



FEZABILITATEA EDIFICĂRII UNEI CENTRALE DE COGENERARE PE BIOMASĂ, CICLU COMBINAT, CU GAZEIFICAREA INTEGRATĂ

ARION Valentin, GHERMAN Cristina, BOROSAN Constantin
Universitatea Tehnică a Moldovei

Rezumat: În lucrare este evaluată fezabilitatea edificării unei centrale de cogenerare 6 MW_e pe biomasă solidă, cu ciclul combinat și gazeificare integrată (BIGCC) în condițiile Republicii Moldova. Pentru centrala considerată a fost determinat prețul de cost al energiei electrice și termice produse, ulterior comparat cu tariful energiei din rețeaua publică. În plus, tehnologia BIGCC a fost comparată și cu o altă tehnologie atractivă - motorul cu ardere internă (MAI), alimentat cu singaz. Calculele efectuate pentru două scenarii demonstrează că tehnologia BIGCC poate concura atât cu rețeaua publică precum și cu MAI.

Cuvinte cheie: biomasă solidă, ciclul combinat, gazeificare integrată, singaz, cost nivelat al energiei.

FEASIBILITY OF CONSTRUCTION OF COGENERATION POWER PLANT BASED ON BIOMASS AND ON INTEGRATED GASIFICATION COMBINE CYCLE

ARION Valentin, GHERMAN Cristina, BOROSAN Constantin
Technical University of Moldova

Abstract. The paper assesses 6 MWe CHP plant feasibility, on solid biomass, combined cycle, with integrated gasification (BIGCC) under the conditions of the Republic of Moldova. For the considered power plant the cost of heat and electricity have been evaluated, which later on compared with power utility energy cost. In addition, BIGCC technology was compared with another attractive technology - the internal combustion engine (ICE), fed with syngas. Calculations done for two scenarios show that BIGCC power plant can compete both the power utility and ICE.

Keywords: solid biomass, combined cycle, integrated gasification, syngas, levelized cost of energy.

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ВОЗВЕДЕНИЯ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, С КОМБИНИРОВАННЫМ ЦИКЛОМ, С ИНТЕГРИРОВАННОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ, НА БИОМАССЕ

АРИОН В. Д., ГЕРМАН К. Г., БОРОСАН К. В.
Технический Университет Молдовы

Аннотация: В статье оценена возможность возведения когенерационной электростанции мощностью 6 МВт, с комбинированным циклом, с интегрированной газификацией биомассы (BIGCC), в условиях Республики Молдова. Для рассматриваемой электростанции был выполнен расчет себестоимости электрической и тепловой энергии, произведенной из твердой биомассы. Вдобавок, технология BIGCC была сравнена с другой привлекательной технологией - двигателем внутреннего сгорания (ДВС), на синтез-газе. Выполненные расчеты для двух сценариев показали, что технология BIGCC конкурирует как с публичной сетью, так и с двигателем внутреннего сгорания на синтез-газе.

Ключевые слова: твердая биомасса, комбинированный цикл, интегрированная газификация, синтез-газ, выровненная стоимость энергии.

1. INTRODUCERE

Biomasa deține cea mai mare cotă în consumul final de energie din surse regenerabile în lume. Din aceasta, biomasa lemnoasă este cel mai des utilizată. Datorită existenței mai multor modalități de conversie, biomasa poate fi utilizată în scopul obținerii atât a energiei termice pentru apă caldă menajeră, gătit și căldură, cât și a electricității.

La nivel mondial, în anul 2010, ponderea energiei regenerabile în consumul total a constituit 16,7%. Din

acestea, cca 8,2% revin surselor moderne de energie regenerabilă: energia hidro, eoliană, solară, geotermală, biocombustibili și biomasa valorificată în tehnologii de înaltă eficiență; biomasa utilizată tradițional reprezintă 8,5% [1].

Conform Balanței Energetice a Republicii Moldova, în anul 2010, consumul de biomasă sub formă de lemne de foc, deșeuri lemnoase și deșeuri combustibile agricole a constituit 67 mii t.c.c., sau 3,03% din consumul final brut de resurse energetice. Conform unui studiu efectuat de Universitatea Tehnică a Moldovei, potențialul tehnic de

biomasă solidă disponibil în țară (lemne de foc, paie, tulpini de porumb, tulpini de floarea-soarelui, ramuri din livezi și vii, etc.) variază între 500-700 kt.e.p./an [2,3]. Aceasta ar însemna că, dacă, la nivel național, în anul 2010 consumul final brut de energie a constituit 2 209 kt.e.p., potențialul biomasei solide ar reprezenta cca 23-32%.

Una din tehnologiile moderne de conversie a biomasei solide în energie este *gazeificarea*, care reprezintă un proces termochimic de descompunere a masei organice solide în formarea unui amestec de gaze combustibile, numit gaz de sinteză (singaz). Singazul poate fi ars la centralele electrice pentru producerea energiei electrice și termice.

2. FORMULAREA PROBLEMEI

Pentru a spori gradul de securitate energetică a țării, este necesar ca statul să contribuie la atragerea investițiilor în edificarea centralelor de mică și medie putere, bazate pe utilizarea biomasei.

În lucrare este se pune problema analizei fezabilității edificării unei centrale electrice bazate pe tehnologia *ciclului combinat, cu gazeificarea integrată a biomasei solide (BIGCC)*, cu o putere de 6 MW_e. În cazul în care costul nivelat al energiei produse la o asemenea centrală se va dovedi mai mic (sau egal) decât costul nivelat al energiei la sursa tradițională (rețeaua publică), tehnologia BIGCC merită a fi implementată. În caz contrar, implementarea BIGCC presupune aplicarea unei scheme de suport cum ar fi mecanismul tarifelor Feed-in, care garantează recuperarea investiției pe perioada de contractare și oferă un profit rezonabil.

Tehnologia ciclului combinat, cu gazeificarea integrată a biomasei, ar merita să fie comparată și cu una din cele mai atractive tehnologii de cogenerare a energiei, bazate pe utilizarea motorului cu ardere internă (MAI). Se presupune că biomasa solidă, ca și în cazul tehnologiei BIGCC, mai întâi este convertită în singaz, cu care, mai apoi, este alimentat MAI (Tehnologia Gaz-MAI).

3. DESCRIEREA TEHNOLOGIEI BIGCC

Ciclul combinat este una din cele mai eficiente tehnologii de producere a energiei electrice; randamentul acestuia are valori cuprinse între 45-55% pentru producerea energiei electrice și peste 90% în regim de cogenerare a căldurii și electricității.

În cazul tehnologiei BIGCC, biomasa solidă mai întâi este convertită în singaz, în cadrul unei instalații numite Gazeificator; singazul obținut mai apoi este direcționat către instalația de turbină cu gaze. Gazele de eșapare de la turbină sunt îndreptate către un cazan recuperator în care se produce aburul ce acționează turbina cu abur (vezi schema de principiu, fig.1). În scopul creșterii parametrilor inițiali ai ciclului cu abur și/sau mării producției de abur, cazanului recuperator poate fi cu ardere suplimentară sau fără ea.

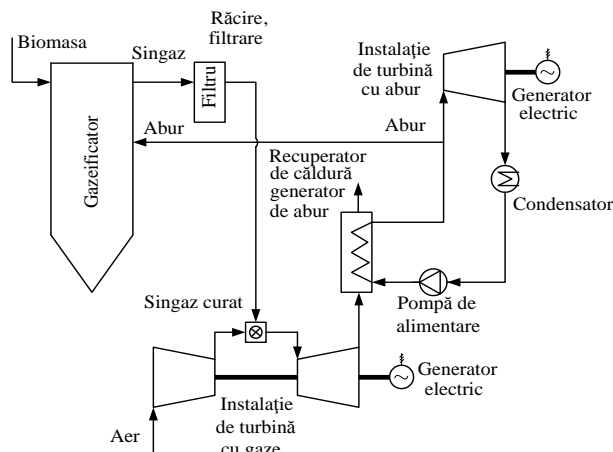


Figura 1. Schema BIGCC simplificată, cu utilizarea aburului în calitate de agent de oxidare

De menționat că amestecul de gaze combustibile produs la gazeificarea biomasei conține CO, CO₂, H₂, CH₄ și cantități mici de hidrocarburi mai grele (etanul și etenul), apă, azot (dacă se folosește aerul ca agent de oxidare) și diferiți poluanți precum particule mici de cocs, cenușă, gudroane și uleiuri. În calitate de agenți de gazeificare se utilizează: oxigenul, hidrogenul, dioxidul de carbon, iar în cele mai dese cazuri aburul și aerul

Gazeificarea poate fi aplicată pentru biomasa cu conținut de umiditate de până la 35%. Gazeificarea clasică se caracterizează prin patru procese tehnologice: uscarea, piroliza, oxidarea și reducerea. Gazeificarea bazată pe aer produce, în mod tipic, singaz cu conținut ridicat de azot. Din această cauză căldura inferioară de ardere a acestuia este mică și constituie cca 4-6 MJ/m³. Gazeificarea bazată pe utilizarea aburului sau a oxigenului pur produce un singaz cu căldura inferioară de ardere mult mai mare, atingând valori cuprinse între 10-20 MJ/m³.

Gazeificarea clasică prezintă un șir de avantaje față de alte tehnologii de conversie și anume:

- valorile emisiilor nocive (dioxine și furanii) sunt de mii de ori mai mici,
- reziduurile formate reprezintă cca 20%, pe când la alte tehnologii - în jur de 80%,
- timp redus de producere a singazului vizavi de alți biocarbanți.

De menționat că tehnologia *ciclului combinat, cu gazeificare integrată a biomasei solide* este o tehnologie tânără, dezvoltată în urmă cu 20 de ani, fiind derivată de la tehnologia de gazeificare integrată a cărbunelui.

Centralele de tip BIGCC prezintă avantaje vizavi de centralele electrice clasice:

- posibilitatea utilizării unei game variate de combustibili,
- randament înalt,
- costuri de producție mici,
- emisii reduse de substanțe poluante,
- deșeuri finale reciclabile și mai puține,
- poate funcționa în totalitate sau parțial pe gaz natural.

Prima centrală de acest tip a fost construită în Värnamo, Suedia, între anii 1991-1993, urmată de centrale asemănătoare construite în Finlanda, Suedia, Danemarca, Italia și Marea Britanie.

3. MODELUL DE CALCUL AL COSTULUI NIVELAT AL ENERGIEI (CNAE) PRODUSE LA SURSELE DE ENERGIE CONSIDERATE

Prețul de cost al energiei livrate este cel mai important indicator de eficiență economică al unei surse de energie, iar criteriul de alegere a soluției optime este $CNAE \rightarrow \min$.

Formula generală de calcul a CNAE este:

$$CNAE = CTA/ETA, \$/kWh; \quad (1)$$

unde CTA sunt cheltuielile totale actualizate aferente edificării și exploatării centralei;

ETA – volumul total al energiei produse pe durata de studiu, actualizat.

Aplicarea expresiei de calcul (1) presupune cunoașterea cheltuielilor totale și volumului de energie produsă pe perioada de studiu (de viață).

3.1. Calculul cheltuielilor totale

Cheltuielile totale actualizate pentru o sursă de energie includ -

$$CTA = CTA_I + CTA_{comb} + CTA_{E\&M} + CTA_{A\&P}, \quad (2)$$

unde: CTA_I reprezintă cheltuielile cu investiția,
 CTA_{comb} - cheltuielile cu combustibilul,
 $CTA_{E\&M}$ - cheltuielile de exploatare și mentenanță,
 $CTA_{A\&P}$ - cheltuielile cu apa și prepararea ei.

Cheltuielile cu investiția:

$$CTA_I = \sum_{t=-d}^0 I_t \cdot (1+i)^{0-t}, \quad (3)$$

unde I_t reprezintă investiția efectuată în anul t ;
 d – durata perioadei de execuție a obiectivului [3].

În cazul în care investiția se efectuează pe parcursul unui singur an, precedent primului an de funcționare a centralei, atunci $CTA_I = I$.

Cheltuielile cu combustibilul

Cheltuielile totale actualizate cu combustibilul se determină cu formula:

$$CTA_{comb} = C_{comb,0} \cdot \bar{T}_{k,T}, \quad (4)$$

unde $C_{comb,0}$ valoarea de referință a cheltuielilor cu combustibilul, asociate anului t_0 , $t_0 = 0$;

Cheltuielile anuale $C_{comb,0}$ se determină cu formula:

$$C_{comb,0} = B_{comb,0} \cdot c_{comb}, \quad (5)$$

unde $B_{comb,0}$ - valoarea de referință a consumului de combustibil (singaz), asociată anului t_0 , $t_0 = 0$;
 c_{comb} - costul unitar al combustibilului.

În formula (4) $\bar{T}_{k,T}$ reprezintă o durată actualizată (la rata k) a perioadei de studiu; ea ce ține cont de creșterea în timp a prețului la combustibil și degradarea instalațiilor de producere a energiei.

Durata $\bar{T}_{k,T}$ se calculează cu expresia:

$$\bar{T}_{k,T} = [1 - (1 + k)^{0-T}] / k, \quad (6)$$

unde k este o rată de actualizare echivalentă

$$k = [(1 + i) \cdot (1 + r_{degr}) / (1 + r_{comb}) \cdot (1 + r_b)] - 1, \quad (7)$$

În expresiile (6)-(7) avem:

i este rata de actualizare;

r_{comb} - rata anuală de creștere a costului combustibilului;

r_{degr} - rata anuală de degradare a instalației;

r_b - rata anuală de creșterea a consumului specific de combustibil.

θ - anul de actualizare;

T - durata perioadei de studiu.

Cheltuielile de exploatare și mentenanță (E&M)

$$CTA_{E\&M} = C_{E\&M,0} \cdot \bar{T}_{m,T}, \quad (8)$$

unde $C_{E\&M,0}$ - valoarea de referință a cheltuielilor $C_{E\&M}$, asociată anului t_0 , $t_0 = 0$;

Cheltuielile $C_{E\&M,0}$ se determină cu expresia -

$$C_{E\&M,0} = k_{E\&M} \cdot I, \quad (9)$$

unde $k_{E\&M}$ reprezintă cota cheltuielilor anuale E&M, exprimată ca procente din investiție;

În formula (8) $\bar{T}_{m,T}$ reprezintă o durată actualizată (la rata m) a perioadei de studiu; ea ce ține cont de creșterea anuală a cheltuielilor E&M la rata $r_{E\&M}$;

Durata $\bar{T}_{m,T}$ se calculează cu formula:

$$\bar{T}_{m,T} = [1 - (1 + m)^{0-T}] / m, \quad (10)$$

în care m este rata de actualizare echivalentă, determinată cu expresia -

$$m = [(1 + i) / (1 + r_{E\&M})] - 1, \quad (11)$$

Cheltuielile cu apa de adaos și prepararea ei includ două componente:

$$CTA_{A\&P} = CTA_{ap\grave{a}} + CTA_{prep.ap\grave{a}}, \quad (12)$$

unde $CTA_{ap\grave{a}}$ - cheltuielile cu apa de adaos,

$CTA_{prep.ap\grave{a}}$ - cheltuielile cu prepararea apei.

Cheltuielile totale actualizate cu apa de adaos -

$$CTA_{ap\grave{a}} = C_{ap\grave{a},0} \cdot \bar{T}_{z,T},$$

unde $C_{A\&P,0}$ reprezintă valoarea de referință a cheltuielilor asociată anului t_0 ;

Cheltuielile $C_{ap\grave{a},0}$ cu apa de adaos:

$$C_{ap\grave{a},0} = V_{ap\grave{a}} \cdot T_{ap\grave{a}}, \quad (13)$$

unde $V_{ap\grave{a}}$ este volumul anual de apă consumat;

$T_{ap\grave{a}}$ - tariful la apă în anul de referință.

Durata $\bar{T}_{z,T}$ se determină cu formula -

$$\bar{T}_{z,T} = [1 - (1 + z)^{0-T}] / z, \quad (14)$$

unde z este rata de actualizare echivalentă, ce ia în considerație creșterea anuală a tarifului la apă la rata $r_{ap\grave{a}}$ -

$$z = [(1 + i) / (1 + r_{ap\grave{a}})] - 1, \quad (15)$$

Cheltuielile totale cu prepararea apei de adaos (tratarea chimică și termică a apei de adaos necesară acoperirii pierderilor tehnologice din rețea):

$$CTA_{prep.ap\grave{a}} = C_{prep.ap\grave{a},0} \cdot \bar{T}_{y,T}, \quad (16)$$

unde $C_{prep.ap\grave{a},0}$ valoarea de referință a cheltuielilor cu prepararea apei în anul t_0 ;

Cheltuielile anuale cu prepararea apei -

$$C_{prep.ap\grave{a},0} = V_{ap\grave{a}} \cdot c_{prep.ap\grave{a}}, \quad (17)$$

unde $c_{prep.ap\grave{a}}$ - costul preparării apei.

Durata $\bar{T}_{y,T}$ din expresia (15) se determină -

$$\bar{T}_{y,T} = [1 - (1 + y)^{0-T}] / y, \quad (18)$$

în care y este rata de actualizare echivalentă, ce ia în considerație creșterea anuală a costului preparării apei la rata $r_{\text{prep.apa}}$:

$$y = [(1 + i) / (1 + r_{\text{prep.apa}})] - 1, \quad (19)$$

Volumul de apă consumat anual:

$$V_{\text{apă}} = Q_{\text{an}} \cdot k_{\text{apă}}, \quad (20)$$

unde Q_{an} reprezintă volumul anual de energie termică produsă, în Gcal/an;

$k_{\text{apă}}$ - consumul specific de apă, m^3/Gcal .

3.2. Energia totală actualizată

Energia totală produsă pe perioada de studiu, actualizată, se determină cu formula:

$$\text{ETA} = W_0 \cdot \bar{T}_{x,T}, \quad (21)$$

unde W_0 reprezintă valoarea de referință a energiei electrice produse, asociată anului t_0 ,

$\bar{T}_{x,T}$ - o durată actualizată (la rata x) a perioadei de studiu; ea ce ține cont de degradarea instalațiilor; Rata de echivalență x -

$$x = [(1 + i) \cdot (1 + r_{\text{degr}})] - 1, \quad (22)$$

unde r_{degr} - rata anuală de degradare a centralei,
 i - costul capitalului.

Pentru rata x cunoscută, durata $\bar{T}_{x,T}$ se calculează cu formula:

$$\bar{T}_{x,T} = [1 - (1 + x)^{0-T}] / x, \quad (23)$$

3.3. Costul nivelat al electricității furnizate din rețeaua publică

Pentru a compara tehnologiile BIGCC și MAI cu sursa tradițională (rețeaua publică) este necesar de a cunoaște costul nivelat al energiei furnizate din rețea pe durata de studiu considerată de 15 ani ($\text{CNAE}_{\text{rețea}}$).

Calculul $\text{CNAE}_{\text{rețea}}$ presupune cunoașterea costului energiei pentru un an de referință $C_{0,EE}$ și a ratei de creștere a lui r_{EE} pe perioada de studiu.

Formula de calcul a lui $\text{CNAE}_{\text{rețea}}$ este

$$\text{CNAE}_{\text{rețea}} = C_{0,EE} \cdot T_{p,T} / T_{i,T}, \quad (24)$$

unde $\bar{T}_{p,T}$ și $\bar{T}_{i,T}$ reprezintă durate actualizate (respectiv la ratele p și i) ale perioadei de studiu.

Rata echivalență p ia în considerație creșterea anuală a costului energiei din rețea la rata r_{EE} -

$$p = [(1 + i) / (1 + r_{EE})] - 1, \quad (26)$$

4. CALCULE NUMERICE

Calculul costului nivelat al energiei pentru sursele considerate (BIGCC, MAI și rețeaua publică RP) a fost efectuat pentru două scenarii - *optimist* și *conservativ*.

Scenariul optimist, este caracterizat de un set de informații inițiale, care conduce către valoarea minimă a lui CNAE (factorul de capacitate a centralei - valoare maximă, gradul de utilizare a puterii termice - max., randamentul - max., rata de creștere a consumului specific de combustibil - min., rata de creștere a prețului la

combustibil - min., rata de degradare a instalațiilor de producere a energiei - min.).

Scenariul conservativ, la rândul său, este caracterizat de un alt set de informații inițiale, care conduce către valoarea maximă conservativă a lui CNAE.

Rezultatele calcului CNAE pentru sursele de energie BIGCC, MAI și RP, realizat prin metodologia descrisă în cap. 3, sunt prezentate în tabelele 1 și 2.

Fezabilitatea economică a tehnologiei BIGCC, precum și MAI, se determină prin compararea costului nivelat al energiei produse cu costul nivelat al energiei furnizate din rețeaua publică.

Pentru determinarea $\text{CNAE}_{\text{rețea}}$ a fost admisă o rată de creștere a costului energie furnizate din rețea de 5% pentru scenariul optimist, și 10% - scenariul conservativ.

Sursele BIGCC și MAI reprezintă centrale de cogenerare; la determinarea costului energiei electrice la aceste surse a fost utilizată metoda cheltuielilor remanente [4]. În acest scop a fost identificat costul *energiei termice* la sursa de referință - o centrală termică, de aceeași putere ca și puterea termică a centralei considerate, cu aceeași durata de utilizare a puterii termice maxime și care utilizează același tip de combustibil.

În plus, pentru tehnologia MAI a fost considerat faptul că la funcționarea acestora pe singaz puterea lor efectivă coboară până la 2/3 din puterea nominală, prevăzută pentru gazele naturale [5].

De menționat faptul că, pentru determinarea prețului de cost al energiei produse, bazate pe tehnologii BIGCC și MAI, în calcule a fost utilizată rata de actualizare $i=12\%$, care rezultă din structura investiției, și reprezintă valoarea medie ponderată a costului capitalului implicat - împrumut bancar în proporție de 65% la rata de 8% și capital propriu în proporție de 35% la rata de 20%.

În figura 2 sunt prezentate rezultatele calculului costului nivelat al energiei electrice la cele trei surse considerate, pentru două scenarii - optimist și conservativ.

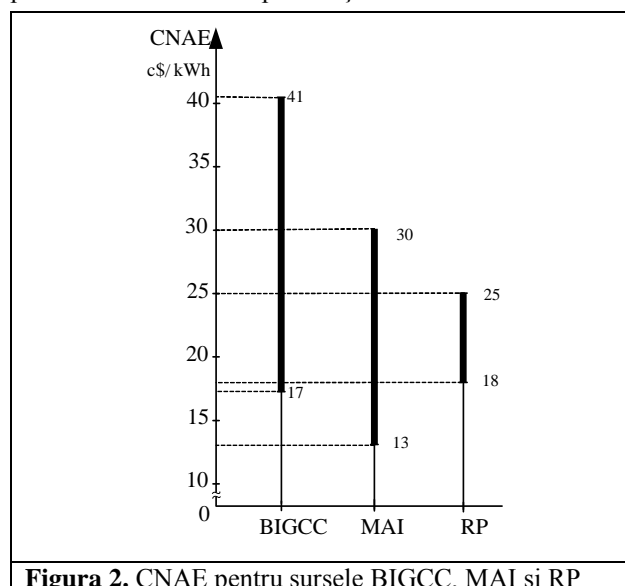


Figura 2. CNAE pentru sursele BIGCC, MAI și RP

Conform calculelor, pentru tehnologia BIGCC costul nivelat al energiei electrice a rezultat cu valori cuprinse între 17 și 41 c\$/kWh, iar pentru MAI: 13-30 c\$/kWh. Costul nivelat al energiei electrice furnizată din rețeaua

publică pentru scenariul optimist a rezultat 18 c\$/kWh, iar pentru scenariul conservativ - 25 c\$/kWh.

Costul energiei pentru sursele BIGCC și MAI astfel calculat poate fi utilizat la stabilirea tarifului Feed-In pentru tehnologiile considerate.

Din analiza intervalelor de incertitudine a CNAE, determinate pentru cele trei surse (fig.2), se desprinde o concluzie clară, precum că tehnologiile noi BIGCC și MAI de producere a electricității și căldurii din biomasa solidă disponibilă în țară, pot concura cu sursa tradițională - rețeaua publică (RP).

Se mai poate de observat, că tehnologia ciclului combinat cu gazeificarea integrată cedează tehnologiei *Gaz+MAI*. Însă odată cu majorarea capacității centralei, tehnologia BIGCC ar putea domina asupra soluției *Gaz+MAI*.

În figura 3 este reprezentat graficul evoluției costului anual al energiei electrice în rețeaua publică și costul nivelat al acesteia pentru scenariile optimist și conservativ. Aici, de asemenea, sunt prezentate costurile nivelate ale tehnologiilor BIGCC și MAI.

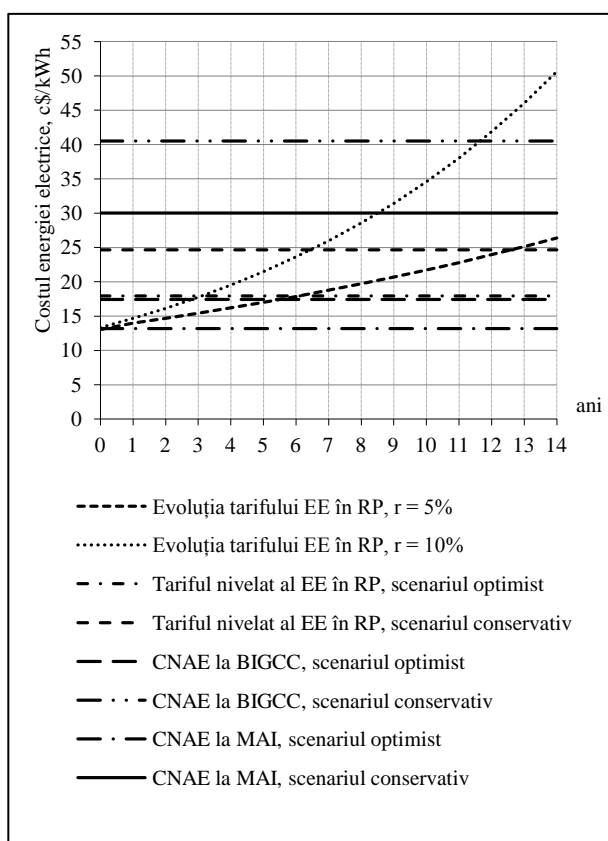


Figura 3. Evoluția costului energiei electrice în rețeaua publică și costurile nivelate

5. CONCLUZII

1. Potențialul biomasei solide disponibil în țară permite producerea atât a căldurii cât și a electricității în instalații moderne de cogenerare de puteri mici și medii, astfel contribuind la consolidarea securității energetice a țării și diminuării dependenței de import.
2. Calculele economico-financiare realizate au demonstrat că tehnologiile de cogenerare a energiei din biomasa solidă pot concura cu sursa tradițională – rețeaua publică.
3. Cogenerarea energiei în baza biomasei solide se dovedește a fi mai avantajoasă în cazul aplicării tehnologiei MAI plus gazeificator, la capacități de până la 20-30 MW. Tehnologia ciclului combinat, cu gazeificarea integrată a biomasei solide (BIGCC) rezultă a fi mai atractivă în cazul edificării surselor cu puteri mai mari de 30 MW.
4. Costurile nivelate ale electricității pentru tehnologiile BIGCC și MAI rezultate din acest studiu pot servi bază pentru stabilirea tarifelor Feed-in în scopul promovării producerii electricității din biomasă.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Global Status Report, Renewables 2012, 21 p.
- [2] V. Arion, C. Bordeianu, A. Boșcăneanu, A. Capcelea, S. Drucioc, C. Gherman, Biomasa și utilizarea ei în scopuri energetice. Editura "Garomond-Studio" Ltd. 2008, 38-43 p.
- [3] V. Arion, S. Ungureanu, C. Gherman, Solid Biomass Potential Assessment for Moldova, 6th International Conference on Electrical and Power Engineering, EPE-2010, 28-30 October 2010, Iași, Romania.
- [4] V. Arion, V. Apreutesii, Economia energiei, note de curs, Editura UTM, Chișinău 2006, 52-58 p.
- [5] Biomass to Energy Technology Evaluation, Final Report, December 2007, CH2MHILL, 5-10 p.
- [6] V. Arion, V. Hlusuov, C. Gherman, Substitution of Dynamic Models by Equivalent-Static ones in Energy Projects Long-Run Cost Assessment, 6th international conference on electrical and power engineering, 28-30 October 2010 - Iasi, Romania.
- [7] V. Arion, A. Boșcăneanu, Meridian ingineresc 2009/1, Producerea energiei din biomasă solidă prin gazificarea acesteia, Fezabilitatea economico-financiară a producerii energiei electrice și termice din singaz, Editura UTM, Chișinău 2009, 74-87 p.
- [8] Biomasa și Energia din Deșeurii, Tehnologie de Gazificare, GREENE WASTE TO ENERGY SL. www.greene.es,
- [9] Gazeificarea biomasei, EIE/05/201/SI2.420210, S.C. CHIMINFORM DATA S.A., București 2006.
- [10] Utilizarea biomasei în mediul urban și rural, EIE/05/201/SI2.420210, S.C. CHIMINFORM DATA S.A., București 2006.

Tabelul 1. Rezultatele calculului costului nivelat al energiei electrice, tehnologia BIGCC

Parametri	Notăția	Unitatea	Scenariul ⁻	Scenariul ⁺
Producția anuală de electricitate	W_{an}	MWh/an	50 108	37 898
Producția anuală de căldură	Q_{an}	Gcal/an	17 197	8 598
Rata de actualizare echivalentă, x	x	%/an	12,5	12,7
Durata de studiu actualizată, la rata x	$\bar{T}_{x,T}$	ani	6,44	6,37
Volumul total al energiei electrice produse, actualizat	W_{act}	MWh	322 822	241 433
Volumul total al energiei termice produse, actualizat	Q_{act}	Gcal	110 791	54 777
Investiția directă	I_0	mii USD	15 262	21 367
Investiția conexă	I_{conex}	mii USD	3 052	3 052
Investiția totală în centrala	I	mii USD	18 315	24 420
Cheltuielile totale actualizate cu investiția	CTA_I	mii USD	18 315	24 420
Cheltuielile cu combustibilul, în primul an de funcționare	$C_{comb,0}$	mii USD/an	6 534,4	9 972,3
Rata de actualizare echivalentă, k	k	%/an	12	12
Durata de studiu actualizată, la rata k	$\bar{T}_{k,T}$	ani	6,63	6,628
Cheltuielile totale actualizate cu combustibilul	CTA_{comb}	mii USD	43 311	66 098
Cheltuielile de exploatare și mentenanță, în primul an	$C_{E\&M,0}$	mii USD/an	549, 5	1 221
Rata de actualizare echivalentă, m	m	%	6,6	4,6
Durata de studiu actualizată, la rata m	$\bar{T}_{m,T}$	ani	8,93	10,1
Cheltuielile totale actualizate de exploatare și mentenanță	$CTA_{E\&M}$	mii USD	4 902	12 343
Volumul de apă consumat anual	$V_{ap\grave{a}}$	m ³ /an	15 649	7 824
Cheltuielile cu apa în primul an de funcționare	$C_{ap\grave{a},0}$	mii USD/an	26, 4	13,2
Cheltuielile anuale de preparare a apei	$C_{prep.ap\grave{a},0}$	mii USD/an	66,0	33,0
Cheltuielile cu agentului termic, în primul an	$C_{A\&P,0}$	mii USD/an	92, 4	46,2
Rata de actualizare echivalentă, z	z	%	6,6	4,6
Rata de actualizare echivalentă, y	y	%	6,6	4,6
Durata de studiu actualizată, la rata z	$\bar{T}_{z,T}$	ani	8,923	10,1
Durata de studiu actualizată, la rata y	$\bar{T}_{y,T}$	ani	8,923	10,1
Cheltuielile totale actualizate cu prepararea agentului termic	$CTA_{A\&P}$	mii USD	824, 8	467,2
Cheltuielile totale aferente producerii energiei termice	CTA_Q	mii USD	11 079	5 478
Cheltuielile totale actualizate	CTA	mii USD	67 354	103 328
Costul nivelat al energiei electrice	CNAE	\$/kWh	0,174	0,405
Rata de actualizare echivalentă, p	p	%/an	6,6	1,82
Durata de studiu actualizată, la rata p	$\bar{T}_{p,T}$	ani	8,923	10,1
Tariful nivelat al energiei electrice în rețeaua publică	$T_{EE,NIV}$	lei/kWh	2,13	2,92
		\$/kWh	0,18	0,25

Tabelul 2. Rezultatele calculului costului nivelat al energie electrice, tehnologia MAI

Parametri	Notația	Unitatea	Scenariul ⁻	Scenariul ⁺
Investiția totală	I	mii USD	7 064	7 064
Cheltuielile cu investiția actualizate	CTA _I	mii USD	7 064	7 064
Cheltuielile anuale pentru E&M	C _{E&M}	mii USD/an	503,3	698,5
Rata de actualizare echivalentă, x ₁	x ₁	%/an	7	-5
Durata de studiu actualizată, la rata x ₁	T _{T,x1}	ani	8,92	20,6
Cheltuielile cu E&M actualizate	CTA _{E&M}	mii USD	4 490,6	14 373
Volumul anual de energie produs în regim CET	E _{an,CET}	MWh/an	44 376	22 188
Volumul anual de energie produs în regim CTE	E _{an,CTE}	MWh/an	24 376	24 376
Consumul anual de combustibil în regim CET	B _{comb,CET}	mie m ³ /an	18 188	9 701
Consumul anual de combustibil în regim CTE	B _{comb,CTE}	mie m ³ /an	22 837	26 643
Cheltuielile anuale cu combustibilul în regim CET	C _{comb,CET}	mii USD/an	1 964	1 443,5
Cheltuielile anuale cu combustibilul în regim CTE	C _{comb,CTE}	mii USD/an	2 466	3 964,4
Cheltuielile anuale cu combustibilul	C _{comb}	mii USD/an	4 431	5 408
Rata de actualizare echivalentă, x ₂	x ₂	%/an	7	5
Durata de studiu actualizată, la rata x ₂	T _{T,x2}	ani	8,92	10,11
Cheltuielile cu combustibilul actualizate	CTA _{comb}	mii USD	39 536	54 669
Cheltuielile totale actualizate	CTA	mii USD	51 091	76 107
Volumul anual de energie electrică	W _{an}	MWh/an	48 752	36 564
Volumul anual de energie termică	Q _{an}	Gcal/an	17,2	8,6
Rata de actualizare echivalentă, x ₃	x ₃	%/an	13	13
Durata de studiu actualizată, la rata x ₃	T _{T,x3}	ani	6,44	6,37
Volumul de energie electrică actualizat	WTA	MWh	314 086	232 935
Volumul de energie termică actualizat	QTA	Gcal	110,1	54,7
Costul nivelat al energiei electrice	CNAE	\$/kWh	0,13	0,300