396.63	1.48	**1169.047**
2018	**An 2018**	**7,602.64**	1.485	**6,995.67**	1.482	**14,598.30**

From the analysis of the presented data referring to the electricity productions of the two cogeneration engines, it results that the average annual electric powers achieved, compared to the nominal electric power of the motors of 1,487 MW, were:

- 2016 - 1,479 MW, representing 99.46% compared to the nominal electric power;
- 2017 - 1,472 MW, representing 98.99% of the nominal electric power;
- 2018 - 1,485 MW, representing 99.86% of the nominal electric power;

Table 3.2 shows the values for the electricity produced, the electricity consumed from the network at night, the technological consumption of the plant (biogas plant and cogeneration plant), the losses in the network and the electricity delivered to the NPS.

Table 3.2 - Electricity produced, consumed and delivered in SEN

Year	Month	Total produced M1 +M2	Electricity consumed from SEN	Total plant consumption	Network losses	Electricity deliverd into SEN
		MWh	MWh night consumption	MWh	MWh	MWh
2016	ian	**1471.032**	20.344	84.742	25.770	1,380.864
2016	feb	**1378.994**	17.504	77.454	23.192	1,295.852
2016	mar	**1203.814**	15.436	71.756	20.830	1,126.664
2016	apr	**751.630**	13.292	59.026	13.584	692.312
2016	mai	**962.836**	12.748	64.825	13.103	897.656
2016	iun	**895.762**	11.992	61.999	10.147	835.608
2016	iul	**1200.284**	13.528	79.301	14.387	1,120.124

2016	aug	**1400.344**	12.796	82.856	17.100	1,313.184
2016	sep	**1266.311**	7.392	72.377	11.546	1,189.780
2016	oct	**1455.081**	12.504	78.049	15.360	1,374.176
2016	noi	**1414.416**	15.348	79.081	16.591	1,334.092
2016	dec	**1491.690**	19.300	88.520	18.721	1,403.748
2016	**An 2016**	**14,892.194**	**172.18**	**899.987**	**200.33**	**13,964.060**
2017	ian	**1489.238**	19.432	85.403	19.956	1,403.312
2017	feb	**1287.723**	15.992	74.401	15.314	1,214.000
2017	mar	**1408.708**	16.764	79.126	13.482	1,332.864
2017	apr	**1371.862**	12.368	71.314	13.589	1,299.328
2017	mai	**1433.077**	12.140	81.440	11.016	1,352.760
2017	iun	**957.054**	12.924	66.772	6.731	896.476
2017	iul	**658.450**	14.052	54.614	4.567	613.320
2017	aug	**1094.896**	14.552	77.554	7.874	1,024.020
2017	sep	**1399.680**	11.564	82.888	12.676	1,315.680
2017	oct	**1467.331**	12.856	83.375	14.624	1,382.188
2017	noi	**1436.361**	13.900	82.052	17.580	1,350.628
2017	dec	**1463.224**	17.224	87.518	19.346	1,373.584
2017	**An 2017**	**15,468**	**173.77**	**926.456**	**157**	**14,558.16**
2018	ian	**1387.764**	20.056	87.605	19.039	1,301.176
2018	feb	**1252.041**	20.536	79.804	17.597	1,175.176
2018	mar	**1390.415**	19.728	83.414	17.661	1,309.068
2018	apr	**1002.334**	12.480	65.693	9.153	939.968
2018	mai	**1322.376**	11.688	75.013	10.519	1,248.532
2018	iun	**1221.006**	12.192	73.315	9.431	1,150.452

2018	iul	**1029.409**	14.716	69.491	7.890	966.7440
2018	aug	**1104.773**	3.560	71.262	6.607	1,030.4640
2018	sep	**1229.055**	12.476	78.650	12.401	1,150.4800
2018	oct	**1269.140**	11.144	74.006	13.042	1,193.236
2018	noi	**1220.942**	13.980	73.342	16.253	1145.328
2018	dec	**1169.047**	13.944	73.601	16.178	1,093.212
2018	**An 2018**	**14,598.30**	**166.50**	**905.20**	**156**	**13,703.84**

Electricity is produced by cogeneration engines during the day, between 7.00 and 23.00. It is used to provide the necessary electricity - technological consumption - for both the cogeneration plant and the biogas plant. The difference is delivered in SEN. During the night, the electricity consumption of the biogas plant is provided by SEN. Network losses refer to losses in the mains (cable power line) from the cogeneration station to the connection point to the SEN, with a length of 1200 m. At the connection point to the SEN is also the measuring device used for electricity measurement and settlement.

As mentioned in Chapter 2, the biogas plant of the cogeneration plant operates continuously 365 days / year, the fermentation process can be stopped only in exceptional conditions and for short periods of time. Animal manure, various types of energy crops or food processing waste (sugar beet oil) were used as raw material for the production of biogas in the analyzed plant. The management of the plant considered it appropriate in a first stage, the use of fodder corn, rye and sugar beet noodles, these raw materials being, in this case, easier to procure and handle. The amount of biomass purchased is measured using industrial scales at the entrance to the biogas plant [8], and the raw material used daily is weighed by the electronic scales mounted on the feed strips of the fermenter feeders.

When purchasing the raw material needed for biogas production, analyzes are performed to determine the calorific value of each type of fuel [9-11].

Table 3.3 – Raw material used and its calorific value

		Raw material			Calorific Power		Energy contained in the raw material		
		Maize	Noodles	Total	Maize	Noodles	Maize	Noodles	Total
Year	Mo.	[t]	[t]	[t]	[MWh/t]	[MWh/t]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
2016	Ian	4,138.74	0	4,138.74	1.672	0.211	6,919.97	0	6,919.97
2016	Feb	4562.43	0	4,562.43	1.672	0.211	7,628.38	0	7,628.38
2016	Mar	1945.87	1334.52	3,280.40	1.672	0.211	3,253.50	281.58	3,535.09
2016	Apr	1124.15	895.98	2,020.13	1.672	0.211	1,879.58	189.05	2,068.63
2016	Mai	1089.33	1201.14	2,290.47	1.672	0.211	1,821.36	253.44	2,074.80
2016	Iun	2194.35	0	2,194.36	1.672	0.211	3,668.97	0	3,668.97
2016	Iul	3282.34	0	3,282.34	1.672	0.211	5,488.07	0	5,488.07
2016	Aug	4,441.00	0	4,441.00	1.672	0.211	7,425.35	0	7,425.35
2016	Sept	3802.33	0	3,802.33	2.868	0.0802	10,904.92	0	10,904.92
2016	Oct	3661.48	433.73	4,095.21	2.868	0.0802	10,500.97	34.80	10,535.78
2016	Noi	3597.09	1015.54	4,612.64	2.868	0.0802	10,316.32	81.494	10,397.81
2016	Dec	3547.62	1099.37	4,647.00	2.868	0.2573	10,174.44	282.83	10,457.28
2016	**An 2016**	**37386.75**	**5980.28**	**43367.05**	**24.848**	**2.1859**	**79981.83**	**1123.20**	**81105.05**
2017	Ian	3269	470.85	3,739.85	2.868	0.435	9,375.35	204.81	9,580.17
2017	Feb	2843.26	673.33	3,516.59	2.868	0.435	8,154.36	292.89	8,447.26
2017	Mar	2705.54	1121.24	3,826.79	2.868	0.435	7,759.40	487.74	8,247.14
2017	Apr	2586.80	1185.93	3,772.74	2.868	0.435	7,418.85	515.88	7,934.73
2017	Mai	2515.25	1265.61	3,780.87	0.883	0.144	2,220.97	182.24	2,403.22
2017	Iun	1853.22	673.985	2,527.21	0.883	0.144	1,636.39	97.05	1,733.45
2017	Iul	1811.36	519.096	2,330.46	0.883	0.144	1,599.43	74.74	1,674.18
2017	Aug	3497.95	0	3,497.96	0.883	0.144	3,088.70	0	3,088.70
2017	Sept	3631.89	0	3,631.89	1.668	0	6,058.00	0	6,058.00
2017	Oct	2877.95	1334.73	4,212.69	1.633	0.094	4,700.97	125.73	4,826.71
2017	Noi	3146.38	1195.62	4,342.00	2.104	0.094	6,619.98	112.38	6,732.37
2017	Dec	3239.51	1242.85	4,482.37	2.107	0.094	6,825.65	116.82	6,942.48

2017	An 2017	33978.15	9683.26	43661.42	22.516	2.598	65458.05	2210.34	67668.41
2018	Ian	3186.92	1169.84	4,356.76	2.107	0.094	6,715.98	109.96	6,825.95
2018	Feb	3905.04	56.954	3,962.00	2.107	0.094	8,229.33	5.35	8,234.68
2018	Mar	4289.25	0	4,289.25	2.107	0	9,038.98	0	9,038.98
2018	Apr	2861.96	0	2,861.96	2.107	0	6,031.17	0	6,031.17
2018	Mai	3399.17	1103.8	4,502.97	3.232	0.099	10,986.12	109.27	11,095.40
2018	Iun	2437.93	1889.98	4,327.91	3.232	0.099	7,879.39	187.10	8,066.50
2018	Iul	2593.18	0	2,593.19	3.232	0	8,381.18	0	8,381.18
2018	Aug	1862.05	0	1,862.06	3.232	0	6,018.16	0	6,018.16
2018	Sept	1860.34	0	1,860.35	1.05	0	1,953.24	0	1,953.24
2018	Oct	1726.59	467.2	2,193.79	2.536	0.451	4,378.63	210.82	4,589.45
2018	Noi	1533.48	1355.12	2,888.60	2.536	0.451	3,888.91	611.48	4,500.40
2018	Dec	1558.60	1152.62	2,711.23	2.536	0.451	3,952.63	520.11	4,472.74
2018	**An 2018**	**31214.55**	**7195.52**	**38410.07**	**30.014**	**1.739**	**77453.72**	**1754.12**	**79207.85**

Table 3.4. – Biogas consumption

Year	Mo.	M1		M2		Total	
		Consumption		Consumption		Consumption	
		10^3 Nmc	MWh	10^3 Nmc	MWh	10^3 Nmc	MWh
2016	**ian**	**349.86**	**1805**	**358.29**	**1849**	**708.14**	**3654**
2016	**feb**	**336.72**	**1737**	**335.69**	**1732**	**672.41**	**3470**
2016	**mar**	**361.01**	**1863**	**223.28**	**1152**	**584.29**	**3015**
2016	**apr**	**302.23**	**1560**	**59.99**	**310**	**362.22**	**1869**
2016	**mai**	**169.24**	**873**	**302.19**	**1559**	**471.42**	**2433**
2016	**iun**	**95.99**	**495**	**347.14**	**1791**	**443.13**	**2287**
2016	**iul**	**261.30**	**1348**	**335.15**	**1729**	**596.45**	**3078**
2016	**aug**	**354.58**	**1830**	**347.94**	**1795**	**702.52**	**3625**
2016	**sep**	**212.17**	**954.74**	**427.84**	**1925.27**	**640.00**	**2880**
2016	**oct**	**351.678**	**1582.549**	**368.15**	**1656.67**	**719.83**	**3239**

2016	noi	340.674	1533	354.10	1593	694.78	3126
2016	dec	361.158	1625	376.96	1696	738.12	3322
2016	An 2016	3496.588	17207.049	3836.705	18789.544	7333.293	35996.59
2017	ian	357.030	1607	375.120	1688	732.15	3295
2017	feb	334.241	1504	306.721	1380	640.96	2884
2017	mar	345.619	1555	366.568	1650	712.19	3205
2017	apr	363.036	1634	372.699	1677	735.74	3311
2017	mai	346.891	1561	386.921	1741	733.81	3302
2017	iun	290.393	1307	200.986	904	491.38	2211
2017	iul	24.436	110	311.005	1400	335.44	1509
2017	aug	320.907	1444	237.655	1069	558.56	2514
2017	sep	365.875	1646	343.493	1546	709.37	3192
2017	oct	356.961	1,606.326	365.041	1643	722.00	3249
2017	noi	336.533	1514	353.738	1592	690.27	3106
2017	dec	351.267	1581	347.943	1566	699.21	3146
2017	An 2017	3793.189	17069.351	3967.889	17855.502	7761.078	34924.85
2018	ian	330.945	1489	330.611	1488	661.56	2977
2018	feb	302.267	1360	303.596	1366	605.86	2726
2018	mar	341.832	1538	340.024	1530	681.86	3068
2018	apr	337.222	1517	144.217	648.98	481.44	2166
2018	mai	342.059	1539	297.981	1341	640.04	2880
2018	iun	323.584	1456	268.740	1209	592.32	2665
2018	iul	270.597	1218	235.673	1061	506.27	2278
2018	aug	90.744	408	453.548	2041	544.29	2449
2018	sep	333.907	1670	273.861	1369	607.77	3039
2018	oct	302.961	1515	316.154	1581	619.11	3096
2018	noi	309.516	1548	279.373	1397	588.89	2944
2018	dec	369.025	1845	196.177	981	565.20	2826
2018	An 2018	3654.657	17103.660	3439.954	16012.574	7094.611	33116.23

Chapter 4. Modeling the electrical parameters of the cogeneration plant and optimizing its operation

4.5. Modeling of the electrical parameters of the cogeneration plant

From the data presented so far it is clear that the production of energy in cogeneration is one of the ways to sustainable development [12].

In order to obtain a model of the cogeneration plant and to optimize its operation, we tried in a first phase to analyze the input and output data for a single month, namely December 2018.

In December 2018, when the analysis of the parameters was performed, the operating time of the cogeneration plant was as follows: the normal operation of the engines is 16 hours a day - between 7.00 and 23.00; between December 6 and December 17, preventive maintenance (scheduled shutdown) was performed for 24,000 operating hours; scheduled overhauls (preventive maintenance) are performed every 2000 hours of operation and during this time, the M1 engine has been running 24 hours a day; since the 16th, the amount of biomass introduced into the fermenters has been gradually increased, thus resuming normal electricity production [12].

The 2 engines worked as follows:

Engine 1:

- 31 days worked with an average number of daily service hours of 16.7 hours per day;
- Monthly operating hours = 519 operating hours / month;
- Average hourly power = 1.488 MW;
- Average daily energy produced = 24.92 MWh / day;
- The monthly amount of electricity produced is M1 = 772.41 MWh.

Engine 2:

- 19 days worked with an average number of daily hours of 14.1 hours per day;
- Monthly number of operating hours = 268 operating hours / month;
- Average hourly power = 1,480 MW;
- Average daily energy produced = 20.88 MWh / day;

- The monthly electricity produced is M2 = 396.63 MWh.

Figure 4.1 shows the electricity produced by motor 1, respectively motor 2 and the total electricity produced daily in December 2018.

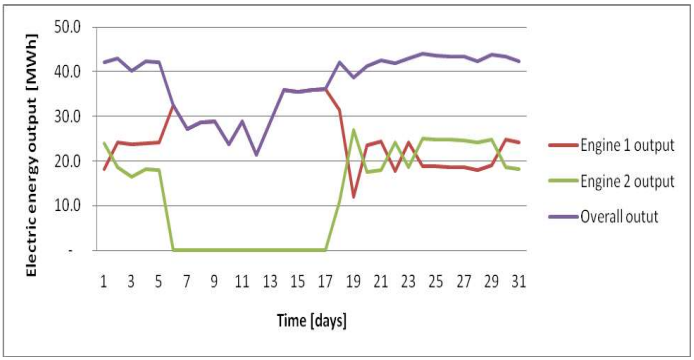

Figure 4.1 - Electricity produced by motor 1, motor 2 and total electrical energy produced - December 2018

The electricity produced daily by the installation (cumulatively motor 1-M1 and motor 2-M2), as well as the daily electricity delivered to the national electricity system (SEN) are illustrated in Figure 4.2. The result is the total amount of electricity produced by the two engines in December 2018, which was 1169,047 MWh, and the amount of electricity delivered to SEN in December 2018 was 1093,212 MWh.

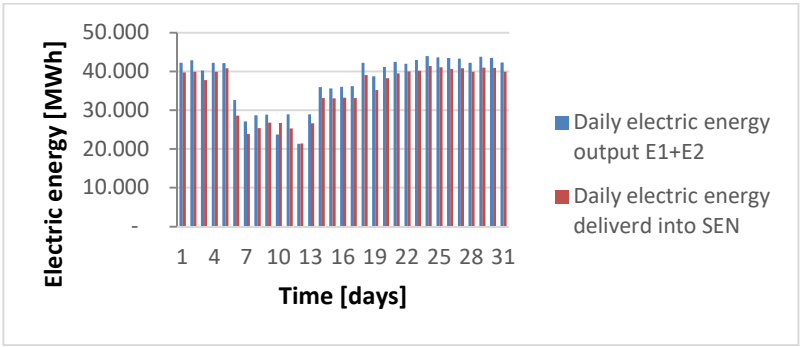

Figure 4.2 - Electricity produced and delivered in SEN - December 2018.

The electricity supplied to SEN was established on the basis of the electricity meters used for settlement, installed at the limit of separation with the network operated by the district electricity distribution - DELGAZ GRID SA (former E-ON Moldova).

This consumption was ensured by the production of cogeneration engines during their operation (day) and during the night, when the engines are stationary, the internal consumption of the biogas plant is ensured by SEN. The amount of energy purchased from SEN for the partial insurance of domestic consumption in December 2018 was 13.94 MWh. The average daily domestic consumption was 2,374 MWh / day. The analysis of biogas consumption at the central level concludes that the total biogas consumption in December 2018 was 2826.01 MWh of fuel. The normalized consumption (according to the technical specifications of the manufacturer - GE Jenbacer) for December 2018 was 2774.96 MWh. There is an excess of standard fuel consumption of 1.81%, which is in accordance with the engine manufacturer's requirements. The electricity production of the cogeneration plant and the total biogas consumption are shown in Figure 4.3.

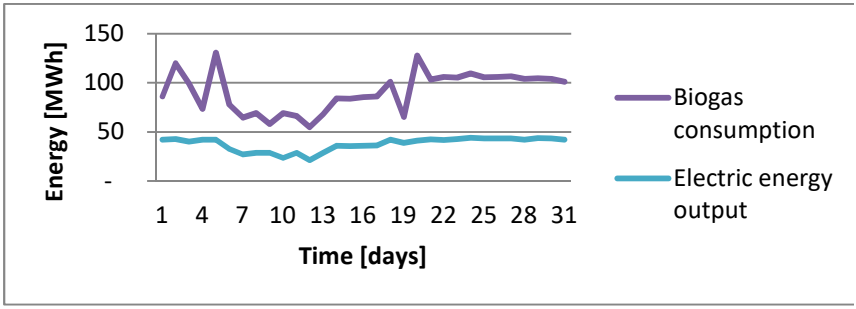

Figure 4.3 - Biogas consumption and electricity production - December 2018

Figure 4.4 shows the total daily electricity production and domestic consumption of the station in December 2018, where: the total amount of electricity produced by the two engines in December 2018 is 1169.047 MWh; the amount of electricity needed to cover domestic consumption in December 2018 was 73,601 MWh; the average quantities of electricity produced and consumed daily were: for electricity produced - 37,711 MWh / day, and for electricity consumed for domestic services - 2,374 MWh / day.

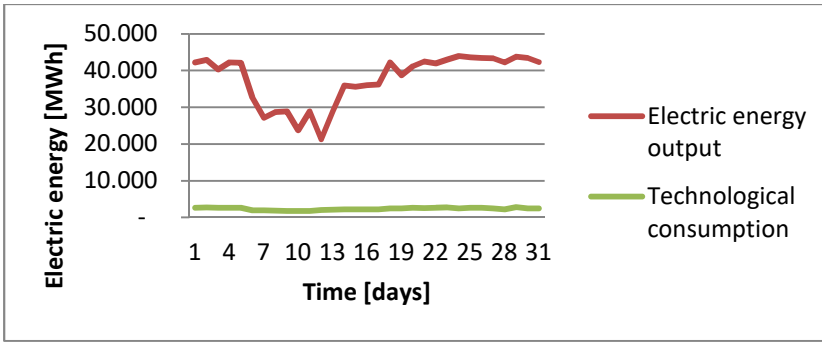

Figure 4.4 - Technological electricity consumption and electricity production - December 2018

From the above it can be seen that the share of domestic consumption in total electricity production is 6.3%. This domestic consumption is normal, given the cumulation of domestic services for the cogeneration plant and the biogas plant.

Based on the values shown in Figure 4.3 and Figure 4.4, the dependence between the electricity produced by the cogeneration plant and the amount of biogas consumed, shown in Figure 4.5, can be obtained. This dependence even represents the total efficiency of the cogeneration plant defined as

$$\eta = E_{ouput}/B_{cons} \quad (4.1)$$

where E_{output} means electricity measured in MWh, and B_{cons} means biogas consumption measured in MWh.

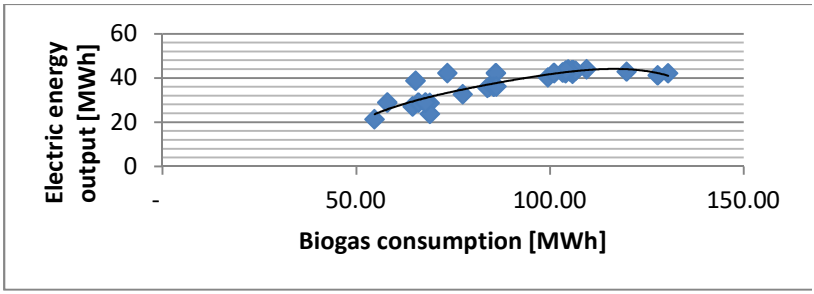

Figure 4.5 - Dependence of electricity production on biogas consumption

To better understand the output-input behavior of the cogeneration plant, a numerical model was developed using Matlab software. The total efficiency function E_{output} (B_{cons}) is obtained by the polynomial regression function using the "cftool" function. The polynomial functions obtained, from order 1 to order 7, are described in Table 4.1.

Table 4.1- Polynomial functions from order 1 to order 7 [12]

Function	Order
Poly1= $-0.1639x + 431.2$	Linear
Poly2= $-0.01934x^2 - 0.1627x + 431.3$	2 (Quadratic)
Poly3= $-0.000004x^3 + 0.006x^2 + 0.19666x + 2.1776$	3 (Cubic)
Poly4= $0.009054x^4 - 0.003995x^3 - 0.06216x^2 - 0.1563x + 431.3$	4
Poly5= $-0.0001467x^5 + 0.009238x^4 - 0.00299x^3 - 0.06282x^2 - 0.1575x + 431.3$	5
Poly6= $-0.001076x^6 + 0.001189x^5 + 0.01894x^4 - 0.009659x^3 - 0.08219x^2 - 0.1521x + 431.3$	6
Poly7= $-0.002933x^7 + 0.002332x^6 + 0.03374x^5 - 0.0066x^4 - 0.1038x^3 - 0.04506x^2 - 0.09102x + 431.3$	7

The next step of the numerical approximation is the evaluation of the waveform for each polynomial function generated. This is done by calculating the statistical parameters, shown in Table 4.2, for each polynomial function, choosing a 95% confidence interval.

Table 4.2 - Statistical parameters of the approximation model

Order of polynomial approximation	SSE	R-square	RMSE	Adjusted r-square
Linear	146.3208	0.141817	0.403435	0.140863
2 (quadratic)	145.7801	0.144989	0.402913	0.143085

3 (Cubic)	144.4425	0.152834	0.402181	0.146193
4	145.0744	0.149128	0.402385	0.145329
5	145.074	0.14913	0.402609	0.144376
6	145.0336	0.149367	0.402778	0.143658
7	1445.7455	0.145192	0.403089	0.142333

In this case, the polynomial function most accurate is the one of order 3:

$$E_{outup} = -4E\text{-}06B_{cons}^{3} + 0.006\ B_{cons}^{2} + 0.1966\ B_{cons} + 2.1776 \quad (4.2)$$

Due to the fact that the accuracy of an approximation function improves as the value of R2 approaches 1, and in our case (R2 = 0.152834) this is far from the optimal value, we looked for other ways to optimize the cogeneration plant. Realizing that the biogas according to which the approximation was tried is itself a product of the station belonging to the cogeneration plant, a product over which the operator has very little control, to optimize the operation of the plant we tried other possibilities to approximate the energy produced depending on the matter. premium purchased and used.

4.6. Modeling and optimization according to the amount of biomass

The analysis of biomass consumption was made for the last 3 years for which there were complete data, ie for each month of 2016, 2017, 2018. In fig. 3.10, are presented the electricity produced in the cogeneration plant and the biomass consumed for its production in the period 2016-2018.

The PyCHARM Community 2019.1 program was used to determine an exact mathematical relationship between energy produced and biomass consumption [13-16].

Using the data collected in the last 3 years, which are reproduced in Figs. 3.10 and using the source code developed for their interpretation, presented in Annex 2, we obtain the mathematical dependence presented in Fig. 4.6. The best estimate between the real and numerical model of biomass consumption and the electricity generated by the boiler means the 6th polynomial function, which implies a large square error with R2 = 0.3705, far from the ideal value R2 = 1. O value of 0.3705

means that 37.05% of the variant of the dependent variable is explained by the independent variables. This result is not at all satisfactory, therefore another approximation method is proposed in the next approximation step.

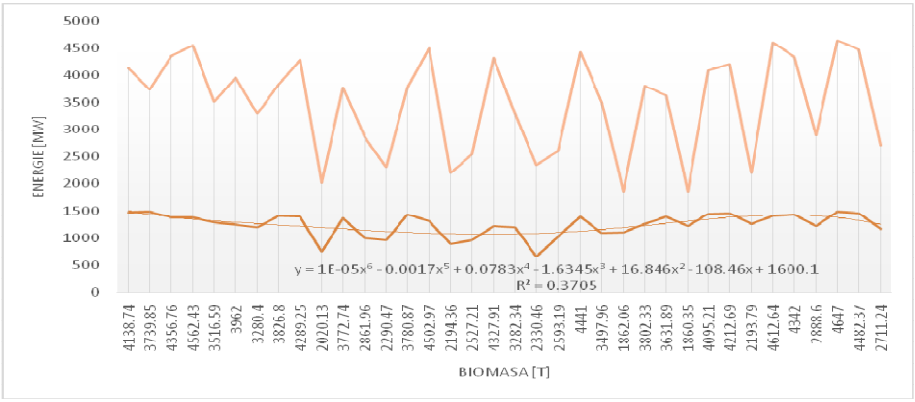

Figure 4.6 - Mathematical dependence between biomass consumption and electricity produced [12]

The values expressed in Chapter 3 were ordered in ascending order of the amount of biomass used, obtaining the results shown in Figure 4.7. Obviously this method is closely related to the measured data and expresses the most real dependence between the same amounts of biomass and approximately equal values of energy production over time in different years.

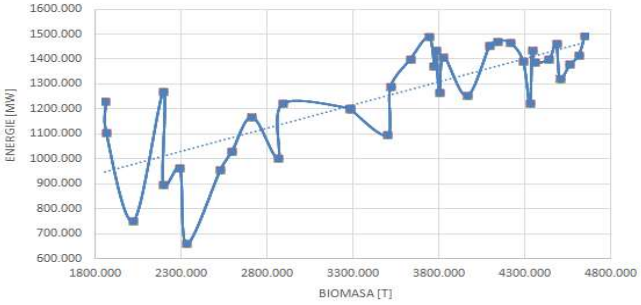

Figure 4.7 - Consumption of biomass used as an increasing function of the amount of energy produced [12]

For the data ordered in this way, the polynomial interpolation algorithm was applied again and thus the functions described in Table 4.3 were obtained.

Table 4.3 - Polynomial functions of order 1-7 for the whole period [12]

Function	Order	R-squared
Poly1= 1.85848846e-01 x + 6.01263566e+02	Linear	0.609088
Poly2= -7.81036098e-07 x2 –1.90987836e-01 x + 5.93453022e+02	2 (Quadratic)	0.609093
Poly3= -1.22015302e-07 x3 + 1.20559189e-03x2 - 3.62432369e+00 x + 4.41962328e+03	3 (Cubic)	0.680802
Poly4= 9.59815069e-11 x4 -1.36886571e-06 x3 + 7.09873315e-03 x2 -1.55981997e+01 x + 1.32281433e+04	4	0.702815
Poly5= -3.84030123e-14 x5 + 7.23902917e-10 x4 - 5.38408609e-06 x3 +1.96244822e-02 x2 - 3.46255872e+01 x + 2.44736876e+04	5	0.704774
Poly6= 1.96681000e-16 x6 -3.89032294e-12 x5 + 3.15780296e-08 x4 -1.34613947e-04 x3 +3.17810879e-01 x2 -3.93711531e+0 x +2.00689125e+05	6	0.725300
Poly7= 2.55420776e-20 x7 -3.88836946e-16 x6 + 1.77665792e-12 x5 + 1.58320012e-09 x4 - 4.09192841e-05 x3 + 1.45205093e-01 x2 - 2.20174570e+02 x +1.27266003e+05	7	0.725451

Since the difference between R2 for degree 7 and degree 6 functions is very small, and the complexity of degree 7 increases significantly compared to degree 6, degree 6 of the polynomial function is considered the most appropriate for the approximation in question.

$$E_{output} = 1.96681000e\text{-}16\ B_{cons}^{6} - 3.89032294e\text{-}12\ B_{cons}^{5} + 3.15780296e\text{-}08\ B_{cons}^{4} - 1.34613947e\text{-}04\ B_{cons}^{3} + 3.17810879e\text{-}01\ B_{cons}^{2} - 3.93711531e{+}0\ B_{cons} + 2.00689125e{+}05 \quad (4.3)$$

where E_{ouput} means the electric energy output measured in MWh, and B_{cons} means the biogas consumption measured in tonnes [t].

In order to increase the accuracy of the polynomial approximation function, the year was divided into 4 quarters (quarters), each having 3 months: the quarter of January 1, February, March; quarter April 2, May, June; quarter July 3, August, September; quarter of October, November and December.

Applying the same interpolation algorithm, the results are expressed in Tables 4.4, 4.5, 4.6 and 4.7.

Table 4.4 - Polynomial functions of order 1-7 for quarter 1 [12].

Function	Order	R-squared
Poly1= 1.12075543e-01 x + 9.19075480e+02	Linear	0.233129
Poly2= -2.69026781e-04 x2 + 2.22399807e+00 x - 3.18388747e+03	2 (Quadratic)	0.430852
Poly3= 2.89179625e-07 x3 -3.66797890e-03 x2 +1.54532874e+01 x -2.02310326e+04	3 (Cubic)	0.459028
Poly4= -3.98546993e-10 x4 + 6.56590173e-06 x3 - 4.05668409e-02 x2 + 1.11405341e+02 x - 1.13346965e+05	4	0.464148
Poly5= -4.84476832e-12 x5 + 9.46516927e-08 x4 - 7.36808664e-04 x3 +2.85631735e+00 x2 - 5.51344208e+03 x + 4.24002845e+06	5	0.510650
Poly6= 7.52495742e-14 x6 -1.77959206e-09 x5 + 1.74908583e-05 x4 -9.14470812e-02 x3 +2.68228254e+02 x2 -4.18481000e+05 x +2.71306704e+08	6	0.871552
Poly7= -1.50655062e-16 x7 +4.23357875e-12 x6 - 5.08757280e-08 x5 + 3.38904630e-04 x4 - 1.35148952e+00 x3 + 3.22624323e+03 x2 - 4.26862749e+06 x +2.41470295e+09	7	0.908909

Table 4.5 - Polynomial functions of order 1-7 for quarter 2 [12]

Function	Order	R-squared
Poly1= 1.04864947e-01 x + 6.86345737e+02	Linear	0.033060
Poly2= -4.94649902e-04 x^2 + 3.98798121e+00 x - 6.85762521e+03	2 (Quadratic)	0.141336

Poly3= 1.64966240e-06 x^3-1.98844099e-02 x^2 +7.94561656e+01 x -1.04105260e+05	3 (Cubic)	0.289858
Poly4= 2.35707483e-10 x^4-2.06249801e-06 x^3+1.93820590e-03 x^2 + 2.27084859e+01 x -4.90349103e+04	4	0.290148
Poly5= 4.13917164e-11 x^5-8.11834613e-07 x^4+ 6.34902535e-03 x^3-2.47478540e+01 x^2-4.80791012e+04 x -3.72424916e+07	5	0.839966
Poly6= -8.84702678e-14 x^6+2.12794662e-09 x^5-2.12644030e-05 x^4+1.12996301e-01 x^3-3.36743325e+02 x^2+ 5.33601456e+05 x - 3.51230452e+08	6	0.920772
Poly7= -4.92798532e-16 x^7 + 1.35135852e-11 x^6-1.58467412e-07x^5 + 1.03009247e-03 x^4-4.00865121e+00 x^3 + 9.33903799e+03 x^2-1.20603765e+07x + 6.65990152e+09	7	0.985518

Table 4.6 - Polynomial functions of order 1-7 for quarter 3 [12]

Function	Order	R-squared
Poly1= 1.04864947e-01 x + 6.86345737e+02	Linear	0.033060
Poly2= -4.94649902e-04 x2 + 3.98798121e+00 x - 6.85762521e+03	2 (Quadratic)	0.141336
Poly3= 1.64966240e-06 x3 -1.98844099e-02 x2 +7.94561656e+01 x -1.04105260e+05	3 (Cubic)	0.289858
Poly4= 2.35707483e-10 x4 -2.06249801e-06 x3 +1.93820590e-03 x2 + 2.27084859e+01 x -4.90349103e+04	4	0.290148
Poly5= 4.13917164e-11 x5 -8.11834613e-07 x4 + 6.34902535e-03 x3 -2.47478540e+01 x2 -4.80791012e+04 x - 3.72424916e+07	5	0.839966
Poly6= -8.84702678e-14 x6 +2.12794662e-09 x5 - 2.12644030e-05 x4 +1.12996301e-01 x3 -3.36743325e+02 x2 + 5.33601456e+05 x -3.51230452e+08	6	0.920772
Poly7= -4.92798532e-16 x7 + 1.35135852e-11 x6 - 1.58467412e-07x5 + 1.03009247e-03 x4 -4.00865121e+00 x3 + 9.33903799e+03 x2 -1.20603765e+07x + 6.65990152e+09	7	0.985518

Table 4.7 - Polynomial functions of order 1-7 for quarter 4 [12]

Function	Order	R-squared
Poly1= -1.11805977e-01 x + 2.09514429e+03	Linear	0.264080
Poly2= -1.35895524e-04 x2 + 1.57181579e+00 x -	2	0.441242

3.07406111e+03	(Quadratic)	
Poly3= -3.87098904e-07 x3 - 7.08583488e-03 x2 - 4.30319357e+01x - 8.80734824e+04	3 (Cubic)	0.648110
Poly4= 1.15779208e-09 x4 -2.96663653e-05 x3 + 2.83594873e-01 x2 -1.19845618e+03 x + 1.88996527e+06	4	0.711585
Poly5= 1.22634900e-11 x5 -3.92436923e-07x4 + 5.00946478e-03 x3 -3.18803944e+01 x2 + 1.01133033e+05 x -1.27908657e+08	5	0.921211
Poly6= -2.76903094e-14 x6 + 1.07872125e-09x5 - 1.74743062e-05 x4 + 1.50648448e-01x3 -7.28915930e+02 x2 + 1.87654693e+06 x -2.00788593e+09	6	0.970026
Poly7= 1.47032333e-16 x7 -6.64575860e-12 x6 + 1.28566988e-07 x5 -1.37990047e-03 x4 -8.87353583e+00 x3 -3.41859071e+04 x2 -7.30538241e+07 x - 6.67950423e+10	7	0.974018

4.7. Modeling and optimization according to the primary energy contained in the raw material

When purchasing the raw material needed for biogas production, analyzes are performed to determine the calorific value of each type of fuel [17-21]. The mathematical relationship for determining the energy contained in the raw material is as follows:

$$E_{\text{total raw material}} = \text{Calorific power}_{\text{raw material 1}} * \text{Quantity}_{\text{raw material 1}} + \text{Calorific power}_{\text{raw material 2}} * \text{Quantity}_{\text{raw material 2}} \quad (4.4)$$

For example, in May 2018, the calorific value for forged corn was, according to the analysis bulletin, 3,232 MWh / t and for rye noodles 0.099 MWh/t.

$$E_{total\ raw\ material} = 3.232 MWh/t * 3399.172t + 0.099 MWh/t * 1103.9t = 11095.40 MWh \quad (4.4)$$

With this in mind, the total energy from the raw materials used in the three years of study in the biomass cogeneration plant is presented in Chapter 3.

To determine a mathematical link between the electricity produced by the cogeneration plant and the energy contained in the raw material, we developed a similar source code and used the same PyCHARM Community 2019.1 software.

The mathematical functions obtained in this way appear successively in Tables 4.8-4.11.

Table 4.8 - Polynomial functions of order 1-6 for the whole period [22]

Function	Order	R-squared
Poly1= -9.3135x + 6505.1	1	0.0012
Poly2= -6.0755x2 + 215.48x + 5081.4	2	0.0437
Poly3= 0.0985x3 - 11.544x2 + 297.53x + 4811.3	3	0.0446
Poly4= -0.097x4 + 7.2766x3 - 183.89x2 + 1760.8x + 1771.8	4	0.1175
Poly5= -0.0149x5 + 1.2819x4 - 38.407x3 + 463.76x2 - 1857.8x + 7091.7	5	0.2556
Poly6= 0.003x6 - 0.3513x5 + 15.51x4 - 323.85x3 + 3202.8x2 - 12879x + 19478	6	0.7081

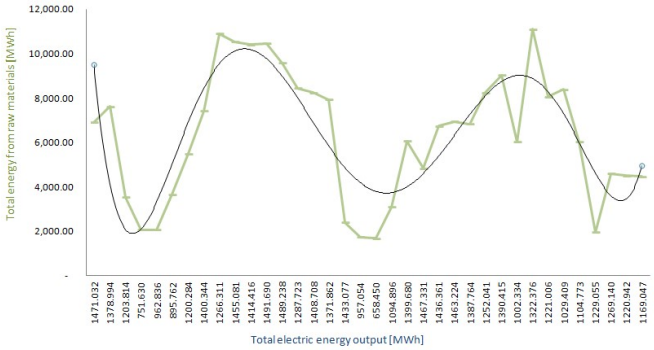

Figure 4.18 - Function Chart for 2016-2018 [22]

Table 4.9 - Polynomial functions of order 1-6 for 2016 [22]

Function	Order	R-squared
Poly1= 611.51x + 2783.9	1	0.4275
Poly2= 150.83x2 - 1349.3x + 7359.1	2	0.6702
Poly3= -48.419x3 + 1095x2 - 6457.5x + 13968	3	0.8873
Poly4= -6.4049x4 + 118.11x3 - 336.96x2 - 1913.7x + 9971.7	4	0.9181
Poly5= 3.2044x5 - 110.55x4 + 1350x3 - 6759x2 + 12115x + 529.48	5	0.9762

Poly6= -0.2293x6 + 12.148x5 - 245.44x4 + 2337.9x3 - 10365x2 + 18094x - 2787.9	6	0.9782

Table 4.10 - Polynomial functions of order 1-6 for 2017 [22]

Function	Order	R-squared
Poly1= -264.96x + 7361.3	1	0.1152
Poly2= 196.03x2 - 2813.3x + 13307	2	0.7035
Poly3= 3.1389x3 + 134.82x2 - 2482.2x + 12879	3	0.7048
Poly4= -11.532x4 + 302.98x3 - 2443.5x2 + 5699.1x + 5682.9	4	0.8485
Poly5= 0.5381x5 - 29.021x4 + 509.86x3 - 3521.9x2 + 8054.9x + 4097.3	5	0.8508
Poly6= 1.08x6 - 41.581x5 + 606.2x4 - 4142.4x3 + 13461x2 - 20103x + 19720	6	0.9151

Table 4.11 - Polynomial functions of order 1-6 for 2018 [22]

Function	Order	R-squared
Poly1= -440.37x + 9463.1	Linear	0.3994
Poly2= -63.502x2 + 385.16x + 7536.8	2	0.4769
Poly3= 28.904x3 - 627.14x2 + 3434.6x + 3591.4	3	0.6163
Poly4= 5.149x4 - 104.97x3 + 524.04x2 - 218.3x + 6804.4	4	0.6522
Poly5= -1.0061x5 + 37.847x4 - 491.76x3 + 2540.4x2 - 4622.9x + 9769	5	0.6625
Poly6= -1.2356x6 + 47.181x5 - 688.88x4 + 4830.7x3 - 16889x2 + 27592x - 8103.9	6	0.7682

Comparing the functions obtained for each year studied separately, with the data highlighted in Figure 3.11, we can see an increased predictability for 2016 (error of about 3%) and 2017 (error of about 9%). For 2018, the approximation error increases to 20%, which is most likely due to the different and quite varied calorific values of the raw material used.

4.8. Cost benefit analysis

4.3.5 Identifying the investment and defining the objectives

The company that owns the studied cogeneration plant has as main activity the production and sale of electricity produced from renewable sources.

The main objective of the investment is to produce and sell electricity through the use of renewable resources - biomass and access to the support scheme for the production of electricity from renewable sources.

4.3.6 Reference period

The reference period chosen for the presentation of the cost-benefit analysis is 15 years, this being the duration of granting the support scheme for the production of electricity from renewable sources according to the provisions of Law 220/2008 with subsequent amendments and completions.

4.3.7 Financial analysis

The financial analysis of the project refers to the calculation of the financial performance indicators: cash flow, net discount value, internal rate of return, cost-benefit ratio, return on investment [23-27].

The objective of the financial analysis is to calculate the performance and financial sustainability of the proposed investment. The main purpose is to estimate a cash flow over the entire analysis period that would make it possible to determine performance indicators.

4.3.7.1 Assumptions of the financial analysis

The financial analysis is performed for a period of 15 years, this period was chosen as a result of the provisions of Law 220/2008 regarding the promotion of electricity production from renewable sources.

4.3.7.2 Estimation of income

The company's revenues are obtained from the sale of electricity delivered to SEN and from the sale of green certificates from which the producer benefits according to the support scheme specified in Law 220/2008 with subsequent additions and amendments to establish the system to promote energy production from renewable energy sources [28 -30].

4.3.7.3 OPEX Estimation

Annual operating costs (OPEX) include raw material costs, operating and maintenance costs (O&M), personnel, and insurance costs [31-33].

The calculation assumptions for determining the amount of biomass required annually are presented in Table 4.12

Table 4.12 - Calculation hypotheses

Safety factor	3%
Electrical efficiency of cogeneration modules	42.20%
Number of operating hours biogas station per year	8,200
Annual required amount of fuel (primary energy) [kW]	39,681,523
Annual required amount of raw material (biomass) [t]	40,200

4.3.7.4 The results of the economic-financial analysis

The economic-financial analysis is performed by the cost-benefit method, with the determination of the following financial statements underlying the calculation of efficiency indicators:

- Profit and loss account;
- Cash flow;
- The situation of the patrimony.

Profit and loss account

Profit and loss account - indicates the annual net result (profit or loss) obtained from the activity.

Cash flow

Cash flow [34,35] - demonstrates the ability of the project to meet the cost of financing, namely loan repayment and interest payment for bank loans, and the payment of dividends for the capital of the partners.

The situation of the patrimony

Patrimony situation - shows the position and financial soundness of the project in each year of operation.

Table 4.19 shows the project performance indicators

Performance indicator	
Updated Net Income (NAV) - Euro (10% rate of return)	1 304 077
Return on Investment Rate (ROCE) -%	19,33%
Investment Recovery Duration (RT) - years	6,3
Internal rate of return (IRR)	13,07%

4.3.8 Risk analysis

The risk analysis [36,37] of the project aims to establish the probable distribution of the value of the project performance indicators. The influences of the variation of raw material prices and green certificates were determined. These can be seen in Table 4.21.

Based on the above, the following conclusions can be drawn:

No.	**Identified risk**	**Conclusions/ Mitigation measures**
1	The risk of trading green certificates at lower than estimated	Currently there is a high degree of legislative instability, with the possibility of reducing the minimum trading level of green certificates.

	prices Increased income risk	Reduction / elimination measures: Permanent monitoring of the internal CV market and the external CV market, in order to opt for the best sales option
2.	The risk of purchasing the raw material - fodder corn, at prices below the estimated ones Medium cost risk	The price of cereals cannot be accurately predicted, as it is dependent on weather conditions and legislative provisions on agricultural subsidies. Reduction / elimination measures: In order to reduce this risk, long-term (more than 5 years) raw material procurement contracts will be concluded with agricultural holdings with large arable areas and preferably located in several geographical regions.
3.	The risk of reducing the selling price of electricity Medium income risk	Total market liberalization, legislative instability and increasing production of electricity produced from renewable sources at low cost prices. Reduction / elimination measures: Monitoring all electricity markets and choosing the optimal marketing option

Chapter 5. Conclusions. Original contributions. Future directions of research

Conclusions

The efficiency of cogeneration plants is evidenced by the fact that the commissioning of this type of plant has increased steadily in recent years and this growth is expected to remain constant in the next period, at least until 2030. Romania also has a high potential for the installation of cogeneration plants, both in the industrial and residential sectors, which is why ANRE has put in place a support scheme to encourage the use of this technology [98]. A cogeneration plant increases the efficiency of electricity / heat production to almost 80%, while in a conventional plant this efficiency is 20-30%.

By using cogeneration plants on a large scale, considerable primary energy savings can be achieved.

By reducing the consumption of energy resources, the establishment of new cogeneration plants also participates in the protection of the environment, an issue that is becoming more and more hot nowadays.

The plant studied in this case uses biomass as a raw material, thus contributing to the sustainable development of the area where it is located and to the protection of the environment.

Also, the cogeneration plant presented is very efficient from the point of view of the necessary human resources, requiring only 9 employees for its operation.

In the operation of the plant the most complicated problem is the storage of biomass and the operation of the biogas production station, the necessary infrastructure being expensive and complicated.

To further contribute to the protection of the environment, the biofertilizer resulting from the biogas production process is used as a fertilizer in agriculture.

The biomass used is of several types: energy crops - fodder maize and various types of waste obtained from the processing of waste from agriculture and related industries.

The operating parameters of the cogeneration plant are highly efficient but we cannot talk about it, because the thermal energy produced by the cogeneration

engines is used in a proportion of less than 10%, only in the biogas production station, to ensure the optimal temperature in the digesters. biomass fermentation.

For technical and economic reasons, it was decided to operate the cogeneration engines during peak hours, 16 hours a day, between 7.00 and 23.00, because in the current conditions of the energy market the price of electricity during the night is lower than the cost of the raw material, so the operation of heat engines during the night is not justified. The biogas production station operates non-stop, the biogas produced during the night being stored in a tank, and will be consumed during the day together with the biogas production during the day from the fermenters. Of the total electricity production of the plant, approximately 93% is delivered in SEN, 6% is its own technological consumption, and 1% are network losses. Of the thermal energy produced, only about 7% is used for own consumption, the difference not being used.

Cogeneration engines operate at the parameters specified by the manufacturer, the deviations from them being on average 3% per year [99].

The amount of raw material used differs from month to month, depending on the type of biomass used and its calorific value.

The yields of cogeneration engines for the 3 years studied were constantly over 80%.

Trying to model and optimize electricity production according to the amount of biomass used, we notice that doing this for a period of 1 year, we get errors of up to 30%, but if we reduce the period to a quarter (3 months) errors they decrease considerably, varying between 2% and 10%.

The modeling and optimization of electricity production according to the primary energy contained in the raw material is much more accurate, the errors obtained at intervals of 1 calendar year being in the best case of 2% and in the worst case of 30% [100].

Such a cogeneration plant can be profitable even without the sale of thermal energy, although this considerably decreases its profitability and greatly increases its return on investment.

Out of a total of 16 years of the life of such a plant, the investment costs begin after about 10 years.

The specific investment for such a project is approximately 2 million Euro / MWhel.

An important part of the revenues of such a plant is the sale of green certificates, without which such an investment would not be financially profitable.

The price of green certificates and the price of raw materials have a significant impact on the profitability of such a project.

The risk analysis for such a cogeneration plant showed that there is currently a high degree of legislative instability, with the possibility of reducing the minimum trading level of green certificates.

The price of cereals cannot be accurately predicted, as it is dependent on weather conditions and legislation on agricultural subsidies.

Original contributions

In this paper, the operating parameters of the first cogeneration plant operating on biomass in Romania were analyzed and their modeling and optimization were performed, in close connection with the consumption of raw material. As raw material costs represent approximately 60% of the total operating costs of such a plant, they significantly influence the efficient operation of the plant.

In order to optimize these costs, a prediction of biomass consumption was followed in order to avoid its excessive purchase or degradation of its quality during storage for a longer period of time.

The original contributions from this doctoral thesis are the following:

- Detailed description of the technological structure and operation of the cogeneration plant, made in chapters 1 and 2.
- Identifying the electrical parameters of the plant and performing complete sets of measurements during three years 2016-2018, presented in Chapter 3.
- Mathematical modeling, using the MathLab programming environment, of biomass consumption to allow a more accurate forecast of the amount of biomass to be used in the plant made in Chapter 4.
- Mathematical modeling, using the MathLab and PyCHARM Community programming environment, of electricity production according to the amount of biomass used, which led to an approximation with an error of 2% of production over a period of 3 months (Chapter 4).
- Mathematical modeling, using the MathLab and PyCHARM Community programming environment, of electricity production according to the amount of energy (calorific value) contained in the raw material. These approximation functions increase the period for which the prediction can be made to 1 year and introduce an error of only 3% for this time interval (Chapter 4).

- The cost-benefit analysis of this plant which is based on a series of mathematical predictions regarding the profitability of such an investment. This analysis is presented in Chapter 4 and covers a period of 16 years which represents the lifespan of cogeneration engines.

Future research directions

In the future, it is interesting to investigate how such a biomass cogeneration plant can be used, in addition to the production of electricity and heat, and as a recovery plant for the treatment and disposal of non-hazardous waste.

Thus, the biogas plant of such a plant can provide support for the recovery of animal and plant waste in order to recover energy from renewable resources, resulting in the production of green energy.

The main wastes that can be introduced for processing / recovery will be agricultural waste, energy crops and mixed with waste of organic animal nature, food and not intended for human consumption, thus through a traceable process of directed anaerobic fermentation, carried out in the production facility of biogas, will result in a gaseous compound consisting mainly of methane and carbon dioxide.

This can have a considerable financial impact on such a cogeneration plant, due to the fact that it reduces the amount of raw material purchased, while also receiving a sum of money for certain waste that will be taken over and used to produce electricity and heat, following to be subsequently converted into agricultural fertilizer.

It will be interesting to investigate how this use of non-hazardous waste affects and shapes the parameters of such a cogeneration plant.

Chapter 6. Selective bibliography

[1] IEA (CHP/DHC Country Scorecards)

[2] A. Enescu – Raport de cercetare doctorală nr. 1

[3] A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, Case study – Cogeneration plant on biomass, Proc. of IEEE-ECAI, 2018

[4] H Mæng, H Lund, F Hvelplund - Biogas plants in Denmark: technological and economic developments, Elsevier 1999

[5] M Samer - Biogas plant constructions, books.google.com 2012

[6] JMS 420 GS-N.L Thencical Specification

[7] https://www.clarke-energy.com/gas-engines/diane/

[8] **A. Enescu – Raport de cercetare doctorală nr. 2**

[9] B.A. McCarl, D.M. Adams, R.J. Alig and J.T.Chmelik "Competitiveness of biomass-fueled electrical power plants", Annals of Operations Ressearch, Volume 94, pp.37-55, January 2000

[10] P. McKendry "Energy production from biomass (part1): overview of biomass" , Elsevier, Volume 83, pp 37-46, May 2002

[11] M. Hoogwijk "Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy", Elsevier, volume 25, pp 119-133, August 2003

[12] H. Andrei, A. Enescu, E. Diaconu, V. Ion, I. Udroiu - Data Acquisition and Modeling of Cogeneration Power Plant Parameters, Proc. of IEEE-ATEE, 2019.

[13] Q. Hu, L. Ma, J. Zhao, "DeepGraph: A Pycharm Tool for Visualizing and Understanding Deep Learning Models", Asia-Pacific Software Engineering Conference (APSEC), 2018.

[14] T. E. Opiphant, "Python for Scientific Computing", Computing in Science & Engineering, Volume 9, May 2007

[15] **A. Enescu – Raport de cercetare doctorală nr. 3**

[16] Q. N. Islam, "Mastering Pycharm", 2015

[17] P. Weiland, “Biogas production: current state and perspectives”, Springer, Applied Microbiology and Biotechnology, Volume 85, Issue 4, January 2010, pp. 849-860

[18] D. Fozet et al., “Life cycle, PESTLE and Multi-Criteria Decision Analysis of CCS process alternatives”, Elsevier, Journal of Cleaner Production, Volume 147, March 2017, pp. 75-85

[19] A. Stoppato, A. Benato, N. Destro, A. Mirandola, “A model for optimal desing and management of a cogeneration system with energy storage”, Elsevier, Energy and Buildings, Volume 124, July 2016, pp. 241-247

[20] S. Lynch, “Dynamical Systems with Applications using MATLAB”, Birkhäuser,2004

[21] A.J.M. Ferreira, “MATLAB Codes for Finite Element Analysis”, Springer,2009.

[22] A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, V. Ion - Analysis and Modeling of Biomass Plant Energy Efficieny, Proc. of IEEE – ISEEE, 2019.

[23] AH Azit, KM Nor - Optimal sizing for a gas-fired grid-connected cogeneration system planning, IEEE Transactions on Energy Conversion, 2009

[24] K Alanne, N Söderholm, K Sirén - Techno-economic assessment and optimization of Stirling engine micro-cogeneration systems in residential buildings, Elsevier 2010

[25] O Tang, B Mohanty - Industrial energy efficiency improvement through cogeneration: A case study of the textile industry in Thailand, Elsevier 1996

[26] R Noland, R Wills, RM Wirtshafter - Advantages of automated spreadsheet for cogeneration financial analysis, researchwithrutgers.com 1992

[27] AC Ferreira, ML Nunes, LB Martins - Technical-economic evaluation of a cogeneration unit considering carbon emission savings, Internatinal journal of Susteinable Energy Planning and Management, 2014

[28] AS Szklo, JB Soares, MT Tolmasquim - Economic potential of natural gas-fired cogeneration—analysis of Brazil's chemical industry, Elsevier 2013

[29] JJ Nainiger, RK Burns, AJ Easley - Performance and operational economics estimates for a coal gasification combined-cycle cogeneration powerplant, ntrs.nasa.gov, 1982

[30] A Deshpande, G Anitescu, PA Rice - Supercritical biodiesel production and power cogeneration: technical and economic feasibilities, Elsevier 2010

[31] MHK Manesh, SK Abadi, M Amidpour - A new targeting method for estimation of cogeneration potential and total annualized cost in process industries, Elsevier 2013

[32] M Shwartz, DW Young, R Siegrist - The ratio of costs to charges: how good a basis for estimating costs?, Inquiry, 1995 - JSTOR

[33] U Narain, S Margulis, T Essam - Estimating costs of adaptation to climate change, Taylor & Francis 2011

[34] MV Biezma, JR San Cristobal - Investment criteria for the selection of cogeneration plants—a state of the art review, Elsevier 2006

[35] S Richardson - Over-investment of free cash flow, Springer 2006

[36] T Aven - Risk analysis, books.google.com, 2015

[37] A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, N. Angelescu - Financial and technical forecast analysis of a cogeneration biomas plant – Case study in Romania, Proc. of IEEE-ECAI 2020

SCIENTIFIC PUBLICATIONS

1. A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, „Case study – Cogeneration plant on biomass”, 2018 10th Edition, Electronics, Computers and Artificial Intelligence, 28 June – 30 June
2. Andrei, H., Ion, V., Diaconu, E., Enescu, A., Udroiu, I., Energy consumption analysis of security systems for a residential consumer, IEEE-Advanced Topics in Electrical Engineering - ATEE, 28-30 May, 2019, Bucharest, Romania, ISBN 978-1-7281-0101-9, DOI: 10.1109/ATEE.2019.8725002
3. Andrei, H., Enescu, A., Diaconu, E., Ion, V., Udroiu, I., Data acquisition and modelling of cogeneration power plant parameters, IEEE-Advanced Topics in Electrical Engineering - ATEE, 28-30 May, 2019, Bucharest, Romania, ISBN 978-1-7281-0101-9, DOI: 10.1109/ATEE.2019.8724738
4. Enescu, A., Diaconu, E., “Cogeneration Plant on Biomass-Case Study”, The Scientific Bulletin of Electrical Engineering Faculty, 2018, no. 2, pp. 7-11, ISSN(Online) 2286-2455
5. Enescu, A., Andrei, H., Diaconu, E., Ion, V., „Numerical method for modelinf the input –output characteristic in a cogeneration power plant”, 2019 11th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), 27-29 June 2019, Pitesti, Romania,ISBN 978-1-7281-1625-9, DOI: 10.1109/ECAI46879.2019.9042095
6. A. Enescu, H. Andrei, E. Diaconu, V. Ion - Analysis and Modeling of Biomass Plant Energy Efficieny – ISEEE 2019
7. E. Diaconu, A. Enescu, H. Andrei, S. Deleanu - Numerical Approaches of Biomass Plants Efficiency, Springer, currently being published

Curriculum vitae Europass

Personal information

First name(s)/Surname(s)	**ENESCU Radu Alexandru**
Address	3 Matei Basarab street, Târgovişte, Dâmboviţa County, Romania
Telephone	0040 723 541 355
Fax(es)	-
E-mail	Enescu_alex17@yahoo.com
Nationality	Romanian
Date of birth	25.07.1984
Gender	Male

Work experience

Dates	2011-present
Occupation or position held	Administrator
Main activities and responsibilities	• Establishing contacts with customers • Negotiating contracts • Identifying and establishing customized solutions for each project, including engineering activities and technical consulting • Company administration • Business development and marketing
Name and address of employer	**SC ENALEX SOLUTIONS SRL**, I.L. Caragiale, 510 Braniste Street, Dâmboviţa County, Romania

Type of business or sector	Business consulting and management
Dates	2011-2013
Occupation or position held	Administrator of the National Register of Qualifications in Higher Education (RNCIS) within the project POSDRU /86/1.2/S/61152 "Development of the capacity to implement the qualifications system in higher education" co-financed by the European Social Fund, through the Sectoral Operational Program Human Resources Development 2007 -2013 and the Government of Romania
Main activities and responsibilities	- Development of database functionalities for RNCIS: - Realization of the new technical specifications for the new functionalities of RNCIS - Preparation of the specifications for the acquisition of RNCIS development services; - Organizing the tender for awarding the RNCIS upgrade contract, analyzing the bids and selecting the winner; - Creating an informational model for describing business processes and scenarios in order to obtain a portrait of the new functionalities of the RNCIS application; - Management of computer network and user accounts; - Ensuring the hardware and software maintenance necessary for the project;
Name and adress of employer	**National Authority for Qualifications** (NAQ), 1-3 Valter Maracineanu Square, Bucharest
Type of business or sector	Education and regulations in education
Dates	2009-2011
Occupation or position held	Administrator of the National Register of Qualifications in Higher Education (RNCIS) within the SOP project DRU / 2 / 1.2 / S / 2 "Development of an operational system of qualifications in higher education in Romania" co-financed by the European Social Fund, through the Sectoral Operational Program Human Resources Development 2007-2013 and the Government of Romania

Main activities and responsabilities	- Development of database functionalities for RNCIS: - Realization of the new technical specifications for the new functionalities of RNCIS - Preparation of the specifications for the acquisition of RNCIS development services; - Organizing the tender for awarding the RNCIS upgrade contract, analyzing the bids and selecting the winner; - Creating an informational model for describing business processes and scenarios in order to obtain a portrait of the new functionalities of the RNCIS application; - Management of computer network and user accounts; - Ensuring the hardware and software maintenance necessary for the project;
Name and adress of employer	National Agency for Qualifications in Higher Education and Partnership with the Economic and Social Environment– ACPART, 1 Schitu Măgureanu Street, Bucharest
Type of business or sector	Education

Dates	2006-2008
Occupation or position held	Expert reviewer
Main activities and responsibilities	- Specialized consultancy for attracting European funds - Consulting for trading and monitoring CO2 emissions; - Contacting and maintaining customer relations; - Elaboration of documents for tenders; - Organizing tenders and evaluating bids; - Internal quality and environment auditor according to ISO 9001 and 14001 - Responsible for the implementation and support of standards
Name and address of employer	**SC ENINVEST SA**, 1-3 Lacul Tei Street, Bucharest
Type of business or sector	Business consulting and management

Education and training

Dates	2018 - present
Title of qualification awarded	PhD in Electrical Engineering

Principal subjects/occupational skills covered	Teaching and research activities
Name and type of organization providing education and training	Valahia University of Târgovişte, School of Doctoral Studies
Level in national or international classification	PhD

Dates	2018-2019
Title of qualification awarded	Engineer
Principal subjects/occupational skills covered	Industrial Energy
Name and type of organization providing education and training	Valahia University of Târgovişte, Electrical Engineering Faculty – Electronics and Telecommunications Department
Level in national or international classification	ngineer

Dates	2016-2018
Title of qualification awarded	Master Engineer
Principal subjects/occupational skills covered	Audit of Energy Systems
Name and type of organization providing education and training	Valahia University of Târgovişte, Electrical Engineering Faculty – Automation Department
Level in national or international classification	Master Engineer

Dates	2009-2011
Title of qualification awarded	Master Engineer
Principal subjects/occupational skills covered	Aeronautical Management
Name and type of organization providing education and training	Politehnica University of Bucharest – Faculty on Aerospace Engineering

Level in national or international classification	Master Engineer
Dates	2003-2008
Title of qualification awarded	Engineer
Principal subjects/occupational skills covered	Aeronautical Engineering and Management
Name and type of organization providing education and training	Politehnica University of Bucharest – Faculty on Aerospace Engineering
Level in national or international classification	Engineer
Dates	2009
Title of qualification awarded	Oracle Database 10g: SQL Introduction
Principal subjects/occupational skills covered	SQL
Name and type of organization providing education and training	Oracle Academy
Level in national or international classification	-
Dates	2009
Title of qualification awarded	Oracle Database 10g: Database Administration Workshop I
Principal subjects/occupational skills covered	Oracle Database Administration
Name and type of organization providing education and training	Oracle Academy
Level in national or international classification	-

Social skills and competences	-
Organizational skills and competences	Ability to work in teams, administrative and management compentences
Technical skills and competences	-
Computer skills and competences	Excel, Word, PowerPoint, Oracle Database 10g, AutoCAD, MS Access, MathCAD, Primavera Project Planning
Artistic skills and competences	-
Other skills and competences	-
Driving license	B, since 2002
Additional information	