

INCREASING FLEXIBILITY OF THE NATIONAL ENERGY SYSTEM BY BUILDING UP HYDRO PUMPED STORAGE PLANTS

SPORIREA FLEXIBILITĂȚII SISTEMULUI ELECTROENERGETIC NAȚIONAL PRIN EDIFICAREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPARE

Valentin ARION¹, Cristina EFREMOV²

Abstract: *The present paper deals with the problem of building up a 100 MW hydro pumped storage power plant (HPSPP) in the Republic of Moldova.*

The main technical characteristics of the plant have been determined (quantity of water to be pumped, the upper and the lower reservoir dimensions, etc.). Several possible plant locations were investigated and finally an indicative assessment of the plant economic feasibility has been carried out.

Keywords: energy system flexibility; renewable energy sources; electricity storage, hydro pumped storage power plant.

Rezumat: *În prezenta lucrare este abordată problema edificării unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompare (CHE-AP) cu o putere de 100 MW pe teritoriul Republicii Moldova.*

Sunt determinate principalele caracteristicile tehnice ale centralei (necesarul de apă ce urmează a fi pompat, dimensiunile rezervorului superior și celui inferior etc.). Au fost investigate posibilele locații ale centralei și realizată o evaluare orientativă a fezabilității economice a unui asemenea proiect.

Cuvinte cheie: flexibilitatea sistemului energetic; energie regenerabilă; stocarea energiei electrice, centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompare.

¹ Prof., DSc, Department of Energy, Faculty of Power and Electrical Engineering, Technical University of Moldova, Chisinau, e-mail: valentin.arion@tme.utm.md

² PhD Student, Department of Energy, Faculty of Power and Electrical Engineering, Technical University of Moldova, Chisinau, e-mail: cristina.efremov@ee.utm.md

1. Introducere

La nivel global cererea de energie este în continuă creștere și numai prin eficientizarea energetică și promovarea surselor de energie regenerabile se poate face față nevoilor actuale și ale generațiilor viitoare. Marea provocare nu este doar tranziția către surse verzi, nepoluante, dar, în principal, asigurarea necesarului energetic global.

Astfel, tendințele globale de dezvoltare în domeniul energiei se orientează atât în direcția sporirii producției de energie regenerabile la scară largă, cât și în cea a identificării soluțiilor tehnologice, care să permită depășirea barierelor cauzate de variabilitatea principalelor surse regenerabile de energie.

În procesul de transformare a sistemului electroenergetic național (SEN) într-un sistem dominat de surse de energie regenerabilă (surse variabile fotovoltaice și eoliene) ne vom confrunta cu tot mai mari provocări, aferente necesității echilibrării SEN - echilibrării cererii și ofertei de energie electrică pentru fiecare moment de timp.

Conform IRENA [1], către anul 2050 ponderea energiei eoliene și energiei fotovoltaice la nivel planetar ar putea atinge 35% și, respectiv, 25% în consumul total de energie. În fig.1 este prezentat modul în care ar putea evolua ponderea energiei eoliene și solare în producția totală de energie electrică (scenariului REmap).

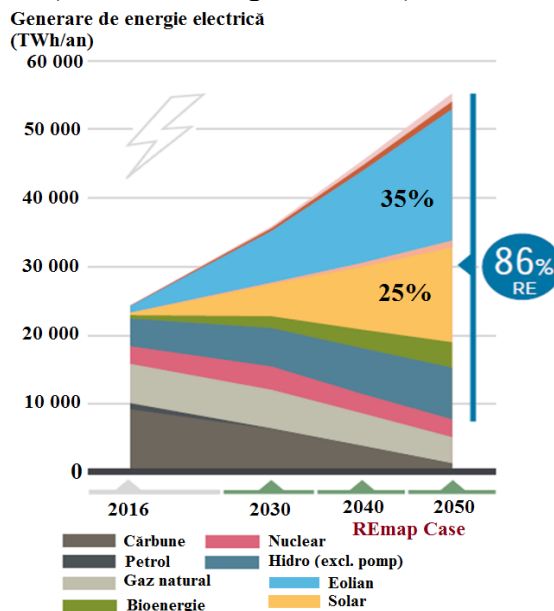


Figura 1. Mixul de generare a energiei electrice [1]

În condițiile noi ale viitorului va fi nevoie de un sistem energetic rezilient, cu un înalt grad de flexibilitate. În general, *flexibilitatea* SEN a devenit un termen-cheie aferent provocărilor tranziției energetice. Flexibilitatea reprezintă o calitate globală a sistemelor energetice ce combină atât posibilitățile tehnice ale tuturor elementelor componente ale sistemului, cât și capacitatea acestuia de a le gestiona într-un mod eficient, în baza aplicării sistemelor inteligente [10]. Astfel spus, flexibilitatea reprezintă capacitatea SEN de a controla consumul și generarea de energie, de a reconfigura, după necesitate, structura surselor operaționale de energie precum și structura rețelelor de transport și de distribuție în scopul asigurării unui echilibru dintre cerere și ofertă pentru orice moment de timp.

Odată cu creșterea cotei energie electrice produse din surse regenerabile variabile (instalațiile PV și eoliene), crește importanța echilibrării sistemului electroenergetic național. Diferența care apare de fiecare dată între cererea și oferta de energie este de obicei rezolvată prin controlul fluxului de energie la surse și/sau la instalațiile de stocare. Principala tehnologie de stocare a energiei electrice la scară largă este reprezentată de *centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompare (CHE-AP)*, care includ două rezervoare de apă, aflate la diferite altitudini (rezervorul de sus și rezervorul de jos) și conectate prin intermediul unui sistem de conducte de apă [2-9].

O centrală CHE-AP este dotată cu hidroagregate reversibile, care în afara orelor de vârf *consumă energie electrică din sistem la prețuri mici* pentru a pompa apa din rezervorul inferior în cel superior, ca ulterior, în orele de maximă cerere pe piață, *să producă energie electrică pentru vânzare* pe piața de echilibrare. Timpul scurt de pornire și viteza mare de încărcare/descărcare a hidroagregatelor conferă flexibilitate în exploatarea centralelor CHE-AP. Conform unui raport al Global Market Insights Inc. cu privire la tendințele globale în dezvoltarea CHEAP, piața globală totală a CHEAP a depășit 300 miliarde de dolari SUA investiții, iar către 2026 capacitatea instalată anuală va atinge cifra de 200 GW [9]. Capacitatea centralelor CHE-AP într-un sistem electroenergetic se recomandă de a constitui cca 10-15% din total [7, p.17].

Edificarea centralelor de tip CHE-AP, ciclul deschis sau ciclul închis, este esențială în contextul creșterii continue a capacităților surselor regenerabile necontrolabile/variabile, care impune instalarea de noi capacități de echilibrare a sistemului.

2. Determinarea caracteristicilor tehnice ale CHE-AP 100 MW

În scopul creării unor condiții favorabile creșterii ponderii surselor regenerabile de energie și în special a instalațiilor fotovoltaice și eoliene, în Republica Moldova există necesitatea edificării unor centrale hidroelectrice cu

acumulare prin pompare – ca infrastructură importantă pentru stocarea energiei electrice la scară largă și generarea ei în orele de maximă cerere.

Plecând de la recomandările existente în literatura de specialitate în această lucrare este considerată o centrală CHE-AP cu o putere instalată de 100 MW, pentru care ar exista mai multe potențiale locații de-a lungul râurilor Nistru și Prut, precum și în preajma unor lacuri din interiorul țării. Înălțimea căderii apei variază de la 70-80 și până la 140-150 metri.

Distanța dintre rezervoarele hidrocentralei pentru majoritatea locațiilor studiate este sub 1000 metri, însă pentru unele ar poate ajunge și până la 1500 m. Din considerente de sporire a flexibilității centralei, se admite că CHE-AP este echipată cu patru hidroagregate turbină-pompă cuplată cu generator-motor, cu puterea unitară de 25 MW fiecare, cu turbine de tip Francis (figura 2 și figura 3).

Durata de funcționare în regim de generare poate varia de la câteva minute până la 8-10 ore pe zi, iar în regim de pompare – până la 16-14 ore pe zi. În calculele realizate s-au admis trei valori ale duratei de generare a energiei – de 4, 8 și 10 ore/zi. Eficiența energetică a agregatelor în regim de producere a energiei este de aproximativ 0,8, iar în regim de pompare - 0,7 (tabelul 1).

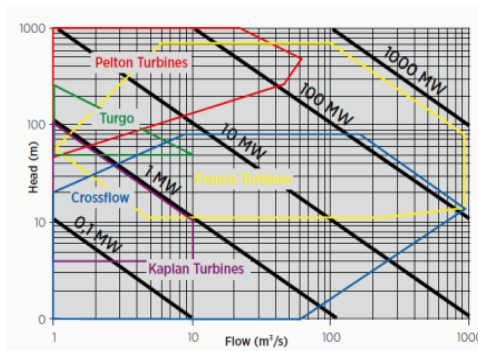


Figura 2. Diagrama alegerii tipului de turbină [2]

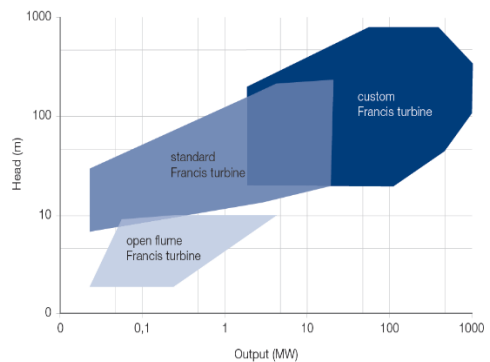


Figura 3. Zona de aplicabilitate a turbinei Francis [3]

Vom presupune că rezervorul superior reprezintă o construcție hidrotehnică de formă cilindrică (cu diametrul d_{sup} și înălțimea h), iar cel inferior – are forma unui semicilindru, integrat în albia unui râu sau în malul unui lac.

Tabelul 1 – Date inițiale ce stau la baza calculelor

| Nr. | Indicator | Notăție | Unitate | Valoare |
|-----|--------------------------------------|---------|---------|---------|
| 1 | Numărul de zile de funcționare pe an | Nzile | zile/an | 365 |
| 2 | Înălțimea de cădere a apei | H | m | 100-150 |

| | | | | |
|---|--|----------|-------------------|------|
| 3 | Randamentul hidroagregat, in regim de generare | η_g | u.r. | 0,8 |
| 4 | Randamentul hidroagregat, in regim de pompare | η_p | u.r. | 0,7 |
| 5 | Adâncimea rezervorului superior | h | m | 25 |
| 6 | Densitatea apei | ρ | kg/m ³ | 1000 |
| 7 | Accelerația gravitațională | g | m/s ² | 9,81 |
| 8 | Viteza apei in conducte | v | m/s | 4 |

Debitul de apă $Q_{ap\grave{a}}$, necesar dezvoltării de către CHE-AP a unei puteri preconizate P_{CHE} , se determină cu formula -

$$Q_{ap\grave{a}} = \frac{P_{CHE}}{g \cdot H \cdot \rho \cdot \eta_{CHE}},$$

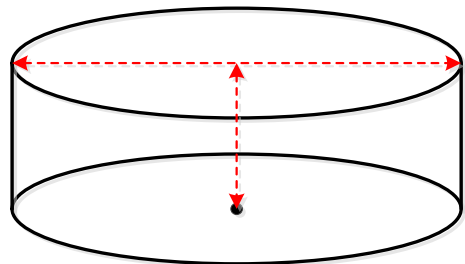
în care g - reprezintă accelerația gravitațională, H - înălțimea căderii apei, ρ - densitatea apei și η_p - randamentul hidroagregatului, în regim de generare.

Volumul minim al rezervorului superior este determinat de expresia: $V_{ap\grave{a},zi} = Q_{ap\grave{a}} \cdot T_{zi}$.

Suprafața rezervorului superior se calculează după cum urmează: $S = V_{ap\grave{a},zi} / h$, unde pentru adâncimea h vom accepta, $h = 25$ m.

Diametrul rezervorului superior se determină cu expresia: $d = \sqrt{S / \pi}$, iar diametrul conductei, ce va uni rezervorul superior cu un hidroagregat, cu formula: $d_{cond} = \sqrt{4Q / (\pi \cdot v)}$.

În fig. 4 este prezentată dependența diametrului conductei de viteza apei prin ea, iar în fig. 5 - dimensiunile principale ale rezervorului superior.



Rezultatele calculelor realizate pentru o eventuală CHE-AP, edificată pe teritoriul Republicii Moldova, sunt prezentate în tab. 2.

Tabloul 2 – Caracteristicile principale ale CHE-AP 100 MW

| Nr | Indicator | Not. | u.m. | Puterea centralei, MW | | | | | |
|------------------------|--|-----------|---------------|-----------------------|--------|---------|--------------|--------|--------|
| | | | | 25 | | | 100 (4 x 25) | | |
| 1 | Debitul de apă către hidroagregate | Q_{apa} | m^3/s | 32 | | | 127 | | |
| 2 | Durata de funcționare (generare) | T_{zi} | h/zi | 4 | 8 | 10 | 4 | 8 | 10 |
| | | T_{an} | h/an | 1440 | 2880 | 3600 | 1440 | 2880 | 3600 |
| 3 | Volumul energiei produse pe o zi, un an și 20 de ani | W_{zi} | MWh/zi | 100 | 200 | 250 | 400 | 800 | 1000 |
| | | W_{an} | GWh/an | 36,50 | 73,00 | 91,30 | 146,00 | 292,00 | 365,00 |
| | | WTA | GWh | 410,9 | 821,8 | 1027,8 | 1643,6 | 3287,3 | 4109,1 |
| 4 | Volumul energiei consumate (pompare) | W_{zi} | MWh/zi | 130 | 260 | 325 | 520 | 1040 | 1300 |
| | | W_{an} | GWh/an | 47,45 | 94,9 | 118,625 | 189,8 | 379,6 | 474,5 |
| | | WTA | GWh | 534,2 | 1068,4 | 1335,5 | 2136,7 | 4273,5 | 5341,8 |
| Înălțimea căderii apei | | | H = 100 m | | | | | | |
| 5 | Volum apă | V_{zi} | mil. m^3/zi | 0,46 | 0,92 | 1,15 | 1,83 | 3,67* | 4,59 |
| | | V_{an} | mil. m^3/an | 165 | 330 | 413 | 661 | 1321 | 1651 |
| 6 | Suprafața rezervor sup. | S_{apa} | mii m^2 | 18349 | 36697 | 45872 | 73394 | 146789 | 183486 |
| | | S_{apa} | ha | 1,8 | 3,7 | 4,6 | 7,3 | 14,7 | 18,3 |
| 7 | Diametru rezervor sup. | D | m | 153 | 216 | 242 | 306 | 432 | 483 |
| 8 | Diametru conductă | d | m | 3,19 | | | | | |
| Înălțimea căderii apei | | | H = 150 m | | | | | | |
| 9 | Volum apă | V_{zi} | mil. m^3/zi | 0,46 | 0,92 | 1,15 | 1,83 | 3,67 | 4,59 |
| | | V_{an} | mil. m^3/an | 165 | 330 | 413 | 661 | 1321 | 1651 |
| 10 | Suprafața rezervorului superior | S_{apa} | mii m^2 | 18349 | 36697 | 45872 | 73394 | 146789 | 183486 |
| | | S_{apa} | ha | 1,8 | 3,7 | 4,6 | 7,3 | 14,7 | 18,3 |
| 11 | Diametru rezervorului superior | D | m | 153 | 216 | 242 | 306 | 432 | 483 |
| 12 | Diametru conductă | d | m | 3,19 | | | | | |

* Lacul Dănceni, r-l Ialoveni, volum- 22 mil. m³, suprafață - 420 ha; suprafața rezervor superior – 14,7 ha.

3. Fezabilitatea CHE-AP

Fezabilitatea economică a unui proiect de edificare a unei noi CHE-AP se determină în baza evaluării venitului net așteptat (VNA) [11,12]. În scopul determinării venitului VNA mai jos este efectuat calculul cheltuielilor totale actualizate (CTA), aferente edificării și funcționării CHE-AP pe durata de studiu de 30 ani (fig. 6), cât și venitul brut (VTA) obținut în urma realizării energiei electrice produse pe piața de echilibrare în orele de vârf a sistemului.

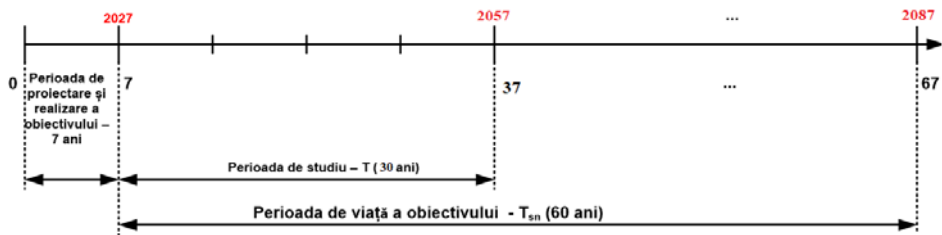


Figura 6. Axa timpului cu indicarea perioadelor adoptate

În tabelul 3 sunt prezentate datele inițiale utilizate în calculele economice de mai jos.

Tablelul 3 – Date ce stau la baza calculului economic

| Nr. | Indicatorul | Notația | Unitatea | Valoarea |
|-----|--|--------------|----------|----------|
| 1 | Puterea nominală | P_{nom} | MW | 100 |
| 2 | Investiția specifică | i_{sp} | mil. €MW | 2 |
| 3 | Durata realizării obiectivului | d | ani | 3 |
| 4 | Durata de studiu | T | ani | 30 |
| 5 | Volumul energiei furnizate anual pe PE | W_0 | MWh/an | 292000 |
| 6 | Volumul energiei consumate off-peak p/u pompare | $W_{0,pomp}$ | MWh/an | 379600 |
| 7 | Durata de utilizare a capacității nominale | T_u | h/an | 2880 |
| 8 | Randamentul instalației de generare | η_{gl} | % | 0,8 |
| 9 | Cota cheltuielilor anuale pentru O&M | $k_{O\&M,0}$ | % din I | 0,015 |
| 10 | Rata de actualizare | i | u.r. | 0,08 |
| 11 | Rata creșterii anuale a cheltuielilor O&M. | $r_{O\&M}$ | %/an | 0,04 |
| 12 | Costul mediu anual al energiei electrice PZU ¹ , 2019 | | €MWh | 52,83 |
| 13 | Costul mediu anual al energiei off-peak PZU, 2019, | $c_{W,2019}$ | €MWh | 36,89 |
| 14 | Costul mediu anual al energiei electrice PE ² , 2019 | | €MWh | 121,96 |
| 15 | Rata creșterii anuale a tarifului la energia electrică PE | $r_{W,PE}$ | %/yr | 0,02 |
| 16 | Rata creșterii anuale a tarifului la energia electrică PZU | $r_{W,PZU}$ | %/yr | 0,02 |

¹ Piața pentru ziua următoare; ² Piața de echilibrare.

3.1. Evaluarea cheltuielilor totale, aferente CHE-AP

Cheltuielile totale, aferente CHE-AP, includ trei componente:

- Cheltuielile cu investiția (CTAI);
- Cheltuielile cu operarea și mentenanța (CTAO&M);
- Cheltuielile cu consumul de energie electrică la CHE-AP pentru pomparea apei (CTA_{pomp}).

Astfel, cheltuielile CTA pe durata de studiu includ:

$$CTA = CTA_I + CTA_{O\&M} + CTA_{pomp}. \quad (1)$$

1. Cheltuielile cu investiția

Investiția realizată în CHE-AP, poate fi determinată în baza aplicării unei valori medii a investiției specifice -

$$I = i_{sp} \cdot P_{nom} = 2 \text{ mil.€} / \text{MW} \cdot 100 \text{ MW} = 200 \text{ mil €}; \quad (2)$$

unde: i_{sp} - investiția specifică;
 P_{nom} - puterea nominală a centralei.

În lipsa unor date concrete vom accepta că investiția este eşalonată în mod uniform pe anii perioadei de construcție de 3 ani. În această ipoteză pentru cheltuielile CTA_I rezultă:

$$CTA_I = \sum_{t=1}^d I_t \cdot (1+i)^t = I_0 \cdot \bar{T}_{d,i} = 66,67 \cdot 3,2464 = 216,43 \text{ mil.€} \quad (3)$$

unde: I_t reprezintă investiția realizată în anul t ; fie $I_t = I_0$ - pentru toți anii t ai perioadei d ,

$I_0 = I/d = 200 \text{ mil. €} / 3 \text{ ani} = 66,67 \text{ mil. €} / \text{an}$;

$\bar{T}_{d,i}$ - durata recalculată a perioadei de construcție:

$$\bar{T}_{d,i} = [(1+i)^d - 1] / i = [(1+0,08)^3 - 1] / 0,08 = 3,2464 \text{ ani}; \quad (4)$$

i rata de actualizare, $i = 0,08$.

2. Cheltuielile de operare și mentenanță pe durata de studiu -

$$CTA_{O\&M} = C_{O\&M,0} \cdot \bar{T}_{T,x1} = 2,885 \cdot 17,62 = 50,83 \text{ mil €} \quad (5)$$

unde: $C_{O\&M,0}$ reprezintă valoarea de calcul a cheltuielilor anuale O&M, determinată pentru anul de referință t_0 și raportată la anul 0:

$$C_{O\&M,0} = k_{O\&M,t_0} \cdot I \cdot (1+r_{O\&M})^{-t_0} = 0,015 \cdot 200 \cdot (1+0,04)^{-1} = 2,885 \text{ mii €} / \text{an}; \quad (6)$$

$k_{O\&M,t_0}$ - valoarea de referință a cheltuielilor anuale pentru O&M, exprimată ca procent din valoarea investiției totale nominale $k_{O\&M,t_0} = 0,015 \cdot I$;

I - valoarea investiției totale nominale;

$\bar{T}_{T,x1}$ - durata recalculată a perioadei de studiu, ce reflectă durata calendaristică a perioadei de calcul, rata de actualizare și dinamica cheltuielilor anuale O&M:

$$\bar{T}_{T,x1} = [1 - (1 + x_1)^{-T}] / x_1 = [1 - (1 + 0,0385)^{-30}] / 0,0385 = 17,62 \text{ ani}$$

x_1 - rata sintetică de recalculare (actualizare) a duratei perioadei de studiu:
 $x_1 = (1 + i) / (1 + r_{O\&M}) - 1 = (1 + 0,08) / (1 + 0,04) - 1 = 0,0385$;

$r_{O\&M}$ - rata creșterii anuale a cheltuielilor O&M.

3. Cheltuielile cu energia electrică consumată de CHE-AP la pomparea apei

$$CTA_{W-pomp} = C_{W,0} \cdot \bar{T}_{T,x2} = 16,41 \text{ mil. } \text{€} / \text{an} \cdot 13,94 \text{ ani} = 228,71 \text{ mil } \text{€} \quad (7)$$

unde: $C_{W,0}$ reprezintă valoarea de calcul a cheltuielilor cu energia electrică la anul 2027 – an ce precedă primul an de funcționare a CHE-AP;

$$C_{W,0} = c_{W,0} \cdot W_{an,pomp} = 43,22 \text{ Euro} / \text{MWh} \cdot 379600 \text{ MWh} / \text{an} = 16,41 \text{ mil. } \text{€} / \text{an};$$

$W_{an,pomp}$ - cantitatea de energie consumată anual pentru pompare, achiziționată pe PZU, $W_{an,pomp} = 379,6 \text{ GWh} / \text{an}$;

$c_{W,0}$ - prețul energiei pe piața PZU în afara orelor de vârf, n anul ce precedă primul an de funcționare a CHE-AP,

$$c_{W,0} = c_{W,2019} \cdot (1 + r_{pzu})^{27-19} = 36,89 \cdot (1 + 0,02)^8 = 43,22$$

€/ M Wh , iar $c_{W,2019}$ - prețul înregistrat în anul de referință,

$$c_{W,2019} = 36,89 \text{ €} / \text{MWh} ;$$

$\bar{T}_{T,x2}$ - durata recalculată a perioadei de studiu:

$$\bar{T}_{T,x2} = [1 - (1 + x_2)^{-T}] / x_2 = [1 - (1 + 0,0588)^{-30}] / 0,0588 = 13,94 \text{ ani} ;$$

x_2 - rata sintetică,

$$x_2 = (1 + i) / (1 + r_{W,pzu}) - 1 = (1 + 0,08) / (1 + 0,02) - 1 = 0,0588 ;$$

$r_{W,pzu}$ - rata anuală de creștere a costului energiei electrice pe piața PZU;

$$r_{W,PZU} = 0,02 \text{ u.r.}$$

Astfel, pentru cheltuielile totale aferente CHE-AP pe durata de studiu obținem –

$$CTA_{CHE-AP} = CTA_I + CTA_{O\&M} + CTA_w = 216,43 + 50,83 + 228,71 = 495,97 \text{ mil } \text{€}$$

3.2. Evaluarea venitului brut VTA obținut de la realizarea energiei electrice pe piața de echilibrare

Venitul VTA poate fi determinat cu formula: $VTA = WTA_{PE} \cdot CNAE_{W,PE}$, în care WTA_{PE} reprezintă volumul total (actualizat) al energiei produse de CHE-AP pe perioada de studiu, iar $CNAE_{W,PE}$ - costul unitar nivelat al energiei electrice pe PE pentru perioada de funcționare a CHE-AP.

1. *Calculul volumului energiei electrice produse de centrală WTA_{PE}*

Volumul total actualizat al energiei electrice produse de centrală se determină cu formula:

$$WTA_{PE} = W_0 \cdot \bar{T}_{T,i} = 292000 \cdot 11,26 = 3287273 \text{ MWh}, \quad (8)$$

W_0 - volumul energiei produse anual,

$\bar{T}_{T,i}$ - durata recalculată (actualizată) a perioadei de studiu, ce reflectă durata calendaristică a perioadei de calcul și rata de actualizare:

$$\bar{T}_{T,i} = [1 - (1 + i)^{-T}] / i = [1 - (1 + 0,08)^{-30}] / 0,08 = 11,26 \text{ ani}; \quad (9)$$

i - rata de actualizare.

2. *Calculul costului nivelat al energiei electrice $CNAE_{W,PE}$ pe piața de echilibrare (PE) pentru perioada de funcționare a CHE-AP*

Calculul $CNAE_{W,PE}$ se sprijină pe cunoașterea:

- unei valori a costului mediu anual al energiei pe PE (an de referință – 2019),
- ratei medii anuale de creștere a costului energiei pe PE în perioada retrospectivă ($r_{w,PE}$) și
- valorii prognozate a costului energiei pe PE în anul ce precedă primul an de funcționare $c_{w,0,PE}$ și se realizează cu aplicarea formulei:

$$CNAE_{W,PE} = c_{w,0,PE} \cdot \bar{T}_{T,x3} / \bar{T}_{T,i} = 142,9 \cdot 13,94 / 11,26 = 176,94 \text{ Euro/MWh}, \quad (10)$$

unde: $c_{w,0,PE}$ valoarea de calcul a costului unitar mediu anual al energiei electrice pe piața de echilibrare la anul 2027, ce precedă primul an de funcționare a CHE-AP

$$c_{w,0,PE} = c_{w,PE,19} \cdot (1 + r_{w,PE})^{27-19} = 121,96 \cdot 1,02^8 = 142,9 \text{ Euro/MWh};$$

$c_{w,PE,2019}$ - costului unitar al energiei electrice, înregistrat pe piața de echilibrare în anul 2019, $c_{w,PE,2019} = 121,96 \text{ Euro/MWh}$;

$\bar{T}_{T,x3}$ - durata recalculată (actualizată) a perioadei de calcul:

- $\bar{T}_{T,x_3} = [1 - (1 + x_3)^{-T}] / x_3 = [1 - (1 - 0,0588)^{-30}] / 0,0588 = 13,94$ ani ;
 x_3 - rata sintetică de recalculare a duratei perioadei de studiu:
 $x_3 = (1 + i) / (1 + r_{w,pe}) - 1 = (1 + 0,08) / (1 + 0,02) - 1 = 0,0588$;
 $r_{w,pe}$ - rata creșterii anuale a tarifului la energia electrică pe PE, $r_{w,pe} = 0,02$.

De observat, că costul nivelat al energiei efectiv produse de CHE-AP pe perioada de studiu constituie –

$$CNAE_{CHE-AP} = CTA_{CHE-AP} / WTA_{PE} = 495,97 \cdot 10^6 / 3287273 = 150,9 \text{ Euro/MWh.} \quad (11)$$

3. Calculul venitului brut VTA obținut de la realizarea energiei electrice pe PE

În final, pentru veniturile totale obținute de la furnizarea energiei electrice pe PE, avem -

$$VTA = WTA_{PE} \cdot CNAE_{w,pe} = 3287,273 \cdot 176,939 \cdot 10^{-3} = 581,65 \text{ mil.Euro.} \quad (12)$$

unde: $CNAE_{w,pe}$ reprezintă costul nivelat al energiei pe piața de echilibrare,

WTA_{PE} volumul total al energiei produse de CHE-AP pe perioada de studiu.

3.3. Determinarea indicatorilor de eficiență economică

Venitul net actualizat aferent proiectului se determină cu expresia:

$$\begin{aligned}
 (13) \quad VNA &= VTA - CTA \text{ sau } VNA = WTA_{PE} \cdot (CNAE_{PE} - CNAE_{CHE-AP}) \\
 &= 581,65 - 495,97 = 85,68 \text{ mil. Euro.}
 \end{aligned}$$

În mod normal, se acceptă doar proiectele pentru care $VNA > 0$ - veniturile obținute depășesc cheltuielile realizate. VNA este unul din cei mai importanți indicatori de eficiență a investițiilor în economia de piață. El exprimă într-un mod generalizat situația „la zi” - câștigul sau pierderea economică pentru o perioadă de timp determinată.

Durata simplă de recuperare a investițiilor

Durata de recuperare a investiției este un alt indicator de eficiență economică, care reflectă capacitatea proiectului de a genera profit și restitui capitalul împrumutat. În general, durata de recuperare a investiției exprimă numărul de ani pe parcursul cărora investiția realizată se recuperează din profitul obținut în urma

realizării proiectului. Pentru a determina durata simplă de recuperare a investițiilor, presupunem că venitul net anual este constant pe perioada de studiu:

$$VN_{med} = VNA / \bar{T}_{T,i} = 85,68 / 11,26 = 7,61 \text{ mil } \text{€an}, \quad (14)$$

unde: VNA venitul net actualizat;
 $T_{T,i}$ durata actualizată a perioadei de studiu;

Pentru durata simplă de recuperare a investiției rezultă:

$$DRs = I / VN_{med} = 200 / 7,61 = 26,28 \text{ ani}, \quad (15)$$

unde: I investiția totală aferentă proiectului;
 VN_t venitul net mediu anual;

Un proiect de investiții poate fi acceptat, din punct de vedere economic, doar atunci când este satisfăcută condiția: DRs este mai mică decât durata de viață. Obiectivul considerat în proiect are o durată de viață de 80-100 ani, astfel, proiectul dat din punct de vedere economic este fezabil.

De observat că evaluarea economică de mai sus au fost realizată pentru o perioadă de studiu cu durata de 30 ani calendaristici, și ea a demonstrat că efortul investițional în acest proiect se recuperează din câștigurile anuale. Evident, că dacă aceste câștiguri ar fi fost contabilizate pe întreaga durată de viață a obiectivului - performanța economică a proiectului doar ar fi crescut.

4. Concluzii

Edificarea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompare (CHE-AP), ca principala infrastructură de stocare a energiei la scară largă, reprezintă o măsură importantă de sporire a flexibilității sistemului electroenergetic în vederea creșterii ponderii surselor de energie regenerabilă. Studiul realizat demonstrează atractivitatea implementării proiectelor consacrate CHE-AP.

REFERENCES

- [1] IRENA, Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2019.pdf
- [2] Renewable energy technologies: cost analysis: Hydropower. IRENA, 2012, 44p.
- [3] *Didik Notosudjono, Evita Wismiana1, Fitriah Alamsyah, Bagus Dwi Ramadhon*, "Analyzing the potential and the load evaluation on Ubrug hydro power plant of

- Sukabumi,” West Java, MATEC Web of Conferences 154, 01043 (2018), <https://doi.org/10.1051/mateconf/201815401043>.
- [4] *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage*, Report EUR 25940 EN, European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport. Petten, The Netherlands, 2013, 74p.
- [5] International Energy Agency, *Technology roadmap: Energy storage*, OECD/IEA, Paris, 2014.
- [6] *The world’s water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition*, International Hydropower Association working paper, dec.2018, 15 p.
- [7] *Validation Report, Tarnița–Lăpuștești Pumped-Storage Hydropower Plant*, Bucharest, 2019, 133p.
- [8] *Tarnița–Lăpuștești Pumped-Storage Hydropower Plant. Environmental impact report*, S.C. Hidroelectrică S.A., Sucursala Hidrocentrale Cluj, Project 15/2011, 172 p.
- [9] Ankit Gupta, Abhishek Chopra, *Pumped Hydro Storage Market Size by System, Industry Analysis Report, Regional Outlook, Application Potential, Price Trends, Competitive Market Share & Forecast, 2020 –2026*, Report ID: GMI2019, 150p. <https://www.gminsights.com/industry-analysis/pumped-hydro-storage-market>
- [10] Wäertsilä, *Flexibility to future-proof the Ukrainian power system Solving the Ukrainian Green-Coal paradox*, Wäertsilä Corporation 2018; www.wartsila.com/energy.
- [11] Arion V., Hlусov V., Gherman C., „Modelarea economică a obiectivelor și sistemelor energetice pe termen lung: modelele statice-echivalente și aplicabilitatea acestora,” EMERG 3, Editura AGIR, București, 2016, p. 26-63.
- [12] Arion V., Hlусov V., Gherman C., Șveț O., „Ghid privind evaluarea economică a proiectelor din domeniile eficienței energetice și energiilor regenerabile,” Chișinău, Editura Sirius, 2014.