



GUVERNUL ROMÂNIEI

HOTĂRÂRE

privind aprobarea Studiului de fundamentare pentru Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița - Lăpușești

În temeiul art. 108 din Constituția României, republicată, al art. 17 alin. (1) litera b) și a alin. (4) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 39/2018 privind parteneriatul public-privat.

Guvernul României adoptă prezenta hotărâre.

Art. 1. Se aprobă Studiul de fundamentare pentru Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița - Lăpușești prevăzut în anexa care face parte integrată din prezenta hotărâre.

Art. 2. Comisia Națională de Strategie și Prognoză va dispune toate măsurile necesare, în conformitate cu prevederile legale în vigoare, pentru declanșarea și parcurgerea procedurii de atribuire a contractului de parteneriat public-privat pentru Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița - Lăpușești.

Art. 3. În cazul în care, pe parcursul derulării procedurii de atribuire a contractului de parteneriat public-privat vor fi efectuate actualizări sau modificări în conținutul Studiului de fundamentare, acestea vor fi incluse în proiectul de contract de parteneriat public-privat care se supune spre aprobare prin hotărâre a Guvernului.

PRIM-MINISTRU

VASILICA-VIORICA DÂNCILĂ

NOTĂ DE FUNDAMENTARE

Secțiunea 1 *Titlul actului normativ*

HOTĂRÂRE **privind aprobarea Studiului de fundamentare pentru** **Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița - Lăpușești**

Secțiunea a 2-a *Motivul emiterii actului normativ*

1. Descrierea situației actuale

România îndeplinește prima condiție a securității energetice, deținând resurse energetice ce asigură un mixt energetic la o capacitate instalată de cca. 24.700 MW. Exploatarea judicioasă a acestor resurse asigură securitatea și stabilitatea Sistemului Electroenergetic Național, precum și traversarea momentelor critice.

Capacitatea instalată în SEN se prezintă astfel:

- SC Hidroelectrică SA are o capacitate instalată de 6444 MW, dar poate miza pe o medie de 2.000 MW, asigurând 25-30% din producția de energie electrică anuală, precum și asigurarea serviciilor de sistem, în procent de 80-85%.
- Complexul Energetic Oltenia, cu o putere instalată de 3240 MW, poate produce la vârf, în condiții ideale, 3000 MW, dar are o capacitate medie și constantă care se situează undeva la 1650-1700 MW.
- Compania SC Nuclearelectrică SA, cu o putere instalată de 1400 MW, în două unități nucleare, este producătorul cu cea mai mare constantă în exploatare.
- Producătorii de energie regenerabilă eoliană, solară, biomasă și din microhidrocentrale, au ajuns la o capacitate de 5.000 MW. Procentual, energia regenerabilă are un aport mediu anual de circa 10-15 % în totalul energiei electrice produse în România.
- Cele două centrale aparținând celor doi producători de gaz natural, Romgaz și Petrom, respectiv centralele de la Iernut și de la Brazi, contribuie și ele cu circa 400 MW, respectiv 800 MW, la capacitatea instalată în sistemul energetic.
- La acestea se adaugă capacitățile de producție ale

	ELCEN și cele câteva centrale termo în cogenerare rămase în funcțiune, cu un aport de cca. 3.000 MW. Din puterea totală brută disponibilă de cca. 24.500 MW, 3.000 MW sunt nedispecerizabili. Consumul mediul al României oscilează zilnic între 6.000 și 8.500 de MWh, cu vârfuri de 9.000 de MWh în zilele caniculare de vară și nivelul record de 10.000 MWh în zilele geroase din iarnă (media anului 2017 a fost cca 7.300 MWh). Evoluția tehnică a sectorului energetic în România ar putea fi pusă în dificultate, pe termen mediu și lung, datorită faptului că piața de energie electrică este deficitară din punct de vedere al infrastructurii, neavând capacități de stocare a energiei electrice, așa cum are piața gazelor naturale.
2. Schimbări preconizate	Dezvoltarea capacităților de stocare a energiei are un rol-cheie în a permite tarilor UE producerea de energie electrică din surse regenerabile intermitente. Stocarea energiei electrice furnizează o mare flexibilitate și echilibrare a rețelei, oferind back-up pentru integrarea în SEN a energiilor regenerabile intermitente. Pe plan intern, se poate îmbunătăți gestionarea rețelelor de transport și distribuție, reducerea costurilor și îmbunătățirea eficienței. În acest fel, se poate ușura introducerea pe piață a surselor regenerabile de energie, se accelerează decarbonizarea rețelei de energie electrică, îmbunătățirea securității și eficienței de transport și de distribuție a energiei electrice (reducerea fluxurilor în buclă neplanificate, congestie rețea, tensiune și variații de frecvență), stabilizarea pieței prin arbitrajul prețurilor pentru energia electrică, garantând în același timp o mai mare securitate a aprovizionării cu energie. În Strategia Energetică a României se menționează "La nivelul anului 2030 există și perspectiva altor tehnologii pentru stocarea energiei, dar acestea nu au, în acest moment, suficientă maturitate tehnologică pentru a fi implementate". Prin urmare, este obligatorie realizarea unei capacități de stocare cu puterea de circa 1.000 MW în CHEAP Tarnița-Lăpușești care să poată interveni în echilibrarea sistemului pe durate cuprinse între 4-6 ore". Studiile de amplasament și studiile de schemă pentru realizarea unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în România s-au realizat începând

	cu anii 70; la vremea respectivă s-a luat în calcul necesitatea acoperirii vârfului de sarcină, creșterea continuă a cererii de energie și intrarea în funcțiune a unităților 1-5 de la CNE Cernavodă, care nu aveau acoperire optimă în consum pentru întreaga perioadă de exploatare de 24 de ore, noaptea consumul fiind mai redus, în medie, cu cca 2500-3000 MW. Singura soluție viabilă, de mare eficiență o reprezintă construirea în România a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj de mare cădere, care pompează apă dintr-un rezervor inferior într-un rezervor superior în perioadele de gol de sarcină (noapte și weekend), consumând prin pompaj energia electrică în exces și generează energie electrică în perioadele de vârf de sarcină, la dispoziția SEN, înlocuind pentru acest serviciu de sistem, centralele electrice pe gaz natural, costisitoare din punct de vedere al combustibilului utilizat și hidrocentralele care produc în bază. Oportunitatea și necesitatea realizării proiectului centralei hidroelectrice cu acumulare și pompaj (CHEAP) Tarnița -Lăpușești se bazează pe următoarele avantaje și funcțiuni asigurate pentru sistemul energetic național de o centrală de pompaj: • creșterea gradului de siguranță al SEN în contextul funcționării în UCTE; • transferul energiei electrice de la golul de sarcină la vârf; • arbitrajul pieței de energie electrică; • rezerva de avarie de scurtă durată; • rezerva secundară și rezerva terțiară; • reglajul frecvență-putere și rezerva turnantă; • furnizarea de rezervă reactivă și reglarea tensiunii în SEN; • schimbul prin interconexiune în cadrul UCTE; • repunerea în funcțiune a SEN- black start capability,- capacitatea de a restabili interconexiunile de rețea în cazul în care se produce o pană de curent; • implementarea și gestionarea SEN a surselor regenerabile intermitente de energie electrică asigurând condiții optime pentru instalarea unei puteri mai mari de 4000 MW în centralele electrice eoliene.
3. Alte informații	Nu au fost identificate

<i>Secțiunea a 3-a</i> <i>Impactul socio-economic al actului normativ</i>	
1. Impact macro-economic	Rolul unui CHEAP este de a acoperi o parte din zona de vârf a graficului de sarcină, consumând în zona de bază a graficului de sarcină. În plus asigură serviciile tehnologice de sistem, la nivelul producției și transportului, servicii care sunt elementele necesare pentru garantarea calității, securității și economiei furnizării de electricitate la barele colectoare de la granița dintre sistemul de transport și cel de distribuție, bazate pe : • conceptul de calitate a serviciilor, asociat cu menținerea în limite acceptabile a nivelurilor de tensiune și frecvență la punctele de livrare. • conceptul de securitate, legat de continuitatea furnizării. • conceptul de economie, legat de furnizarea de electricitate la un cost minim. În urma calculării indicatorilor macroeconomici, rentabilitatea economică a proiectului a obținut rezultate pozitive, indicând faptul că investiția propusă este fezabilă din punct de vedere socio-economic. În ceea ce privește <i>rentabilitatea economică a proiectului</i>, aceasta este cuprinsă între 19,97 și 22,09 funcție de prețuri, fiind superioară ratei de actualizare socială de 5,5%. Valoarea zilnică a riscurilor este estimată la 13,8 milioane euro, reprezentând circa 1,38% din valoarea totală a investiției. În situația finanțării integrale a proiectului din surse bugetare, acest risc este acoperit în întregime de stat, pe când în ipoteza realizării proiectului în PPP, partenerul public preia 74,76% din valoarea totală a riscurilor.
1.1. Impactul asupra mediului concurențial și domeniului ajutoarelor de stat	
2. Impact asupra mediului de afaceri	Pentru România, potențialul hidro reprezintă o alternativă durabilă de dezvoltare a sectorului energetic, având în vedere resursele limitate de materii prime energetice, precum și nevoia obținerii unei energii ieftine și care nu produce gaze cu efect de seră.

	Proiectul CHEAP Tarnița - Lăpușești este esențial în contextul existenței unui portofoliu în creștere continuă cu producție necontrolabilă, care impune instalarea de capacități de echilibrare suplimentare, ce vor fi retribuite pe piețe de servicii tehnologice de sistem, piețe de capacități, dar și pe piața de echilibrare. Centrala ar fi un furnizor strategic de servicii energetice/servicii de sistem în partea de nord-vest a României, o zonă cu deficit de generare de energie electrică.
3. Impactul social	Pe durata lucrărilor de execuție investiția va reprezenta o sursă de locuri de muncă. De asemenea, după intrarea în operare, CHEAP și zonele adiacente se vor dezvolta și vor necesita, de asemenea, forță de muncă suplimentară. Totodată, în condițiile realizării proiectului apare ca evidentă îmbunătățirea calității mediului, implicit a sănătății populației, prin reducerea poluării aerului prin creșterea ponderii energiei hidroelectrice, în mixul energetic în detrimentul energiei produse din combustibili fosili.
4. Impact asupra mediului	Conform statisticilor la nivel european, producerea de energie electrică se numără printre cele mai mari surse de emisii poluante. În condițiile realizării proiectului apare ca evidentă îmbunătățirea calității mediului, implicit a sănătății populației, prin reducerea poluării aerului.
5. Alte informații	Nu au fost identificate.

Secțiunea a 4-a Impactul financiar asupra bugetului general consolidat, atât pe termen scurt, pentru anul curent, cât și pe termen lung (pe 5 ani) mii lei						
Indicatori	Anul curent	Următorii 4 ani				Media pe 5 ani
1	2	3	4	5	6	7
1. Modificări ale veniturilor bugetare, plus/minus, din care: a) buget de stat, din acesta: (i) impozit pe profit						

(ii) impozit pe venit b) bugete locale: (i) impozit pe profit c) bugetul asigurărilor sociale de stat: (i) contribuții de asigurări						
2. Modificări ale cheltuielilor bugetare, plus/ minus, din care: a) buget de stat, din acesta: (i) cheltuieli de personal (ii) bunuri și servicii b) bugete locale: (i) cheltuieli de personal (ii) bunuri și servicii c) bugetul asigurărilor sociale de stat: (i) cheltuieli de personal (ii) bunuri și servicii						
3. Impact financiar, plus/ minus, din care: a) buget de stat b) bugete locale						
4. Propuneri pentru acoperirea creșterii cheltuielilor bugetare						
5. Propuneri pentru a compensa reducerea veniturilor bugetare						
6. Calcule detaliate privind fundamentarea modificărilor veniturilor și/sau cheltuielilor bugetare						
7. Alte informații	Nu au fost identificate					
Secțiunea a 5-a Efectele actului normativ asupra legislației în vigoare						
1. Măsurile normative necesare pentru aplicarea prevederilor actului normativ: a) acte normative în vigoare ce vor fi modificate sau abrogate,	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.					

ca urmare a intrării în vigoare a actului normativ; b) acte normative ce urmează a fi elaborate în vederea implementării noilor dispoziții.	
1 ¹ Compatibilitatea actului normativ cu legislația în domeniul achizițiilor publice	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.
2. Conformitatea actului normativ cu legislația comunitară în cazul proiectelor ce transpun prevederi comunitare	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.
3. Măsuri normative necesare aplicării directe a actelor normative comunitare	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.
4. Hotărâri ale Curții de Justiție a Uniunii Europene	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.
5. Alte acte normative și/sau documente internaționale din care decurg angajamente	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.
6. Alte informații	Nu au fost identificate.
<i>Secțiunea a 6-a</i> <i>Consultările efectuate în vederea elaborării actului normativ</i>	
1. Informații privind procesul de consultare cu organizațiile neguvernamentale, institute de cercetare și alte organisme implicate	Proiectul de act normativ nu se referă la acest subiect
2. Fundamentarea alegerii organizațiilor cu care a avut loc consultarea precum și a modului în care activitatea acestor organizații este legată de obiectul actului normativ	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.
3. Consultări organizate cu autoritățile administrației publice locale, în situația în care actul normativ are ca obiect activități ale acestor autorități, în condițiile Hotărârii Guvernului nr.521/2005 privind procedura de consultare a structurilor asociative ale	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.

autorităților administrației publice locale la elaborarea proiectelor de acte normative	
4. Consultări desfășurate în cadrul consiliilor interministeriale în conformitate cu prevederile Hotărârii Guvernului nr.750/2005 privind constituirea consiliilor interministeriale permanente	Prezentul act normativ nu se referă la acest subiect.
5. Informații privind avizarea de către: a) Consiliul Legislativ b) Consiliul Suprem de Apărare a Țării c) Consiliul Economic și Social d) Consiliul Concurenței e) Curtea de Conturi	Proiectul de act normativ se avizează de către Consiliul Legislativ.
6. Alte informații	Nu au fost identificate.
Secțiunea a 7-a Activități de informare publică privind elaborarea și implementarea actului normativ	
1. Informarea societății civile cu privire la necesitatea elaborării actului normativ	Nu este cazul.
2. Informarea societății civile cu privire la eventualul impact asupra mediului în urma implementării actului normativ, precum și efectele asupra sănătății și securității cetățenilor sau diversității biologice	Nu este cazul.
3. Alte informații	Nu au fost identificate.
Secțiunea a 8-a Măsurile de implementare	
1. Măsurile de punere în aplicare a actului normativ de către autoritățile administrației publice centrale și/sau locale – înființarea unor noi organisme sau extinderea competențelor instituțiilor existente	Nu este cazul.
2. Alte informații	Nu au fost identificate.

Având în vedere cele de mai sus, a fost inițiat prezentul proiect de hotărâre a Guvernului privind aprobarea Studiului de fundamentare pentru Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița - Lăpușești.

**SECRETARUL GENERAL
AL GUVERNULUI**

TONI GREBLĂ

**PREȘEDINTELE COMISIEI
NAȚIONALE DE STRATEGIE ȘI
PROGNOZĂ**

ION GHIZDEANU

AVIZAT

**MINISTRUL FINANTELOR
PUBLICE**

**EUGEN ORLANDO
TEODOROVICI**

MINISTRUL ENERGIEI

ANTON ANTON

MINISTRUL JUSTIȚIEI

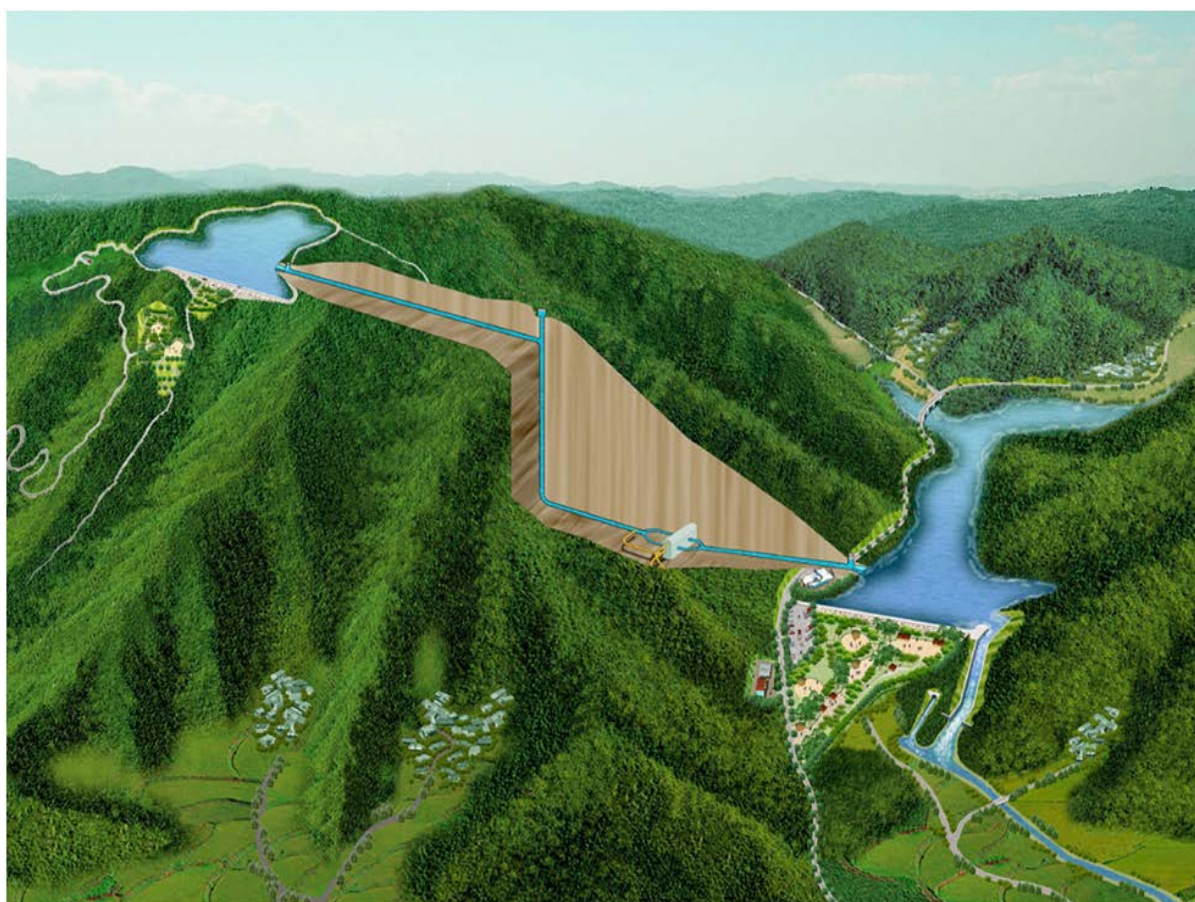
TUDOREL TOADER



COMISIA NAȚIONALĂ DE STRATEGIE ȘI PROGNOZĂ

STUDIU DE FUNDAMENTARE

Centrala cu Acumulare prin Pompaj Tarnița –Lapuștești



București, 2019

Cuprins	pagina
1. Informații generale privind obiectivul de investiții	4
1.1 Denumirea obiectivului de investiții	4
1.2 Amplasamentul proiectului	4
1.3 Beneficiarul investiției	4
1.4 Elaboratorul studiului de fundamentare	4
1.5 Durata investiției	4
1.6 Preambul	4
1.7 Situația sectorului energiei electrice din România	5
1.8. Oportunitatea și necesitatea realizării proiectului CHEAP Tarnita-Lapustesti	9
2. Statutul centralelor cu acumulare prin pompaj în energetica mondială	12
2.1 Prezentarea sectorului CHEAP	12
2.2 Analiza SWOT a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj	17
2.3 Economia stocării energiei electrice în CHEAP	17
2.4 Rolul CHEAP în asigurarea serviciilor de sistem	18
3. Piața de energie electrică	21
3.1 Platforme de tranzacționare a energiei electrice în Europa	21
3.1.1 Piața scandinavă a energiei electrice	21
3.1.2 Piața franceză de energie electrică	21
3.1.3 Piața germană de energie electrică	22
3.2 Piața de energie electrică din România	23
3.2.1 Organizarea pieței și formarea pretului energiei electrice	23
3.2.2. Piața centralizată de servicii de sistem tehnologice	26
3.2.3 Servicii de sistem tehnologice	28
3.3 Prognoza consumului de energie electrică	30
3.4 Asigurarea serviciilor de sistem	33
3.5 Sustenabilitatea CHEAP Tarnita-Lapustesti	35
4. Principalele caracteristici tehnice, financiare și contractuale ale proiectului	37
4.1 Istoricul proiectului CHEAP Tarnita-Lapustesti	37
4.2 Concluziile studiilor privind CHEAP Tarnita-Lapustesti	38
4.3 Descrierea proiectului în contextul amenajării hidroenergetice a râului Someș	42
4.4 Date tehnice, juridice, studii suport, volume de lucru	49
5. Evaluarea investiției	83
5.1. Identificarea investiției și definirea obiectivelor	83
5.2. Deviz general	83
5.3. Comparatie cost investiții în proiecte CHEAP pe plan internațional	84
5.4. Analiza opțiunilor	84
5.5. Ipotezele de lucru	87

6. Studii și analize cu privire la modul de realizare al proiectului, variantă actualizată, date din 2018	91
6.1 Diferențe între PPP și achiziția publică tradițională	91
6.1.1 Contextul actual	91
6.1.2 Modalitatea tradițională de achiziție publică	92
6.1.3 Parteneriat Public-Privat	94
6.2 Eficiența economică a proiectului prin prezentarea unei analize cost-beneficiu	96
6.2.1 Abordare generală	96
6.2.2 Orizontul de analiză (perioada de referință)	97
6.2.3 Ipoteze de bază	97
6.2.4 Cuantificarea beneficiilor economice	99
6.2.5 Analiza beneficiilor socio-economice induse nemonetizate	100
6.2.6 Calculul indicatorilor de performanță economică ai proiectului	101
6.3 Analiza „Value for money” în ambele variante	102
6.3.1 Introducere	102
6.3.2 Modelul financiar	104
6.3.3 Rezultatele analizei financiare în Scenariul PPP	106
6.3.4 Rezultatele analizei financiare în Scenariul Finanțare publică 100%	108
6.3.5 Analiza de sensibilitate	110
6.4 Varianta recomandată de elaboratorul studiului și avantajele acesteia	112
6.5 Structura de distribuire a riscurilor pentru fiecare opțiune, cuantificarea acestora și alternative de alocare între părțile contractante, funcție de capacitatea de gestionare a riscurilor	115
6.5.1 Identificarea și cuantificarea riscurilor	115
6.5.2 Alocarea riscurilor între Partenerul Public și Partenerul Privat	119
6.6 Posibilitatea generică a proiectului de a mobiliza resursele financiare necesare acoperirii costurilor (gradul de suportabilitate a proiectului)	123
6.7 Tarifele și sistemul de taxare	126
6.8 Principalele etape contractuale	127
6.9 Principalele activități realizate în cadrul fiecărei etape/perioade contractuale	127
6.10 Prezentarea veniturilor proiectului	130
6.11 Sistemul de penalități	131
6.12 Încetarea contractului PPP și compensațiile plătibile	132

1. Informatii generale privind obiectivul de investii

1.1. Denumirea obiectivului de investiție

„Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Tarnița - Lăpuștești”.

1.2. Amplasamentul

Obiectivul de investiție se amplasează în județul Cluj la circa 30 km amonte de municipiul Cluj-Napoca pe valea râului Someșul Cald, în versantul stâng adiacent acumulării Tarnița, existentă.

1.3. Titularul investiției: Ministerul Energiei

1.4. Beneficiarul investiției: Ministerul Energiei

1.4. Elaboratorul studiului de fundamentare: CNSP

1.5. Durata investitiei: 60 de luni

1.6. Preambul

Energia este un domeniu de importanță strategică pentru faptul că asigurarea acesteia la prețuri rezonabile influențează competitivitatea economică, capacitatea de producție internă și forța politică a unui stat. Securitatea aprovizionării cu energie afectează bunăstarea unui stat, iar schimbările în prețurile energiei afectează alocarea bunăstării la nivel național. Și, nu în ultimul rând, de buna aprovizionare cu energie depinde și capacitatea de apărare a unui stat. În Strategia Energetică a României 2018–2030, se precizează: „Viziunea Strategiei Energetice a României este de creștere a sectorului energetic în condiții de sustenabilitate. Dezvoltarea sectorului energetic este parte a procesului de dezvoltare a României

În strategie este subliniată necesitatea imperativa a realizării proiectului CHEAP Tarnița-Lăpuștești

Prin realizarea celor două grupuri nucleare noi și menținerea unui trend crescător al capacităților de producție din surse regenerabile cu caracter intermitent, construcția unei centrale de mare capacitate cu acumulare prin pompaj este obligatorie pentru stabilitatea sistemului electroenergetic. (Strategia Energetica Nationala 2018-2030)

În elaborarea prezentului Studiu de Fundamentare s-a ținut cont de următoarele condiționări și avantaje financiare prevăzute de legea Parteneriatului Public Privat :

- valoarea estimată a investiției – 1 miliard euro (estimativ);
- investiție într-o singură etapă;
- perioada contractului PPP – 30 ani din care 5 ani închidere financiară, proiectare și execuție;
- plata anuală de disponibilitate – 50 milioane euro;
- bonificație pentru devansare termenului de realizare – 100 milioane euro/an.

1.7.Situatia sectorului energiei electrice din Romania

România îndeplinește prima condiție a securității energetice, deținând resurse energetice ce asigură un mixt energetic la o capacitate instalată de cca.24.700 MW(Transelectrica-2018). Exploatarea judicioasă a acestor resurse asigură securitatea și stabilitatea Sistemului Electroenergetic Național (SEN), precum și traversarea momentelor critice.

Repartizată pe companiile statului și companii private capacitatea instalată în SEN se prezintă astfel:

- Compania SC Hidroelectrica SA are o capacitate instalată de 6444 MW; când nivelul hidraulicității este favorabil, poate atinge un vârf de producție de 3.500-4000 MW. Această situație ideală se poate întâmpla câteva ore pe parcursul unui an care are 8760 de ore.. În realitate, Hidroelectrica poate miza pe o medie de 2.000 MW, asigurând 25-30% din producția de energie electrică anuală, precum și asigurarea serviciilor de sistem, în procent de 80-85%
- Complexul Energetic Oltenia, al doilea mare producător din România, cu o putere instalată de 3240 MW, poate produce la vârf, în condiții ideale, 3000 MW, dar nu mai mult de câteva zile, situație care nu ține de o eventuală lipsă a carbunelui, ci efectiv de condițiile tehnice. CE Oltenia estimează o capacitate medie și constantă în operarea care s-ar situa undeva la 1650-1700 MW.
- Compania SC Nuclearelectrica SA, care are o putere instalată de 1400 MW în două unități nucleare, de 700 MW fiecare, este producătorul cu cea mai mare constantă în exploatare, în regim de bază. Cu excepția perioadelor de oprire a uneia sau altuia dintre reactoare pentru reviziile specifice, sau în cazul unor incidente, centrala nucleară de la Cernavodă produce în banda cantitatea de energie pentru care a fost proiectată, fără a fi influențată de factori externi sau tehnici, cum se întâmplă în hidro, carbune sau în sectorul energiilor regenerabile intermitente. Capacitățile de producție energetică nucleară reprezintă o plasă de siguranță suplimentară în asigurarea consumului energetic intern. Prin intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la Cernavodă, cota de piață internă a SN Nuclearelectrica SA poate ajunge până la cca.35%, ceea ce va duce la diminuarea consumului de hidrocarburi în sectorul energetic și la o suplینire a deficitului de energie electrică în regim de bază.
- Producătorii de energie regenerabilă eoliană, solară, biomasă și din microhidrocentrale, au ajuns la o capacitate de 5.000 MW din care, parcuri eoliene cu o putere de 3.000 de MW, panouri fotovoltaice cu o capacitate totală de 1300 de MW, în microhidrocentrale cca. 400 de MW și centrale pe bază de biomasă cu o putere cumulată de 120 MW. (Raport ANRE 2017) Sunt zile în care energia regenerabilă intermitentă eoliană și solară depășește 2.000 MW în generare, dar sunt zile în care vorbim de câțiva zeci de MW. Procentual, energia regenerabilă are un aport mediu anual de circa 10-15 % în totalul energiei electrice produse în România.
- Cele două centrale aparținând celor doi producători de gaz natural, Romgaz și Petrom, respectiv centralele de la Iernut și de la Brazi, contribuie și ele cu circa 400 MW, respectiv 800 MW la capacitatea instalată în sistemul energetic. La acestea se adaugă capacitățile de producție ale ELCEN și cele câteva centrale termice în cogenerare rămase în funcțiune, cu un aport de cca. 3.000 MW.

Putere instalata 2018	Putere instalata (MW)	Putere disponibila(MW)
Total	24.738	22.256
Centrale hidroelectrice	6731	6368
Centrale nuclearelectrice	1413	1413
Centrale termoelectrice	12.059	10256
Centrale eoliene	3030	2944
Centrale fotovoltaice	1375	1176
Centrale biomasa	130	99

(Sursa: Transelectrica-2018)

Operatorul de transport și de sistem (OTS) și operatorii de distribuție asigură transportul, respectiv distribuția, precum și dispecerizarea cu prioritate a energiei electrice produse din surse regenerabile, pentru toți producătorii de energie din surse regenerabile, indiferent de capacitate, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii, cu posibilitatea modificării notificărilor în cursul zilei de operare, conform metodologiei aprobate de ANRE.

La nivelul anului 2017, producția de energie electrică a României a scăzut cu aproape 4% față de 2016, ceea ce a provocat o creștere a importurilor de electricitate și o diminuare a exportului. În 2017 România a produs 63.64 TWh, cu 2,5 TWh mai puțin decât în anul 2016, arată datele Institutului Național de Statistică. Scăderea a fost provocată de producția mai mică a hidrocentralelor, care au generat în 2017 o cantitate de 14,7 TWh cu aproape 5 TWh mai puțin decât în 2016. În schimb, producția termocentralelor a fost cu 5,7% mai mare, la 28 TWh. Producția de energie eoliană a crescut cu 10,2%, până la 7,4 TWh, în timp ce centralele solare au generat 1,9 TWh, un plus de 2% față de 2016.

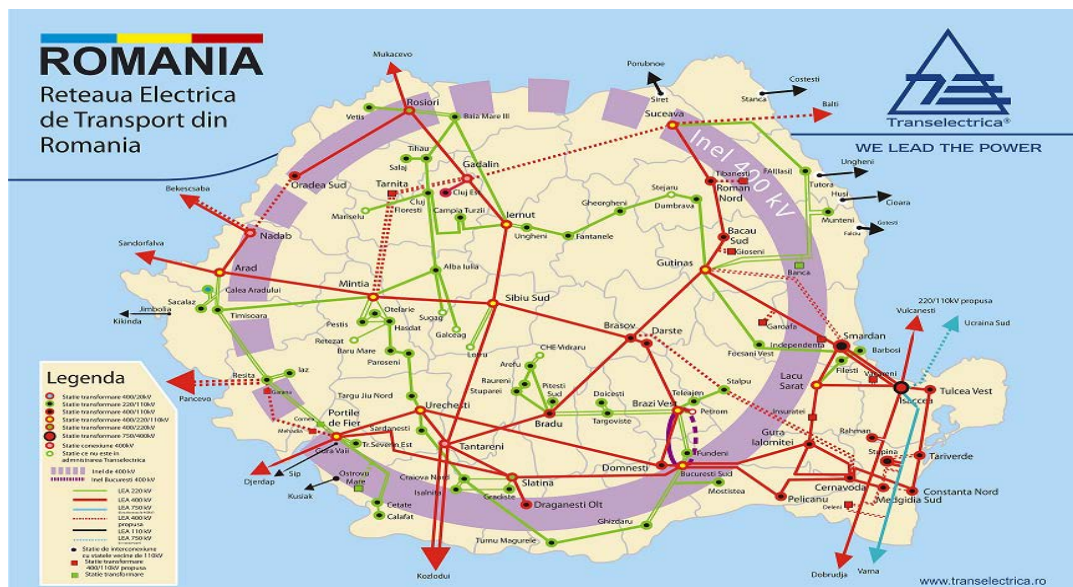
Consumul final de electricitate în 2017 a fost de 54,6 TWh, cu 0,219 TWh mai mic decât în anul precedent. În 2017, importul a crescut cu 2,4% până la 3,6 TWh, în timp ce exporturile au fost cu 23,7% mai mici, la 6,5 TWh, soldul fiind pozitiv.

Comparativ cu anul 2016, producția energiei eoliană din 2017 a fost mai mare cu 0,8 TWh, iar comparativ cu anul 2015, a fost cu 0,3 TWh mai mare. Cea mai clară diferență este cea dintre producția înregistrată în anul 2017 și cea din 2010, când producția de energie eoliană a fost de doar 0,3 TWh.

Capacitatea rețelei românești de a prelua energia eoliană este de doar 3.038 MW, a 13-a din Europa. În privința producției de energie solară fotovoltaică, în 2017 România a avut o producție de 1,9 TWh, a 8-a din Europa.

OTS-Operatorul de transport și de sistem Transelectrica SA coordonează fluxurile de putere din SEN prin controlul unităților de producție dispecerizabile. Deși dispecerizare implică costuri suplimentare pentru producători, ea face posibilă echilibrarea SEN în situații extreme. Din puterea totală brută disponibilă de cca 24.500 MW, 3.000 MW sunt nedispecerizabili. Consumul mediului al României oscilează zilnic între 6.000 și 8.500 de MWh, cu vârfuri de 9.000 de MWh în zilele caniculare de vară și nivelul record de 10.000 MWh din zilele geroase din iarnă; media anului 2017 a fost cca 7300 MWh.

Fig.1.1-Reteaua electrica de Transport



Istoric, SEN s-a dezvoltat accelerat in perioada 1950-1989, când s-a interconectat și cu sistemele energetice vecine. După 1990 efortul de a asigura funcționarea la standarde înalte de siguranță și calitate a permis integrarea SEN în UCPT -sistemul electroenergetic al Uniunii Europene. Aceasta a asigurat sprijin politicilor pentru integrarea piețelor de electricitate din Balcani în piața unică europeană și accesul producătorilor și furnizorilor interni de energie la piața europeană. Odată cu liberalizarea pieței de energie și integrarea surselor de energie regenerabile intermitente, eoliana și solara, rolul rețelei și calitatea energiei electrice a câștigat în importanță, creând oportunități de piață pentru sistemele de stocare ale energiei electrice. Evoluția tehnică a sectorului energetic în România ar putea fi pusă în dificultate pe termen mediu și lung datorită faptului că piața de energie electrică este deficitară din punct de vedere al infrastructurii, neavând capacități de stocare a energiei electrice, așa cum are piața gazelor naturale.

Conform obiectivelor fundamentale ale Strategiei Energetice, dezvoltarea sectorului energetic este direct proporțională cu realizarea unor proiecte de investiții strategice de interes național. Prin Strategia Energetică a României 2018-2033, sunt considerate investiții strategice de interes național următoarele obiective:

1. Finalizarea Grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă;
2. **Realizarea Hidrocentralei cu Acumulare prin Pompaj de la Tarnița-Lăpușești;**
3. Realizarea Grupului de 600 MW de la Rovinari;
4. Realizarea Complexului Hidrotehnic Turnu-Măgurele-Nicopole.

Realizarea obiectivelor strategice presupune o riguroasă ancorare în realitatea sectorului energetic, cu o bună înțelegere a contextului internațional și a tendințelor de ordin tehnologic, economic și geopolitic. Tot în Strategiei Energetice a României 2018-se menționează „Cap III.3. Realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpușești”: În condițiile în care, la orizontul anului 2030, în mixul tehnologic din

sistemul de producție al energiei electrice din România va crește ponderea sectorului nuclear și a energiei din surse regenerabile, sunt necesare capacități care să asigure flexibilitatea sistemului electroenergetic.

La nivelul anului 2030, există perspectiva dezvoltării și a altor tehnologii pentru stocarea energiei, de tipul acumulatorilor, dar acestea nu au, în acest moment, suficientă maturitate tehnologică pentru a fi implementate. Prin urmare, este obligatorie realizarea unei capacități de stocare cu puterea de circa 1.000 MW în CHEAP Târnița-Lăpușești care să poată interveni în echilibrarea sistemului pe durate cuprinse între 4-6 ore.”

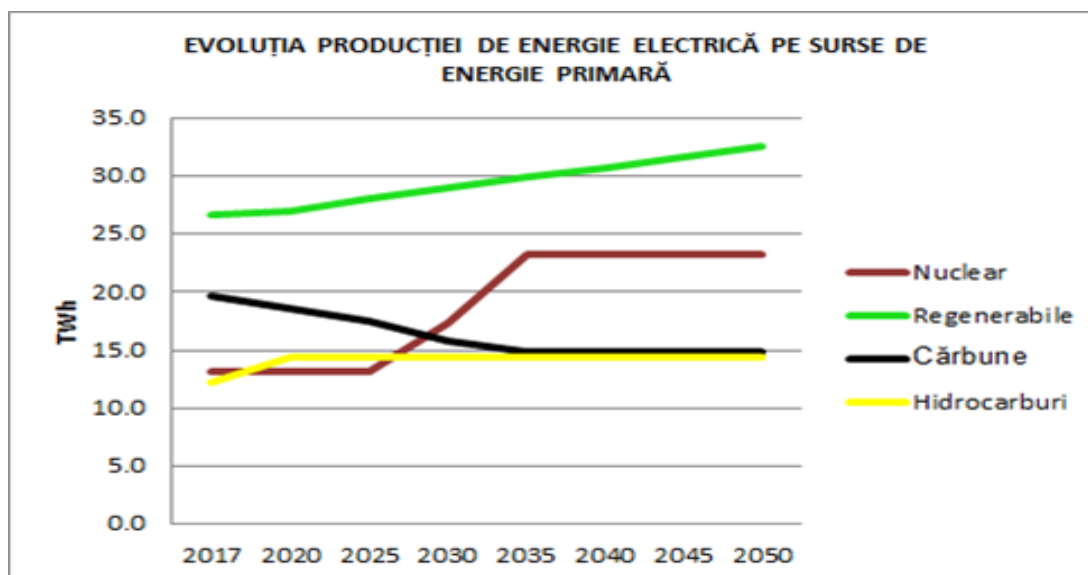
Stocajul energiei electrice este considerat în literatura de specialitate “a-6-a dimensiune” a unui sistem energetic, alături de: (1) sursele de energie, (2) producere, (3) transmisia, (4) distribuția și (5) consumul.

În funcție de design și caracteristici, stocajul energiei electrice asigură aprovizionare în momente de mare cerere (de exemplu datorită variațiilor sezoniere) și contribuie la funcționarea pieței energiei electrice, asigurând flexibilitate pe termen scurt. Piața de energie electrică internă are nevoie de stocajul energiei electrice pentru a progresa, martor de succes în acest sens fiind evoluția pieței de gaze naturale, în care stocajul detine un rol fundamental, asigurând flexibilitatea serviciilor de piață și stabilitatea prețului gazului natural.

Rolul unui CHEAP pe piața energiei electrice presupune achiziționarea la prețuri scăzute a energiei electrice în momentul în care cererea de energie electrică este scăzută și deci, prețurile sunt mici, (în general noaptea și în weekend), stocajul acestei energii electrice până la momentul oportun și vânzarea atunci când cererea de energie electrică și prețurile sunt mari, la varful de sarcină.

Echilibrarea permanentă a cererii variabile cu continuitatea în generarea, necesită existența și întreținerea, cu costurile aferente, a unor capacități de rezervă în sistem pentru a satisface permanent cererea, rezerva rapidă fiind asigurată și de existența unei centrale de pompaj.

Fig.1.2 Prognoza producției de energie electrică pe resurse

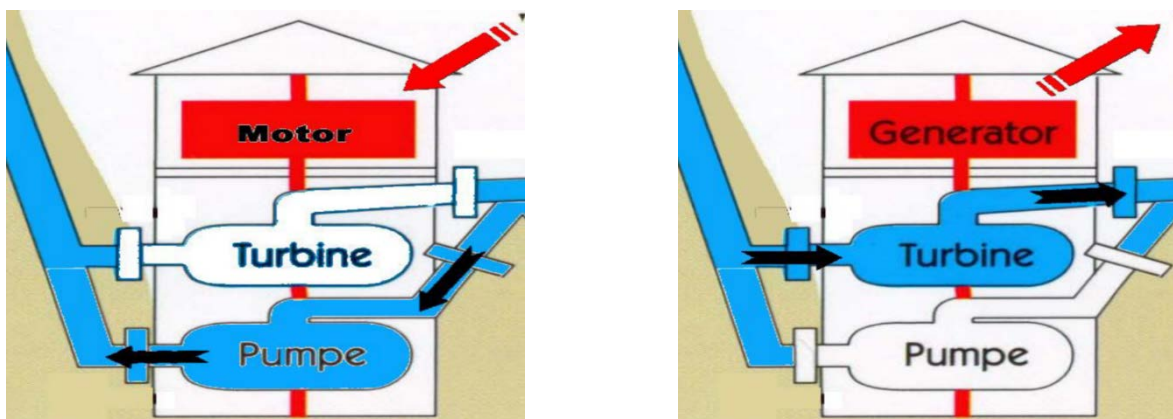


(Sursa-Strategia Energetica 2018-2050)

1.8. Oportunitatea si necesitatea realizării proiectului CHEAP Tarnita-Lapustesti

Dezvoltarea capacitatilor de stocare a energiei are un rol-cheie în a permite tarilor UE producerea de energie electrică din surse regenerabile intermitente. Stocare energiei electrice furnizeaza o mare flexibilitate si echilibrare a rețelei, oferind back-up pentru integrarea în SEN a energiilor regenerabile intermitente.

Fig.1.3 Functionarea reversibila a hidroagregatelor turbina/pompa



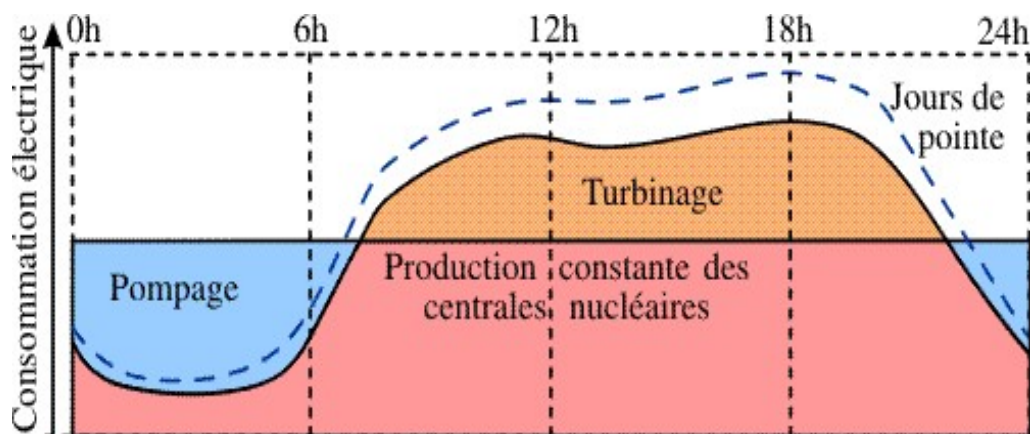
Pe plan intern, se poate îmbunătăți gestionarea rețelelor de transport si distribuție, reducerea costurilor și îmbunătățirea eficienței. În acest fel, se poate ușura introducerea pe piață a surselor regenerabile de energie, se accelereaza decarbonizarea rețeaua de energie electrică, îmbunătățirea securitatea și eficiența de transport și de distribuție a energiei electrice (reduce fluxurilor în buclă neplanificate, congestie rețea, tensiune și variațiile de frecvență), stabilizarea pieței prin arbitrajul prețurilor pentru energia electrică, garantând în același timp o mai mare securitate a aprovizionării cu energie.

În Strategia Energetica a Romaniei se mentioneaza "La nivelul anului 2030 există și perspectiva altor tehnologii pentru stocarea energiei, dar acestea nu au, în acest moment, suficientă maturitate tehnologică pentru a fi implementate.

Prin urmare, este obligatorie realizarea unei capacități de stocare cu puterea de circa 1.000 MW în CHEAP Tarnița-Lăpușești care să poată interveni în echilibrarea sistemului pe durate cuprinse între 4-6 ore".

Studiile de amplasament si studiile de schema pentru realizarea unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în România s-au realizat incepand cu anii 70; la vremea respectiva s-a luat in calcul necesitatea acoperirii varfului de sarcina, cresterea continua a cererii de energie si intrarea in functiune a unitatilor 1-5 de la CNE Cernavoda, care nu aveau acoperire optima în consum pentru întreaga perioada de exploatare de 24 de ore, noaptea consumul fiind mai redus, în medie, cu cca 2500-3000 MW.

Fig.1.4 Modul in care CHEAP optimizeaza exploatarea centralelor nuclear-electrice
(sursa EDF)

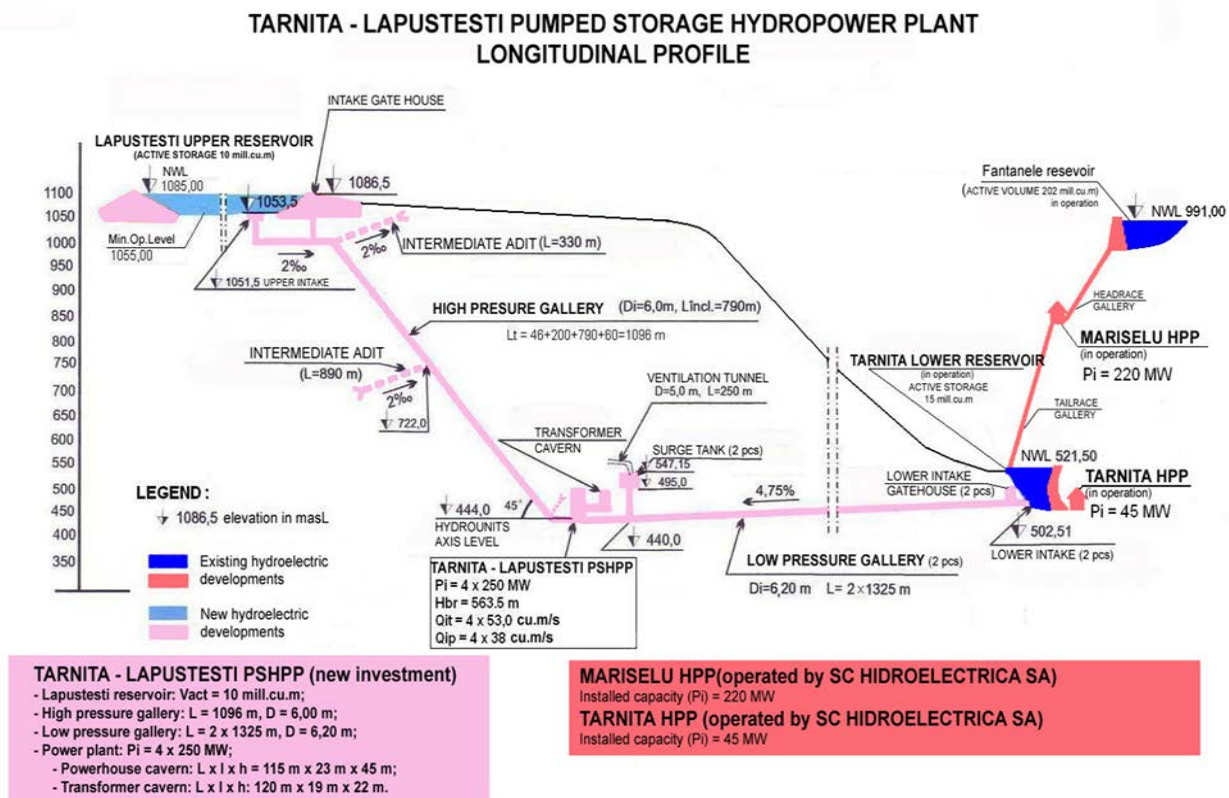


Singura solutie viabila, de mare eficienta o reprezinta construirea in Romania a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj de mare cadere, care pompeaza apa dintr-un rezervor inferior intr-un rezervor superior in perioadele de gol de sarcina (noapte si weekend) consumand prin pompaj energia electrica in exces si genereaza energie electrica in perioadele de varf de sarcina, la dispozitia SEN, inlocuind pentru acest serviciu de sistem, centralele electrice pe gaz natural, costisitoare din punct de vedere al combustibilului utilizat si hidrocentralele care produc in baza.

Oportunitatea si necesitatea realizarii proiectului centralei hidroelectrice cu acumulare si pompaj (CHEAP) Tarnita -Lapustesti se bazeaza pe urmatoarele avantaje si functiuni asigurate pentru sistemul energetic national de o centrala de pompaj:

- cresterea gradului de siguranta al SEN in contextul functionarii in UCTE
- transferul energiei electrice de la golul de sarcina la varf;
- arbitrajul pietei de energie electrică
- rezerva de avarie de scurta durata;
- rezerva secundara si rezerva tertiara
- reglajul frecventa-putere si rezerva turnanta;
- furnizarea de rezerva reactiva si reglarea tensiunii in SEN;
- schimbul prin interconexiune in cadrul UCTE;
- repunere in functiune SEN- black start capability,- capacitatea de a restabili interconexiunile de rețea în cazul în care se produce o pană de curent
- implementarea si gestionarea SEN a surselor regenerabile intermitente de energie electrica asigurand conditii optime pentru instalarea unei puteri mai mari de 4000 MW in centralele electrice eoliene.

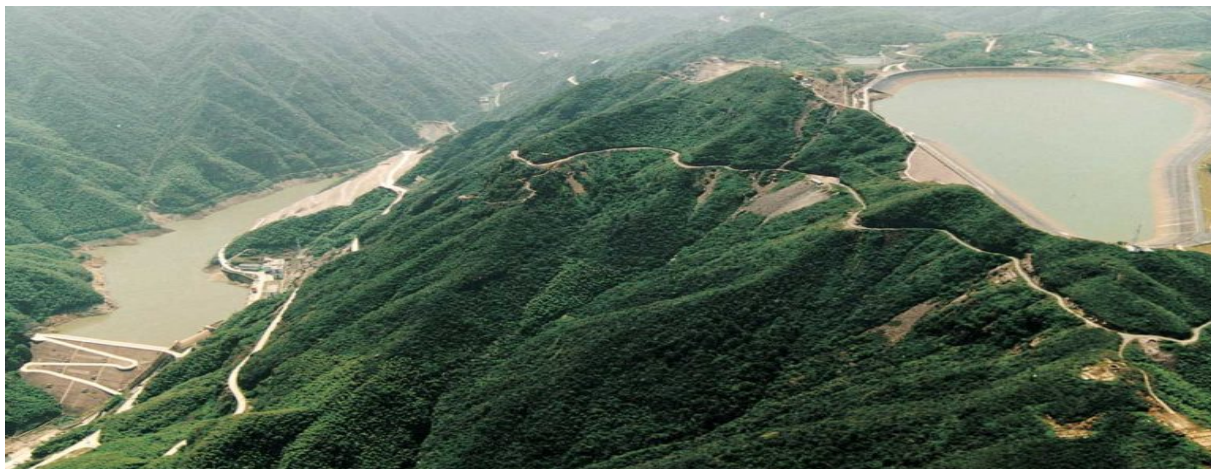
Fig.1.5 Schema sinoptica a proiectului CHEAP Tarnita-Lapustesti



(sursa ISPH)

Existenta centralei hidroelectrice cu acumulare si pompaj (CHEAP) Tarnita - Lapustesti in SEN va optimiza functionarea centralelor termo si va permite unor centralelor hidroelectrice care sunt utilizate actualmente pentru reglajin SEN, o functionare optima si constanta, cu referire in principal la CHE Portile de Fier I.

Fig.1.6 CHEAP Goldisthal,1060 MW (4x265MW)-Germania



2. Statutul centralelor cu acumulare prin pompaj în energetica mondială

2.1. Situația existentă în domeniul CHEAP

CHEAP sunt utilizate pentru stocarea industrială a energiei electrice și reprezintă aproape 99% din capacitatea de stocare la nivel mondial.

„Centralele cu acumulare prin pompaj sunt incredibil de eficiente. În lumea viitorului pe care ne-o dorim cu surse regenerabile de energie pentru a obține 20%, 30%, sau 50% din generația noastră de energie electrică, avem nevoie de centralele cu acumulare prin pompaj pentru stocarea energiei electrice. Este o oportunitate incredibilă și este de fapt posibilitatea de a avea energie curată la cel mai mic cost” (declarația Secretarului american pentru Energie, Steven Chu - septembrie 2009)

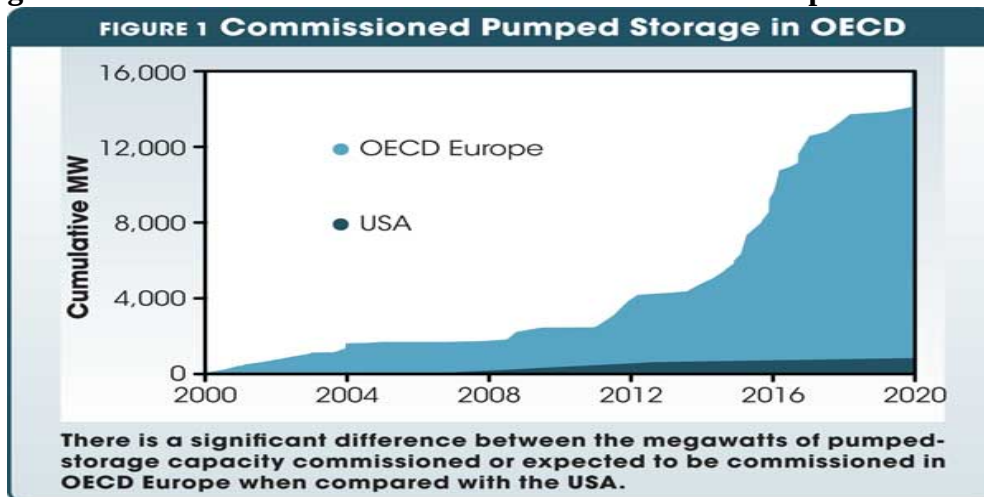
Pe fondul creșterii puternice a investițiilor în centrale eoliene și solare din ultimii ani, echilibrarea pieței a devenit esențială, cu atât mai mult cu cât grupurile pe bază de cărbune nu pot răspunde rapid intermitenței vântului și radiației solare decât pe bandă îngustă.

Centralele electrice din surse convenționale de energie electrică, în special cele care utilizează cărbune, înregistrează costuri crescute datorită faptului că nu pot funcționa în mod continuu, iar atunci când sunt oprite nu pot presta nici servicii tehnologice de sistem datorită duratelor lungi de pornire și a costurilor foarte mari.

Categoriile principale de producători cu răspuns rapid la cerințele de echilibrare sunt centralele hidroelectrice, grupurile pe bază de gaze naturale și, în mod deosebit, centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, esențiale pentru a echilibra cererea și oferta.

În Europa, practic nu există o țară care, având condiții geofizice favorabile, să nu fi construit cel puțin o centrală de pompaj la dispoziția OTS pentru siguranța sistemului energetic propriu, inclusiv vecinii direcți: Serbia, Bulgaria și Ucraina, mai puțin România, care a pierdut, tehnic vorbind, cca. 20-25 de ani în domeniul stocajului energiei electrice.

Fig.2.1 Trendul construcției de CHEAP în țările OECD comparativ cu SUA



Sursa: Power Eng

Centralele de pompaj fac parte integrantă din sistemul energetic european de cca. 100 de ani. În întreaga lume investițiile importante în centrale de pompaj s-au derulat în anii '70 și '80 corelate cu investițiile în capacități nucleare.

La nivelul anului 2017 situația capacității instalate în CHEAP arată astfel:

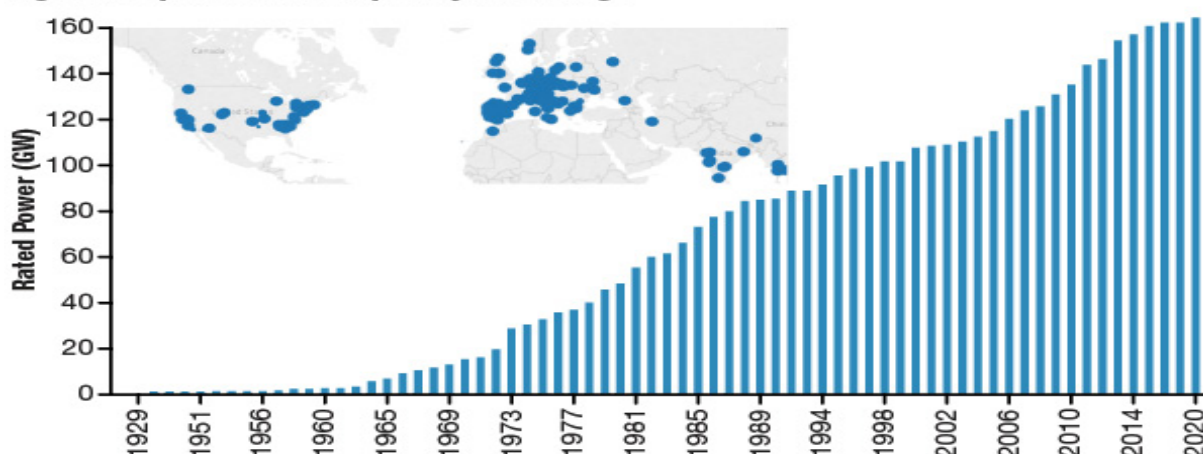
Tab.2.1.Capacitati instalate CHEAP in tarile industrializate (sursa consultantului)

Tara	Capacitate instalata (GW)
China	32
Japonia	28.3
SUA	22.6
Spania	8
Italia	7.5
Germania	7
India	6.8
Elvetia	6.4
Franta	5.8
Austria	3,5
Portugalia	2,6
UK	2,7

In documentul „EU Water Framework Directive-2007“se mentioneaza:“ Stocajul energiei si centralele de pompaj ocupa o pozitie speciala in Sistemul Energetic European.Acestea asigura servicii de sistem sub forma rezervei de putere si controlul frecventei.Necesitatea centralelor de pompaj va creste mult in viitor.

Ratiunea este,pe deoparte necesarul in crestere de putere in Europa,cu o crestere a varfului chiar in timpul verii, datorita utilizarii aerului conditionat,iar pe de alta parte, datorita expansiunii capacitatilor de energie regenerabila,centralele eoliene si centralele fotovoltaice,pentru ceea ce inseamna balansul de putere, centralele de pompaj si stocajul energiei,sunt inaintea oricarei altora,ideale acestui scop”

Fig.2.2. Evolutia capacitatii instalate in CHEAP pe plan mondial 1930-2020
Figure 1. Operational Pumped Hydro Storage



Schimbarea de paradigmă în energetica prin renuntarea ca combustibilii fosili și tranziția energetică rapidă din Uniunea Europeană catre sursele regenerabile de productie a

energiei electrice intermitente si impredictibile pot deveni risc extern de securitate pentru România dacă nu se adaptează în timp util.

Consiliul Europei a adoptat, în 18 decembrie 2017, poziția cu privire la o directivă care promovează utilizarea energiei din surse regenerabile în întreaga UE prin care statele membre se asigură că, la dispachizarea instalațiilor de producere a energiei electrice, operatorii de transport și sistem acordă prioritate instalațiilor de producere care utilizează surse regenerabile de energie, în măsura în care funcționarea sigură a rețelei naționale de energie electrică permite acest lucru și pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii.

Comunitatea Europeană are un angajament în a îndeplini obiectivul ca cel puțin 27% din consumul total de energie să fie reprezentat de energie din surse regenerabile până în 2030.

Această directivă, în concordanță cu deciziile Consiliului European din octombrie 2014, confirmă obiectivul obligatoriu și instituie cadrul și instrumentele adecvate pentru îndeplinirea sa.

Tările Europei care au combinat cu succes dezvoltarea producției de energie electrică din surse regenerabile impredictibile si intermitente cu centrale cu acumulare prin pompaj, nu numai că au redus dependența de importurile de combustibili fosili, dar asigură și garantează securitatea aprovizionării cu energie electrică pentru cetățenii lor în condițiile tehnice mai dificile ale surselor regenerabile.

Stocajul energiei electrice va juca un rol-cheie în viitor pentru că va permite UE să dezvolte producerea de energie electrică din surse regenerabile. La nivelul UE există astăzi 27.500 MW (IRENA-2018) capacitate instalată în CHEAP; doar Malta, Cipru, Ungaria, Olanda (tări aflate în imposibilitate geofizică) nu au centrale cu acumulare prin pompaj, și România, care are condițiile naturale adecvate și un proiect de centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompaj, proiect studiat de cca 40 de ani.

Pentru a rezolva problema stocării energiei electrice, Olanda a realizat proiectul complex al “insulei de energie”, o centrală de pompaj de cca. 1500 MW construită off-shore, iar Ungaria a identificat o locație la granița cu Ucraina și are deja finalizat studiul de fezabilitate pentru o centrală de pompaj, de cca 1200 MW.

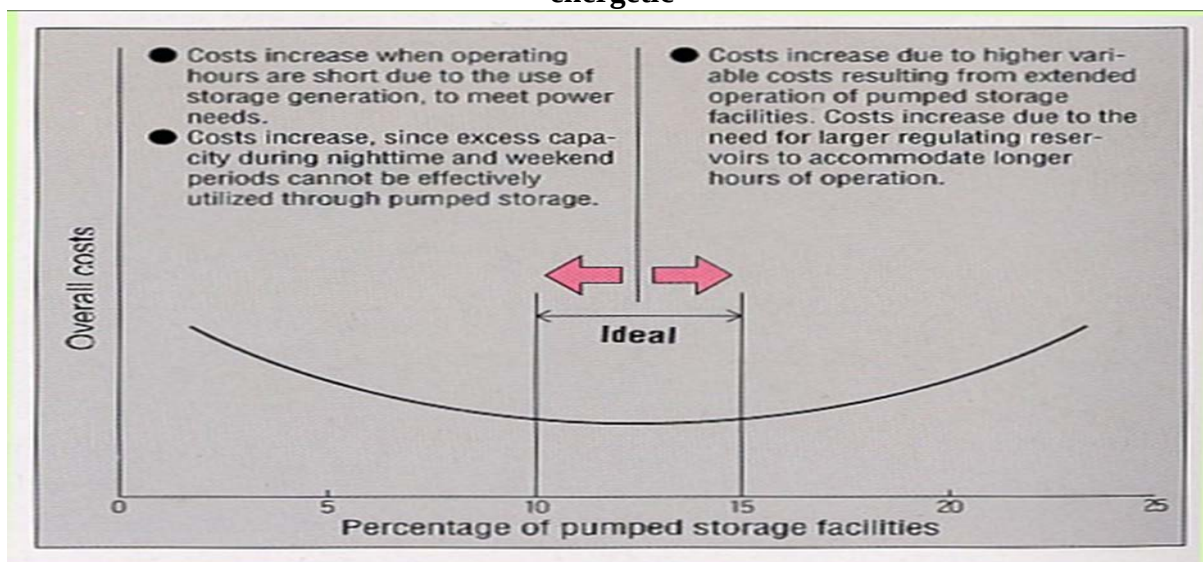
Fig.2.3. Insula de energie



Sursa: KEMA Laboratories

Experiența japoneză de 50 de ani în proiectarea, construcția și exploatarea centralelor de pompaj recomandă ca 10-15 % din capacitatea instalată a unui sistem energetic mixt să fie în centrale de pompaj. Actualmente Japonia are 14% din total capacitate instalată în centrale de pompaj și un program de investiții masive în acest domeniu.

Fig.2.4. Recomandarea Japoniei privind procentul de CHEAP instalate în mixul energetic



(Sursa consultantului)

De remarcat politica energetică a Germaniei, numită „tranzitia energetică”, care constă în a compensa închiderea totală a producătorilor de energie nucleară, cu dezvoltarea considerabilă a energiei eoliene on și off-shore. Această politică energetică este de natură să genereze o serie de probleme în alimentarea cu energie electrică, nu numai pentru Germania dar și pentru vecinii săi, astfel:

- energia eoliană are un caracter aleatoriu și imprevizibil, este posibil ca nevoile de import ale Germaniei să crească în următorii ani și pot apărea probleme pe piața europeană de energie;
- modul automat de deconectare al turbinelor eoliene în caz de modificare a frecvenței în SEN poate conduce la incidente în rețeaua internă a Germaniei cu influențe negative în toate țările interconectate.
- Un studiu realizat în aprilie 2014 de Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH) University arată clar că, până în 2050, Germania trebuie să ajungă de la actualii 7000 MW instalați în centrale de pompaj, la cca 25.000 MW. Specialiștii de la RWTH au examinat rolul centralelor de pompaj în două scenarii, unul cu 60% energie regenerabilă în 2030 și alt scenariu, cu 80% energie regenerabilă în 2050.

Pentru perioada 2030, concluzia a fost că sunt necesari 15.000 MW (pt 60% energie regenerabilă) practic o dublare a capacității actuale în următorii 15 ani. Pentru 2050 concluzia a fost că vor fi necesari 23-25 mii MW

„Este evident că avem nevoie de mai multe capacități de stocare pentru tranziția energetică. Și acum trebuie să creăm și condițiile economice adecvate. Centralele electrice de acumulare ar trebui să primească o primă prioritate, deoarece sunt singurele sisteme de stocare a energiei și, dincolo de aceasta, au și multe alte contribuții valoroase la rețeaua electrică. Trebuie să adaptăm condițiile cadru în așa fel încât această valoare adăugată să fie,

de asemenea, remunerată în mod adecvat” spunea în 2014 Stephan Kohler,președintele Consiliului de Administrație al Deutsche Energie-Agentur (DENA)."

Tarile care au peste 15% din capacitatea instalata în surse regenerabile de energie intermitente (eoliana si solara) au ca singura solutie de echilibrare și de întărire a SEN, stocajul energiei prin intermediul CHEAP.

Cu cat procentul de surse regenerabile intermitente e mai mare de 15% din total capacitatea instalata, cu atât mai mult va fi nevoie de stocarea energiei.

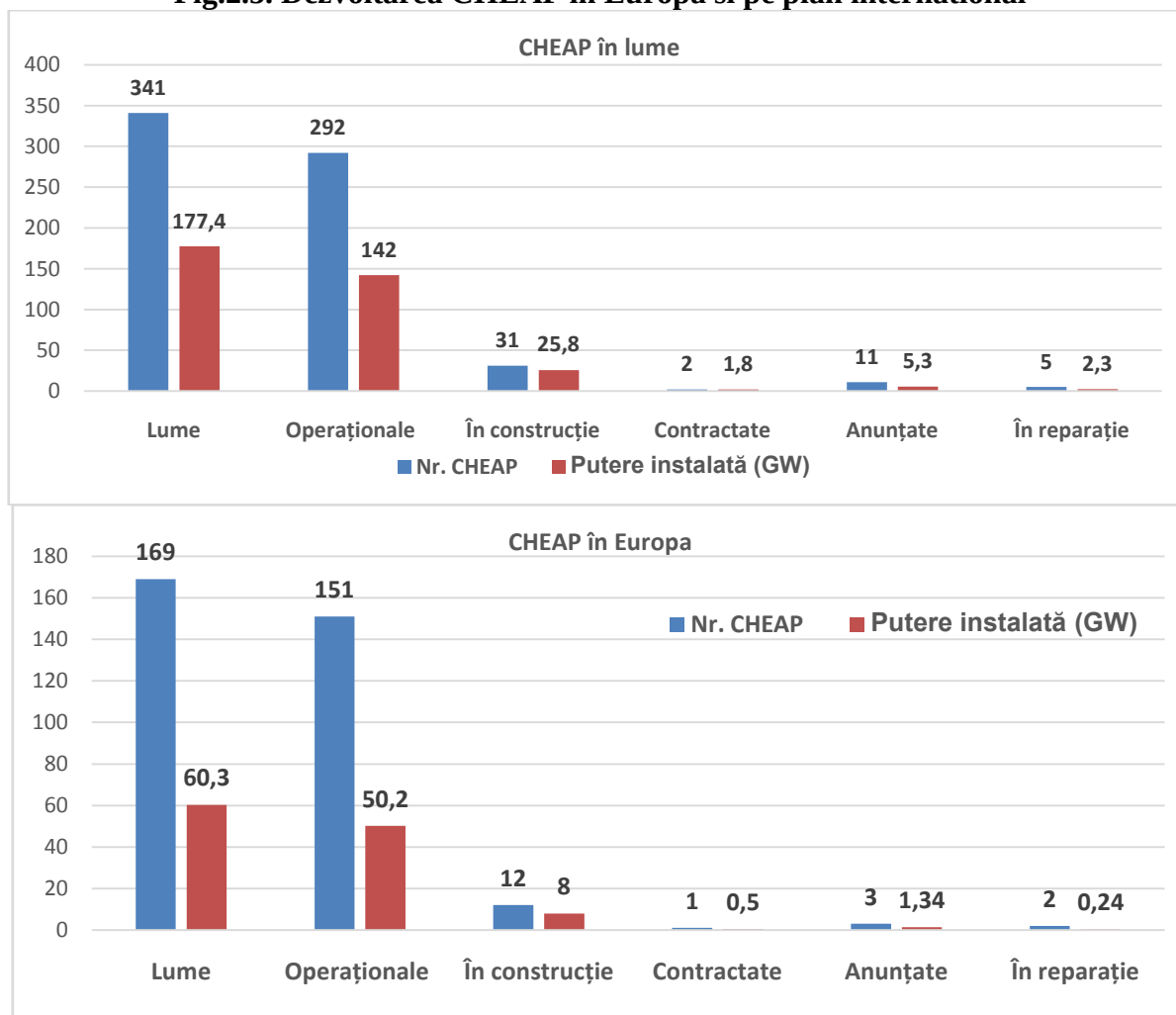
Când diferitele tehnologii de stocare a energiei sunt comparate,stocajul prin pompaj hidro este tehnologia castigatoare bazata pe cost, performanță, scală,fiabilitate și flexibilitatea în a se adapta la diferite condiții de piață.

O centrala de acumulare prin pompaj, în funcțiune în prezent, are două surse de venit:

- Pe piata de echilibrare cumpără energie la preț redus pentru pompaj în timpul orelor de noapte/weekend și vinde la preț competitiv cand cererea de energie este mare
- Venituri din servicii de sistem

Stocajul oferă, de asemenea,o serie de alte functii care nu asigura surse de venit, dar au valoare economică. Un beneficiu „non-venit” este de îmbunătățire a eficienței în exploatare a centralelor termo si nucleare,adica mai puține porniri și opriri la functionarea în baza. Planificatorii din companiile de utilitati recunosc economia acestei eficientizari.

Fig.2.5. Dezvoltarea CHEAP în Europa si pe plan international



2.2 Analiza SWOT a unei centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj

a) **Puncte tari**

Costul de exploatare a centrala hidroelectrica cu acumulare prin pompaj este scăzut comparativ cu alte tipuri de centrale energetice și un CHEAP are o durată de viață lungă, de cca 80-100 ani. CHEAP pot avea o capacitate instalata de 1000-3000 MW si un timp de reactie rapid fata de capacitatea instalata, de cateva secunde. Eficiență este de aproximativ 75-80%. Centralele de pompaj sunt imune la cresterea pretului la petrol, gaz sau carbune si nu solicita import de combustibil.

b) **Puncte slabe**

Un dezavantaj este dependența proiectarii de geomorfologia locatiei. In cea mai mare parte, constrângerile geologice sunt cauza unor constructii dificile.

c) **Oportunități**

Dezvoltarea de CHEAP asigura implementarea de capacitati de energie eoliana in SEN intr-un raport de 1 MW in pompaj pentru 5- 6 MW in eoliene. Astfel, ar fi necesari cca 2000 MW capacitatea in pompaj pentru a asigura dezvoltarea maxima a potentialului eolian al Romaniei. In plus cu cat caderea este mai mare, rezervoarele, inferior si superior, sunt mai reduse ca volum, reducând astfel impactul asupra mediului ambiant.

d) **Amenințări**

Avand in vedere constrângerilor geologice, există o perspectivă limitată pentru proiecte de centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj in Romania. Lipsa expertizei tehnice pentru proiectarea, constructia si exploatarea acestui gen de centrale energetice.

2.3. Economia stocarii energiei electrice in CHEAP

Cand productia de energie excede cererea, energia electrica produsa suplimentar nu mai are o valoare sociala, pretul de oportunitate fiind zero. Daca aceasta productie suplimentara ar fi stocata, costurile luate in considerare sunt costul de capital si costul de operare al centralei de pompaj. Costul de productie al energiei de varf de catre o centrala de pompaj este de 15-20 % din costul de productie a unei turbine pe gaz si de cca. 50% din costul de productie unei centrale pe carbune

Stocarea energiei electrice este economica cand costul marginal al energiei electrice generate este mai mare decat costul stocarii si al energiei consumate in derularea procesului de stocare. Acest lucru este rezolvat la modul comercial prin raportul dintre pretul energiei off-peak si on peak (energia de varf vs. energia de gol-noapte si weekend)

Existenta unei centrale de pompaj in SEN permite optimizarea functionarii centralele termice și nucleare. Centralele termo si nucleare sunt rentabile cand functioneaza cu un coeficient de incarcare constant la sarcina de bază. Stocarea apei în rezervorul superior al centralei de pompaj oferă capacitatea de a genera eficient energia electrica la varful de sarcina, fără a modifica modul de funcționare, mai puțin receptiv la modificarile sarcinii, al centralelor termic.

Centrale de pompaj s-au dovedit foarte eficiente în deplasare de mari cantități de energie electrica low-cost produse în afara orelor de vârf, pentru a fi distribuite cu preturi ridicate in perioade de vârf de sarcina si cerere.

În plus centrala de pompaj ofera răspuns rapid la schimbările din cererea de electricitate care apar în cazul unui accident la o centrală din sistem, asigurând reducerea intreruperilor livrărilor de energie electrică.

În caz de urgență (de exemplu, o totală cadere de tensiune, din cauza unui accident major), multe centrale electrice necesită un consumator puternic pentru a reincepe generarea și a restabili puterea în sistem. Acumulare prin pompare centrale electrice sunt bine adaptate pentru a fi utilizate ca o astfel de surse de putere de urgență, pentru că acestea pot fi activate în timp de secunde.

Principiul „rezervorului superior” furnizat de centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompare (CHEAP) este în prezent singurul sistem de stocaj la scară industrială a surplusului de energie electrică produsă de centralele nucleare și termice în afara orelor de vârf, și de integrare în sistemul energetic a centralelor eoliene și solare, intermitente și imprevizibile.

Într-un sistem energetic național, centralele de pompaj îndeplinesc cerințele privind cantitatea și indicatori de calitate ai energiei electrice produse și măresc gradul de siguranță în funcționare a întregului sistem.

Funcțiile centralelor de pompaj centrale într-un sistem pot fi definite ca statice și dinamice, astfel:

- **Funcția statică** (planificată) este definită ca fiind planificarea producerii și a transferului de energie electrică
- **Funcția dinamică** (non -planificată) asigură serviciile de sistem, cum ar fi compensarea de frecvență și de putere (rezerva primară și rezerva secundară) și facilitatea "Black start"

Cel mai mare obstacol în România pentru decizia de a investi într-un proiect de CHEAP nu este tehnologia, ci lipsa unor mecanisme de piață, care să recunoască și financiar valoarea de stocaj a energiei electrice și compensarea serviciilor de sistem. Din experiența engleză în domeniu două centrale de pompaj Ffestiniog și Dinorwig, (1900 MW) înregistrează anual profituri de cca 100-150 milioane lire sterline, de cca 50 de ani de la punerea în funcțiune.

Centralele de pompaj nu creează energie din transformarea resurselor energetice, au doar capacitatea de a stoca energia în perioadele de gol de sarcină și de a o elibera în perioadele de vârf de sarcină. Operarea centralelor cu acumulare prin pompaj constă de fapt din combinația tehnologiei hidro (existența a două rezervoare, utilizarea apei în pompaj și generare, etc.) cu tehnologia termică și nucleară (utilizarea excesului de capacitate la golul de sarcină pentru pompaj).

Schimbările rapide economice, tehnologice și dereglementarea pietelor de energie au adus în prim plan stresul SEN, al infrastructurii de transport a energiei electrice și al importurilor neprevăzute de energie electrică din țările vecine, la preturi foarte mari! SEN poate fi susținut eficient de stocajul a energiei electrice.

2.4. Rolul CHEAP în asigurarea serviciilor de sistem

Dacă prin securitate unui sistem energetic înțelegem menținerea și îmbunătățirea nivelului de fiabilitate și capacitate, centrala de pompaj are un rol vital în securitate SEN.

În plus, pentru orizontul de timp al anului 2030 s-a modelat impactul anumitor factori de stres asupra capacității SEN de a acoperi cererea de energie electrică și de servicii

tehnologice de sistem și asupra capacității SEN de a menține nivelul exporturilor și de a asigura importurile necesare operării în condiții de siguranță

Rezultatele modelării în condiții de stres la nivelul anului 2030, pe perioadă de iarnă (temperaturi sub -20°C , căderi masive de zăpadă), arată că România ar putea avea nevoie de importuri pentru scurte perioade (cca. 25 – 35 GWh în 24 de ore, reprezentând cca. 15% din necesarul mediu zilnic de consum) (Raport ANRE-2017)

Stocarea energiei electrice va fi astfel un element-cheie al conceptului pan-european "Super Grid", care se bazează pe dezvoltarea de centrale de pompaj în Alpi și în regiunile scandinave, centrale care vor juca un rol important în conceptul "Super Grid Europa".

Centralele cu acumulare prin pompaj sunt vitale pentru viitorul sistemului energetic din România. Strategia energetică a României prevede realizarea centralei hidroelectrice cu acumulare și pompaj Tarnita-Lapustesti cu o putere instalată de 1.000 MW. În contextul intrării în funcțiune celor două unități nucleare suplimentare (gr. 3 și 4, adică 1400 MW adăugate la cei 1499 MW existenți) și integrării în SEN a centralelor eoliene și solare.

Acumularea prin pompaj este singura tehnologie dovedită comercial disponibilă pentru stocare a energiei electrice la scară unui sistem energetic.

	Contributia CHEAP Tarnita-Lapustesti la SEN
1.	Sustine adecvanta sistemului electroenergetic =>adecvanta= Capacitatea sistemului electroenergetic de a satisface în permanentă cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat.
2.	Rezerva reglaj primar=Rezerva de reglaj primar trebuie să fie mobilizată automat și integral în maxim 30s, la o abatere cvasistationară a frecvenței de ± 200 mHz de la valoarea de consemn și trebuie să rămână în funcțiune pe o durată de minim 15 minute dacă abaterea se menține. Toți producătorii de energie electrică sunt obligați să asigure reglaj primar conform solicitării Transelectrica, prin grupurile dispecerizabile proprii sau prin colaborare cu alți producători. Rezerva de reglaj primar trebuie să fie distribuită cât mai uniform în SEN. Ofertele de producție ale producătorilor vor ține seama de obligativitatea menținerii disponibile a rezervei de reglaj primar, în conformitate cu performanțele tehnice ale fiecărui grup generator
3.	Rezerva reglaj secundar=Rezerva de reglaj secundar este rezerva care, la abaterea frecvenței și/sau soldului SEN de la valoarea de consemn, poate fi integral mobilizată, automat, într-un interval de maximum 15 minute. Rezerva de reglaj secundar are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și de a readuce frecvența și soldul SEN la valoarea programată. Transelectrica stabilește, atât în vederea programării și planificării funcționării grupurilor cât și în dispecerizare, rezerva de reglaj secundar necesară și repartizarea sa pe grupuri. Producătorii asigură, în limitele caracteristicilor tehnice ale grupurilor, rezerva de reglaj secundar conform solicitării Transelectrica
4.	Rezerva de reglaj terțiar rapid=Rezerva de reglaj terțiar rapid (rezerva "minut") are rolul de a asigura refacerea rapidă (maximum 15 min.) a rezervei de reglaj secundar și de a participa la reglarea frecvenței și a soldului SEN programate. Rezerva "minut" este furnizată sub formă de rezervă turnantă sau sub formă de rezervă terțiară rapidă. Rezerva "minut" se încarcă de către producători, la dispoziția

	Transelectrica , pe durata solicitata.
5.	Rezerva spinning (disponibilitatea de a creste puterea in generare crescand turatia daca SEN solicita)
6.	Rezerva non-spinning(putere suplimentara care poate fi aportata in SEN)
7.	Rezerva flexibila $=Rf=(I_{wind})^2+(I_{solar})^2$
8.	Urmărirea curbei de sarcina-adecvanta
9.	Aplatizarea curbei de sarcina
10.	Serviciul de black-out=Restaurarea rapida a functionarii SEN se realizeaza utilizând surse de tensiune , care pot fi: • grupuri generatoare cu autopornire; • grupuri generatoare izolate pe servicii proprii; • grupuri generatoare insularizate pe o zona de consum; • interconexiuni cu sistemele electroenergetice vecine
11.	Consumator dispecerizabil= consumator la care puterea consumată poate fi modificată la cererea Operatorului de Transport și de Sistem
12.	Mărirea gradului de siguranță a SEN

Conform proiectului final,CHEAP Tarmita -Lapustesti va avea o putere instalata de 1000 MW in 4 grupuri reversibile motor-generator,cu puterea de 250MW fiecare, va produce 1625 GWh/an energie electrica si va consuma in pompaj 2132 GWh/an , cu un coeficient de transformare de 0,76,similar pe plan international cu cele mai moderne centrale de pompaj in operare.

Investiția va asigura cca. 3000-4000 de locuri de muncă în santier, pentru perioada de construcție și cca. 100 de locuri de muncă cu caracter permanent, pentru activitățile de operare și mentenanță, după punerea în funcțiune.

Pentru comparație Nuclearelectrica, cu 1400 MW putere instalată, pe o singură platformă (Cernavoda) are 1.950 de angajați (SER 2018-2050)

Recentul interes mondial în reluarea investițiilor în centrale de pompaj se datorează următoarelor cauze:

- reevaluarea serviciilor de sistem și stocarea energiei electrice în țările care dezvoltă intens potențialul eolian și solar (China, Germania, India, SUA, Spania, Portugalia, etc.)
- funcția de arbitraj în piața de echilibrare, ceea ce implică achiziționarea la prețuri mici a energiei electrice în momentul în care cererea de energie electrică este scăzută (off-peak) stocajul acesteia și vânzarea când cererea de energie electrică, deci și prețurile, sunt mari (on-peak)
- schimbările care au loc în energetică datorită prețului combustibilului, în mod deosebit închiderea centralelor pe gaz, care asigurau în mod tradițional varful de sarcină, impun dezvoltarea capacităților în pompaj.
- Prin furnizarea puterii atunci când și unde este necesar centrala de pompaj asigură o piață de energie mai responsabilă.
- Un alt motiv al dezvoltării CHEAP este viteza de reacție a acestui gen de centrale de ordinul secundelor. Capacitățile eoliene și mai ales centralele cu energia solară, pot opri și porni brusc, provocând probleme tehnice în SEN. Centralele termice nu pot răspunde la fel de repede ca hidrocentralele și centralele de pompaj la un start de pe loc, cu sincronizare în câteva secunde și putere deplină sub un minut. Răspunsul centralelor termice este de la 2 până la 8 ore!

Din punct de vedere istoric, cu o vechime de 100 de ani în sectorul energetic, centralele de pompaj au o reputație stabilă, cu un răspuns excelent în următoarele domenii principale:

- sunt rentabile financiar, reduc costurilor de energie electrică prin utilizarea energiei electrice produse în afara orelor de vârf, atunci când prețul este redus.
- echipamentele hidroenergetice reversibile au costuri O&M reduse și pot rula în mod frecvent pentru perioade lungi de timp 40 -50 ani și o durată de viață din punct de vedere constructiv al CHEAP de cel puțin 80-100 de ani.
- centralele de pompaj oferă suport pentru SEN în a îmbunătăți fiabilitatea în alimentare, precum și a compensa variațiile de disponibilitate și fluctuațiile din surse RE intermitente, energia eoliană și solară..mențin și îmbunătățesc calitatea puterii, frecvență și tensiune.

3. Piața de energie electrică

3.1 Platforme de tranzacționare a energiei electrice în Europa

3.1.1 Piața scandinavă a energiei electrice

Bursa scandinavă de energie electrică, formată din Norvegia, Suedia, Finlanda și Danemarca administrează următoarele piețe de energie electrică:

- a) Piața fizică, formată din: piața spot (Elspot) și piața de echilibrare (Elbas);
- b) Piața financiară formată din: piața contractelor „forward” și „futures” (Eltermin) și piața contractelor cu opțiuni (Eloption).

Piața spot, reprezintă mediul în care se tranzacționează energia electrică „cu o zi înainte” față de ziua în care se face livrarea fizică. La Nord Pool, ofertarea este bilaterală (oferte de vânzare cumpărare). Ofertele sunt formate din perechi preț-cantitate, iar prețul pieței spot se calculează la intersecția curbilor formate din oferte de vânzare și de cumpărare. Pe piața spot se tranzacționează contracte orare. Dacă apar congestii în rețea între regiunile geografice se folosește mecanismul de fragmentare al pieței, rezultând prețuri zonale. Pe piața financiară Nord Pool, s-au tranzacționat cantități de energie electrică de 500 ÷ 1000 TWh. Pe piața de energie electrică Elbas se tranzacționează energie electrică după ce sesiunea de tranzacționare pe piața spot s-a încheiat.

Contractele tranzacționate pe piața financiară („futures” și „forward”) sunt încheiate în scopul acoperirii riscului de evoluție nefavorabilă a prețurilor tranzacțiilor cu energie electrică de pe piața fizică. Aceste contracte se încheie pe o perioadă de 4 ani.

3.1.2 Piața franceză de energie electrică

Gestionarea pieței de energie electrică franceză este realizată de societatea de investiții de capital Powernext, care dispune de statutul de Sistem Multilateral de Negociere și are următoarele obiective:

- Stabilirea unui preț de referință a energiei electrice pe termen scurt și mediu prin intermediul unei piețe reglementate și securizate;
- Îndeplinirea unui rol important în construirea și rationalizarea pieței de energie electrică în Europa.

Procesul de tranzactionare la Powernext se desfasoara zilnic, 7 zile pe saptamana, inclusiv in sarbatorile legale. LCH Clearnet, principala Casa de Compensatie din Europa si filiala a Euronext, garanteaza securitatea tranzactiilor, fiind un intermediar intre cumparatori si vanzatori, avand un depozit de garantare, ajustat zilnic, conform pozitiilor castigate. Transmiterea ofertelor structurate, fie pe cel mult 64 perechi putere-pret, pentru fiecare din cele 24 intervale orare (oferte simple), fie pe blocuri standardizate limitate la o cantitate de cel mult 25 MW / bloc (bloc denumit generic „1 – 4” acopera orele 1⁰⁰ – 4⁰⁰ a.m. si cel „5 – 8” acopera orele 5⁰⁰ – 8⁰⁰ a.m. si asa mai departe) incepe in ziua de miercuri a saptamanii anterioare zilei de tranzactionare si se termina la ora 11⁰⁰ a zilei de tranzactionare.

Mecanismul de stabilire a pretului respecta principiul interpolarii liniare, utilizat atat pentru oferte simple cat si pentru oferte bloc. In acest scop ofertele bloc sunt transformate in oferte simple, stabilindu-se cate un pret de echilibru pentru fiecare interval orar. O oferta bloc poate fi acceptata sau respinsa integral.

3.1.3 Piata germana de energie electrica

Bursa germana EEX – European Energy Exchange, administreaza doua pietre:

- piata fizica (piata spot);
- piata financiara (piata contractelor „futures”).

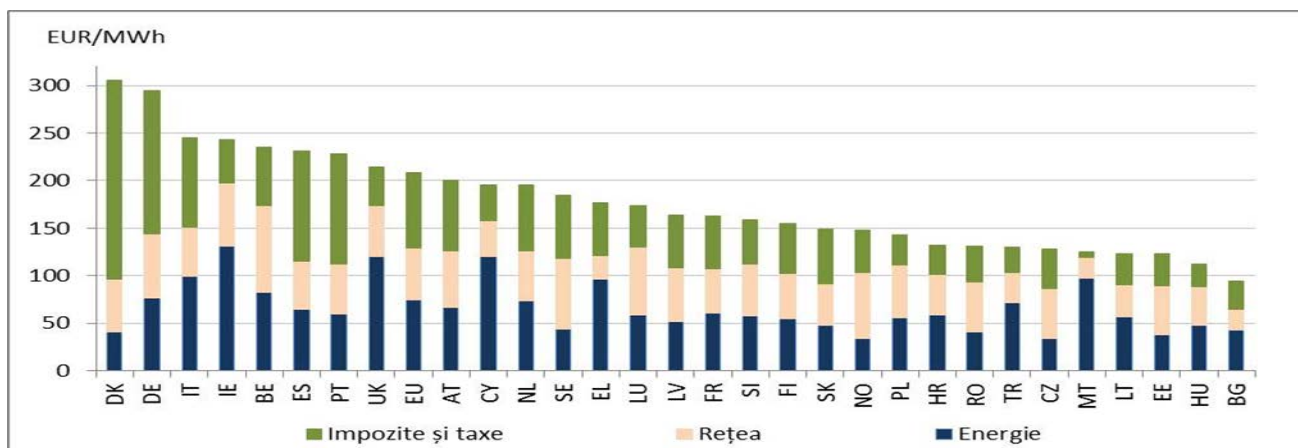
Piata Spot de la EEX ofera doua platforme de tranzactionare diferite: o platforma pentru tranzactionare prin licitatie inchisa pentru contracte orare si contracte bloc si o platforma pentru tranzactionarea continua in conexiune cu deschiderea si inchiderea licitatiilor pentru contractele pentru energie de gol si de varf.

Tranzactionarea prin licitatie inchisa (sesiunea de tranzactionare incheindu-se la ora 12⁰⁰ a.m. – cu o zi inainte) este bazata pe oferte de cumparare si vanzare pentru contracte orare si contracte bloc pentru ziua urmatoare.

Determinarea pretului se bazeaza pe sistemul de tranzactionare, insemnand ca preturile de echilibru sunt calculate in timpul licitatiei dupa ce toate ofertele de vanzare si de cumparare au fost primite in decursul unei perioade fixate. Volumul cererii si ofertei corespunde pretului de echilibru.

In tranzactionarea continua, fiecare oferta primita este verificata din punctul de vedere al fezabilitatii. Registrul de oferte este deschis, ceea ce inseamna ca limitele de pret si volumele ofertate sunt vizibile. Daca nu exista congestii de retea va fi stabilit un singur pret pentru intreaga tara, pentru fiecare licitatie orara.

Fig.3.1. Pretul energiei electrice in tarile din Uniunea Europeana 2017



Sursa: Eurelectric

Daca apar congestii de retea, se permite formarea unor zone de pret diferite, prin mecanismul de fragmentare al pietei.

Pretul energiei electrice pe piata de energie electrica este influentat de urmatoarii factori:

- Evolutia preturilor la combustibili;
- Masurile de dezvoltare durabila;
- Capacitatile limitate de interconexiune;
- Taxele;
- Masurile de reglementare a sectorului.

Pe baza Protocolului de la Kyoto, pentru reducerea emisiilor cu efect de sera si a Directivei UE s-a creat piata europeana pentru reducerea emisiilor de CO₂, pe baza „creditelor carbon”, care au dus la cresterea pretului energiei electrice. O tona de CO₂ se vinde cu cca 20 EUR.

3.2 Piata de energie electrica din România

3.2.1.Organizarea pietii si formarea pretului energiei electrice

Piata energiei electrice este un concept economic care exprima totalitatea tranzactiilor de vanzare – cumparare perfectate intr – un spatiu geografic determinat. Ea are ca functie principala corelarea productiei cu consumul, prin intermediul cererii si al oferte, prin concretizarea contractelor de vanzare – cumparare. Romania si-a asumat decizia de a liberaliza piata energiei electrice, considerand ca siguranta in alimentarea consumatorilor si implicit a sistemului energetic va creste odata cu dezvoltarea unei pieti de energie electrica coerenta, in care participantii sa poata beneficia de avantajele mediului concurential.

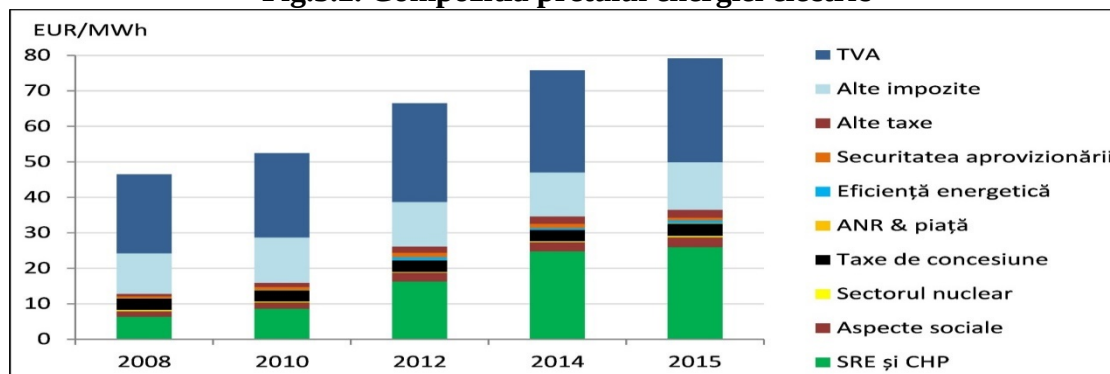
Conform documentelor aderarii la UE, sectorul energiei electrice din Romania trebuie sa se conformeze directivelor si rezolutiilor comunitare si sa intreprinda actiuni, sa se organizeze, sa creeze si sa aplice proceduri si un cadru legislativ si de reglementare armonizate care sa conduca la rezultatele prevazute de aceste directive.

Sectorul energiei electrice are in prezent urmatoarele parti componente:

- productie, componenta concurentiala
- transportul si distributia, componenta reglementata
- furnizarea componenta concurentiala

Pretul energiei electrice pentru fiecare din aceste parti are componente reglementate si componente concurentiale.

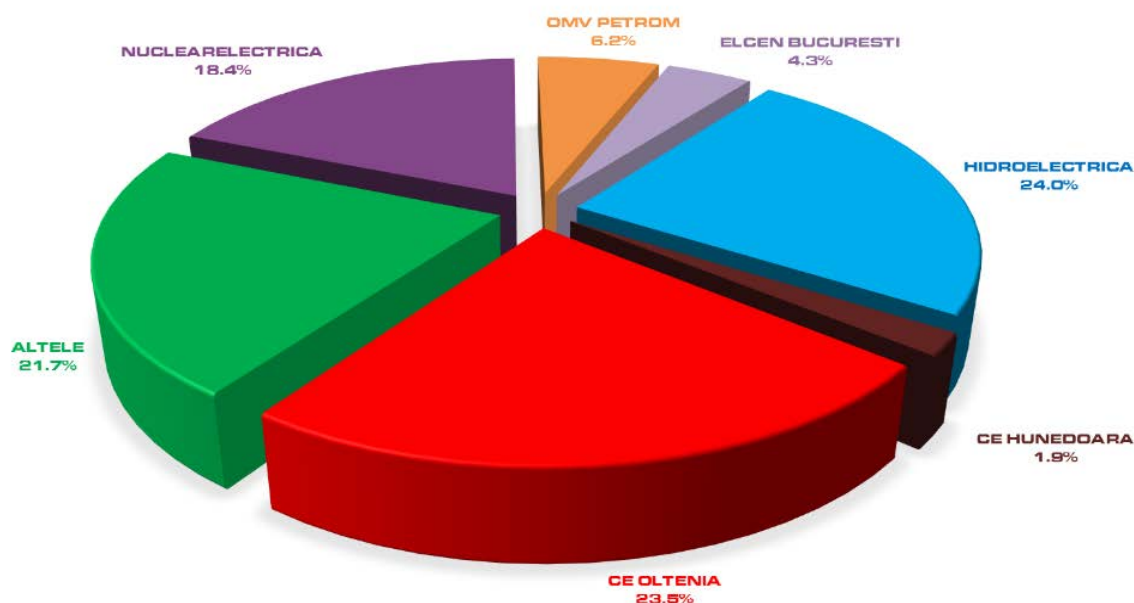
Fig.3.2. Compozitia pretului energiei electrice



Sursa ANRE-2016

Pretul energiei electrice este format din pretul de productie al energiei electrice (componenta concurentiala) si taxele aferente(componenta reglementata). Pretul de transport al energiei electrice este format din tariful de transport si tariful serviciilor de sistem, ambele reglementate. Pretul distributiei energiei electrice este format din tariful de distributie, componenta reglementata. Pretul de furnizare este format din marja de furnizare si promovarea surselor regenerabile (componenta concurentiala) si taxele (TVA si alte taxe). Considerată, până nu demult, doar un serviciu oferit consumatorilor de către unitățile furnizoare, energia electrică este privită, în contextul privatizării companiilor de utilitati, ca o marfă, căreia i se impun, ca oricărui alt produs, anumiți parametri de calitate, pentru a satisface optim cerințele consumatorilor.

Fig.3.3. Cota de piata in 2017 - principalii producatori



Sursa: ANRE/CE Oltenia

Energia electrică livrată într-un anumit punct al unei rețele trifazate de curent alternativ este caracterizată de următorii parametri de calitate:

- tensiunea de alimentare;
- frecvența;

- gradul de nesimetrie a sistemului trifazat de tensiuni;
- gradul de deformare a undei de tensiune;
- continuitatea în alimentare.

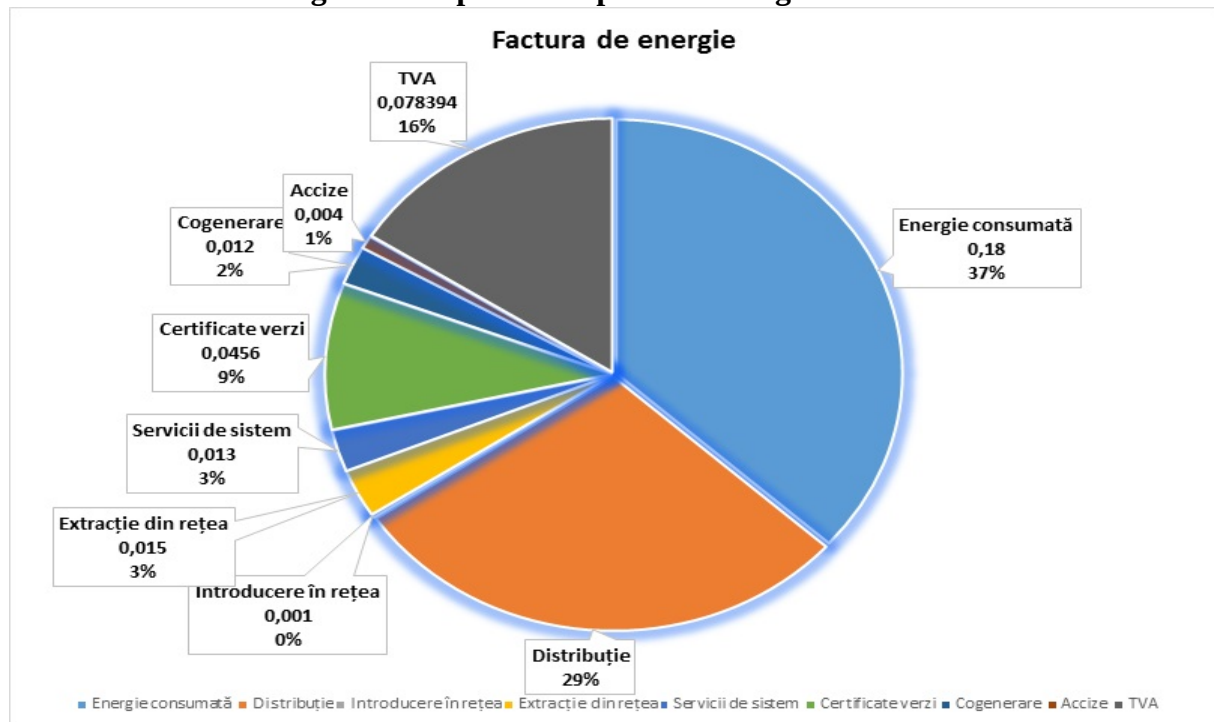
Piata Anglo de Energie Electrica reprezinta cadrul organizat în care energia electrica este achizitionata de furnizori de la producatori sau de la alti furnizori, în vederea revanzarii sau consumului propriu, precum si de operatorii de retea în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic. Pe Piata angro de energie electrica au acces în vederea efectuării de tranzactii:

- producatori si autoproducatori de energie electrica;
- furnizori
- operatorii de retea.

Tranzactiile pe piata angro de energie electrica au ca obiect vanzarea – cumpararea de:

- energie electrica;
- servicii de sistem tehnologice.

Fig.3.4. Componentele pretului energiei electrice



Sursa: Natura 2000/ANRE-feb.2018

Participantii la piata angro de energie electrica sunt persoane juridice romane sau straine, titulari de licenta, care s-au înregistrat ca:

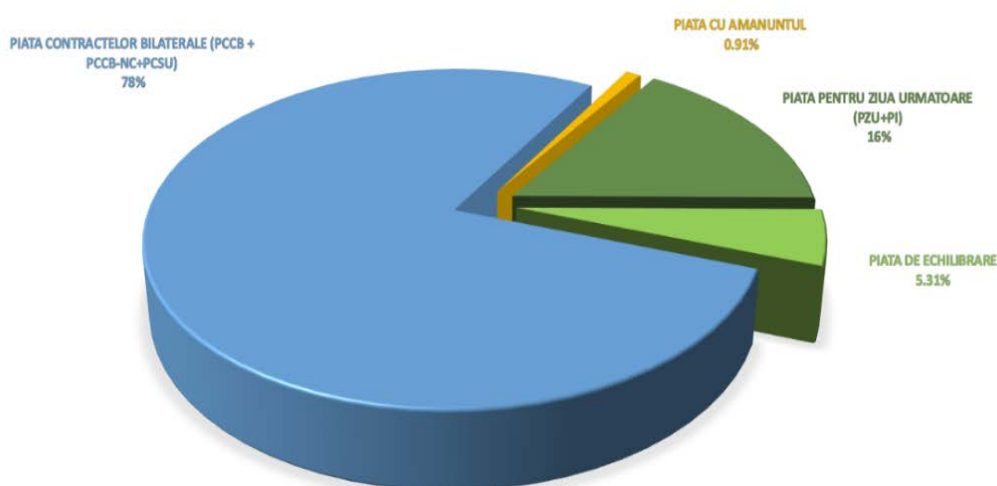
- participanti la PZU;
- participanti la piata de echilibrare;
- participanti la licitatii;
- parti responsabile cu echilibrarea.

Piata angro de energie se compune din urmatoarele piete specifice:

- Piața pentru Ziua Următoare

- Piața Intra-zilnică
- Piața Centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică
- Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică »
- Piața Centralizată pentru Serviciul Universal »
- Piața de energie electrică pentru clienții finali mari »
- Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale
- Piața centralizată de gaze naturale »
- Piața Certificatelor Verzi »

Fig.3.5. Piața de energie electrica contractuala 2017



Sursa: Complexul Energetic Oltenia

3.2.2. Piața centralizată de servicii de sistem tehnologice

Asigurarea unei cantități suficiente de Servicii de Sistem tehnologice disponibilă pentru Operatorul de Transport și de Sistem (OTS), respectiv pentru Operatorii de Distribuție, se realizează de regulă prin mecanisme nediscriminatorii de piață – licitații pe perioade determinate și/sau contracte bilaterale.

Asigurarea reglajului primar și menținerea disponibilității rezervei de reglaj primar sunt obligatorii pentru toți producătorii de energie electrică în conformitate cu prevederile Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport (CTRET)

Producătorii care au contractat Servicii de Sistem Tehnologice (rezerva de reglaj secundar și rezerva de reglaj terțiar) sunt obligați să ofere pe Piața de Echilibrare cel puțin

cantitățile de energie electrică corespunzătoare volumelor de servicii de sistem tehnologice contractate.

Piața Centralizată a Serviciilor de Sistem Tehnologice (PCSST) are rolul menținerii siguranței în funcționare a sistemului energetic național. Această piață are următoarele caracteristici:

- este centralizată și operată de OTS(operatorul de transport și sistem)
- tranzacționarea se face periodic (anual, lunar, etc.).
- este facultativă;
- se realizează cu participarea grupurilor energetice calificate să furnizeze Servicii de Sistem Tehnologice de către OTS;
- grupurile energetice se selectează pentru a livra Servicii de Sistem Tehnologice, pe principiul prețului marginal;
- acționează rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid și terțiar lent (reglajul primar este obligatoriu și gratuit);
- cantitățile de energie achiziționate sunt stabilite de OTS, în funcție de reguli tehnice;
- cantitățile achiziționate sunt oferite numai pe piața de echilibrare.

Funcționarea Pieței Centralizate a Serviciilor de Sistem Tehnologice se bazează pe prevederile tehnice din Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport și pe prevederile din Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică. Codul Comercial stabilește regulile și procedurile pentru achiziționarea:

- rezervelor de reglaj secundar și terțiar;
- puterii reactive pentru reglarea tensiunii;
- altor servicii de sistem tehnologice definite de Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport;
- energia electrică pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice.

Rezervele de Reglaj Secundar și Terțiar, Puterea reactivă pentru reglarea tensiunii în rețeaua electrică de transport, precum și Serviciilor de Sistem Tehnologice se achiziționează exclusiv de OTS, iar energia electrică pentru acoperire pierderilor tehnice în rețelele electrice de către operatorul de rețea.

Pentru achiziționare rezervelor de reglaj secundar și terțiar se realizează următoarele:

- OTS achiziționează de la participanții PE, pe fiecare perioadă de achiziție, rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid și lent;
- OTS stabilește perioadele de achiziție pentru reglajul secundar și terțiar, care pot fi continue la nivel anual, sezonier, lunar, săptămânal sau zilnic. Perioada de achiziție poate fi limită la zile sau intervale de dispecerizare, în cadrul perioadei respective, adică zile lucrătoare sau nelucrătoare, sărbători legale, ore sau alte tipuri de intervale. Perioadele de achiziție pot fi diferite pentru diferite rezerve de reglaj;
- OTS stabilește cantitățile de rezerve de reglaj necesar să fie achiziționate în perioada respectivă de achiziție;
- OTS publică cantitățile de rezerve de reglaj secundar sau terțiar, necesar a fi achiziționate în timp util înainte de perioada de achiziție;

Participanții la PE sunt obligați să oferteze la OTS rezervele de reglaj secundar și terțiar. Pe baza regulilor și procedurilor elaborate de OTS, participanții la PE transmit oferte agregate pentru unitățile și consumurile dispecerizabile. Dacă oferta asigurată a participanților la PE nu acoperă necesarul de rezerve de reglaj secundare și terțiare, OTS va solicita

- ofertarea unor cantități suplimentare, în funcție de posibilitățile lor tehnice. Această cerere a OTS este obligatorie pentru participanții la PE.

- OTS poate încheia contracte bilaterale, pentru managementul congestiilor interne, pentru rezerve terțiare rapide și lente, cu participanții la PE, în timpul perioadei de contractare a rezervelor, în condițiile date de Codul Comercial.

La achiziția puterii reactive pentru reglarea tensiunii se au în vedere:

- OTS achiziționează de la producătorii sau distribuitorii de energie electrică, pentru fiecare perioadă de achiziție, cantitatea necesară de putere reactivă pentru reglarea tensiunii, produsă în banda secundară, separat pentru puterea reactivă inductivă și puterea reactivă captivă;
- Cantitatea de putere reactivă pentru reglarea tensiunii, solicitată de OTS și produsă în banda primară nu se plătește;
- OTS stabilește perioadele de achiziții pentru puterea reactivă necesară reglării tensiunii, care pot fi de tip continuu, la nivel anual, sezonier, lunar, săptămânal sau zilnic. Perioada de achiziție poate fi limitată la zile și intervale de dispecerizare, în cazul perioadei respective;
- OTS poate stabili perioade diferite de achiziție pentru puterea reactivă inductivă și capacitivă, necesare pentru reglarea tensiunii;
- OTS publică cantitatea de putere reactivă inductivă și capacitivă necesară pentru reglarea tensiunii, în perioada de achiziție la termene corespunzătoare, înainte de perioada de achiziție;
- Producătorii de energie electrică sunt obligați să oferteze OTS, rezerva de putere reactivă inductivă și capacitivă;
- Producătorii transmit oferte angajate pentru mai multe unități sau consumuri dispecerizabile, pe baza regulilor și procedurilor OTS;
- Când oferta angajată a producătorilor nu acoperă necesarul de rezervă de putere reactivă, OTS poate solicita ofertarea unor cantități suplimentare de rezervă de putere reactivă, în funcție de posibilitățile lor tehnice. Cererea OTS este obligatorie pentru producători.

La achiziția altor servicii tehnologice se au în vedere următoarele:

- OTS poate achiziționa și alte servicii tehnologice pe fiecare perioadă de achiziții;
- OTS determină cantitățile și tipurile de Servicii de Sistem Tehnologice necesare;
- OTS stabilește regulile și procedurile pentru achiziție;
- Dacă ofertele date nu sunt suficiente, OTS va solicita oferte suplimentare, care sunt obligatorii.

Pentru achiziția energiei electrice, pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice se au în vedere următoarele:

- Energia electrică pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice se achiziționează de fiecare operator de rețea, pe fiecare interval de tranzacționare;
- Achiziționarea energiei electrice pentru acoperirea pierderilor în rețelele electrice se face prin utilizarea de proceduri de ofertare publică sau prin PZU;
- Operatorul de rețea stabilește perioadele de achiziție pentru energie electrică pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice, care pot fi continue la nivel anual, sezonier, lunar, săptămânal sau zilnic. O perioadă de achiziție poate fi limitată la zile sau intervale de dispecerizare;
- Operatorul de rețea determină cantitatea de energie pentru acoperirea pierderilor tehnice din rețelele electrice, necesară în perioada de achiziție;
- Cantitatea de energie electrică va fi publicată și va fi achiziționată prin proceduri de ofertare publică;

- Regulile și procedurile de ofertare se stabilesc de operatorul de rețea.

3.2.3 Servicii de sistem tehnologice

Aceste servicii sunt achiziționate pe baza de contract de la producători, la cererea Transelectrica SA, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al sistemului electroenergetic și a calității energiei transportate la parametri ceruți de normele în vigoare. Principalele componente ale acestora sunt:

a) Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura stabilitatea frecvenței:

- rezerva de reglaj primar de frecvență (definit ca reglajul automat descentralizat cu caracteristica statică), repartizat pe un număr mare de grupuri generatoare care asigură corectia rapidă, în cel mult 30 secunde, a diferențelor între producție și consum la o frecvență apropiată de valoarea de consemn. Rezerva de reglaj primar trebuie să fie mobilizată automat și integral în maxim 30s, la o abatere cvasistationară a frecvenței de ± 200 mHz de la valoarea de consemn (50Hz) și trebuie să rămână în funcțiune pe o durată de minim 15 minute dacă abaterea se menține.

Toți producătorii de energie electrică sunt obligați să asigure reglaj primar conform solicitării Transelectrica, prin grupurile dispecerizabile proprii sau prin colaborare cu alți producători.

Rezerva de reglaj primar trebuie să fie distribuită cât mai uniform în SEN.

Ofertele de producție ale producătorilor vor ține seama de obligativitatea menținerii disponibile a rezervei de reglaj primar, în conformitate cu performanțele tehnice ale fiecărui grup generator.

- rezerva de reglaj secundar de frecvență-putere (definit ca reglajul automat centralizat al frecvenței (puterii de schimb cu corectia de frecvență) pentru aducerea frecvenței/puterii de schimb la valorile de consemn în cel mult 15 minute.

Rezerva de reglaj secundar este rezerva care, la abaterea frecvenței și/sau soldului SEN de la valoarea de consemn, poate fi integral mobilizată, automat, într-un interval de maximum 15 minute. Rezerva de reglaj secundar are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și de a readuce frecvența și soldul SEN la valoarea programată. Transelectrica stabilește, atât în vederea programării și planificării funcționării grupurilor cât și în dispecerizare, rezerva de reglaj secundar necesară și repartizarea sa pe grupuri. Producătorii asigură, în limitele caracteristicilor tehnice ale grupurilor, rezerva de reglaj secundar conform solicitării Transelectrica.

Rezerva de putere corespunzătoare reglajului terțiar, din care:

- o Rezerva de terțiară rapidă (rezerva “minut”), care are rolul de a asigura refacerea rapidă (maximum 15 min.) a rezervei de reglaj secundar și de a participa la reglarea frecvenței și a soldului SEN programate. Rezerva “minut” este furnizată sub formă de rezervă turnantă sau sub formă de rezervă terțiară rapidă. Rezerva “minut” se încarcă de către producători, la dispoziția Transelectrica, pe durată solicitată.
- o Rezerva terțiară lentă care are rolul de a reface rezerva “minut”, asigurând echilibrul producție - consum în cazul apariției unor abateri de durată de la programul stabilit. Rezerva terțiară lentă se încarcă de către producători, la dispoziția Transelectrica pe durată solicitată.

b) Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura stabilitatea tensiunii

- reglajul tensiunii în prin energie reactivă;
- capacitatea de a asigura serviciul de pornire pentru restaurarea SEN;
- energia activă pentru acoperirea pierderilor în RET.

Stabilitatea tensiunii se realizeaza sub coordonarea Transelectrica, prin participarea cu instalatiile proprii de reglaj, a producatorilor, a Transelectrica si a consumatorilor. Stabilitatea tensiunii în nodurile de granita se realizeaza în colaborare cu TSO ai sistemelor electroenergetice vecine. Producatorii au obligatia sa asigure productia/absorbtia de putere reactiva de catre grupurile generatoare la cererea Transelectrica, conform conditiilor de racordare la RET.

Transelectrica, distribuitorii si consumatorii racordati la RET trebuie sa-si compenseze consumul/productia de putere reactiva din reseaua proprie . Pot fi admise schimburi de putere reactiva între RET si retelele de distributie sau consumatorii racordati la RET daca acestea nu afecteaza siguranta în functionare a SEN .

Schimburi de putere reactiva între RET si retelele de distributie sau consumatorii racordati la RET care afecteaza functionarea economica a partenerilor respectivi, pot fi efectuate pe baza unor acorduri între acestia.

c) Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura restaurarea functionarii SEN la ramânerea fara tensiune, în cazul unor avarii extinse sau al unui colaps de sistem

Restaurarea rapida a functionarii SEN se realizeaza utilizând surse de tensiune , care pot fi:

- grupuri generatoare cu autopornire;
- grupuri generatoare izolate pe servicii proprii;
- grupuri generatoare insularizate pe o zona de consum;
- interconexiuni cu sistemele electroenergetice vecine.

Sursele de tensiune trebuie sa permita realimentarea serviciilor auxiliare ale grupurilor generatoare care nu au reusit izolarea pe servicii proprii, precum si ale centralelor electrice si statiilor incluse în traseele de restaurare . Participarea grupurilor generatoare la restaurarea functionarii SEN este asigurata prin conditiile de racordare sau/si prin Planul de restaurare a functionarii SEN , în functie de necesitatile SEN. Producatorii trebuie sa asigure în fiecare centrala izolarea a cel putin un grup generator pe servicii proprii.

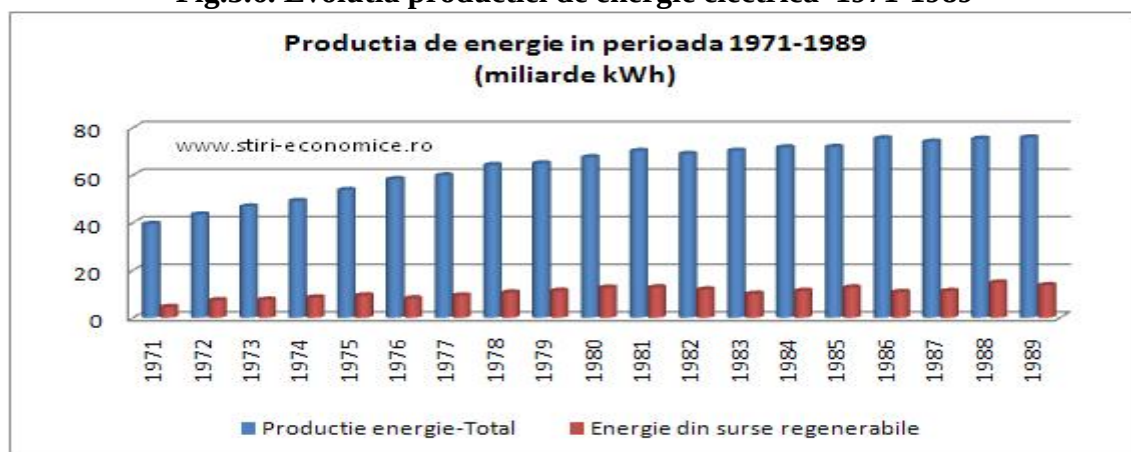
Transelectrica SA achizitioneaza serviciile de sistem tehnologice de la societatile producatoare de electricitate în baza unei proceduri reglementate de ANRE. Practic întreaga valoare a serviciilor de sistem achizitionate de la producatori (cu exceptia componentei de energie activa pentru acoperirea pierderilor în RET) este refacturata de Transelectrica SA furnizorilor de energie electrica licentiatii de ANRE care beneficiaza în final de aceste servicii.

3.3 Prognoza consumului de energie electrica

Ritmul de dezvoltare economică și de utilizare a capacităților existente în cel mai bun mod posibil este un factor care influențează producția de energie electrică. Prognoza consumului de energie electrică este o funcție principală a operatorilor de distribuție și furnizare a energiei electrice. Energia electrică în România nu poate fi stocată în mod eficient, la scară mare (raportat la cantitatea produsă), ceea ce înseamnă că pentru operatorii de distribuție și furnizare, estimarea cererii este un factor indispensabil în procesul de management al tranzacției într-un mod relativ rezonabil.

După 1989, România a suferit un proces de tranziție de la fosta economie centralizată la o economie de piață. Pierzând cam un deceniu de dezvoltare, România a revenit la performanța din anul 1991 deabia în anul 2000. După anul 2000, după mutarea accentului pe sectorul privat și reformarea sistemului de impozitare al firmelor a început realmente creșterea economică.

Fig.3.6. Evolutia productiei de energie electrica 1971-1989



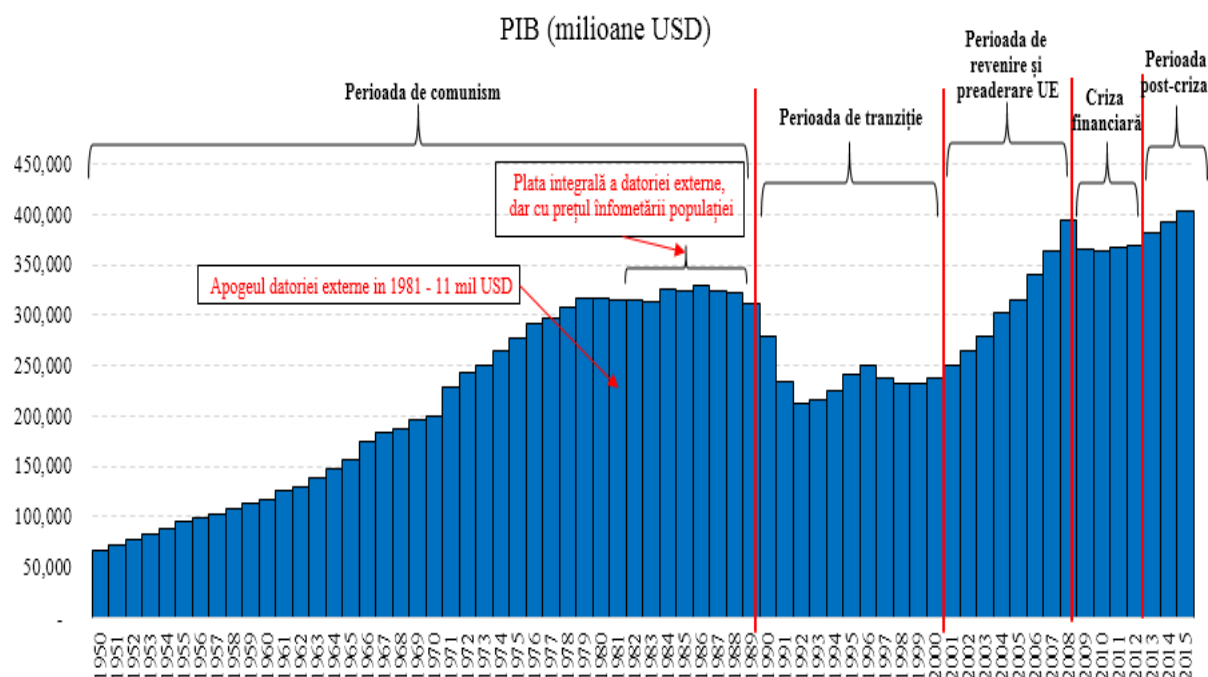
Sursa - stiri economice.ro

Pana in 1989 consumul de energie electrica In Romania avea o crestere anuala lenta, dar constanta. Evoluția economică din România după anul 1990 a fost puternic influențată de efectul specific perioadei de tranziție la economia de piață. Reformele economice necesare pentru înlocuirea mecanismelor economiei centralizate cu cele caracteristice pieței libere și introducerea principiilor de eficiență energetică în toate activitățile, au dus la început la o recesiune gravă, cu un efect similar tuturor țărilor din această zonă.

Actualmente România se află in plin efort de a relua creșterea economică de la nivelul la care a ajuns în 2008, odată cu recuperarea aproape integrală a declinului din anii 2009 – 2010. În perioada 2016-2018 toți indicatorii macroeconomici se prezintă în conformitate cu cerințele impuse prin tratatul de la Maastricht, cu o inflație stabilizată și cu un curs de schimb relativ stabil.

Creșterea economică și consumul de energie din România au fost decuplate începând cu anul 1998, iar intensitatea energetică a economiei, măsurată prin consumul de energie primară pe unitate de produs intern brut, a scăzut în mod substanțial. După contracțiile mari ale consumului de energie și economiei în anii 1990, PIB-ul a crescut cu 53% în perioada 2000-2011, în timp ce cererea de energie a rămas aproape constantă. Acest lucru s-a datorat în mare parte ajustărilor structurale ale economiei spre o valoare adăugată a producție și serviciilor mai mare și îmbunătățirii semnificative a eficienței energetice în industrie.

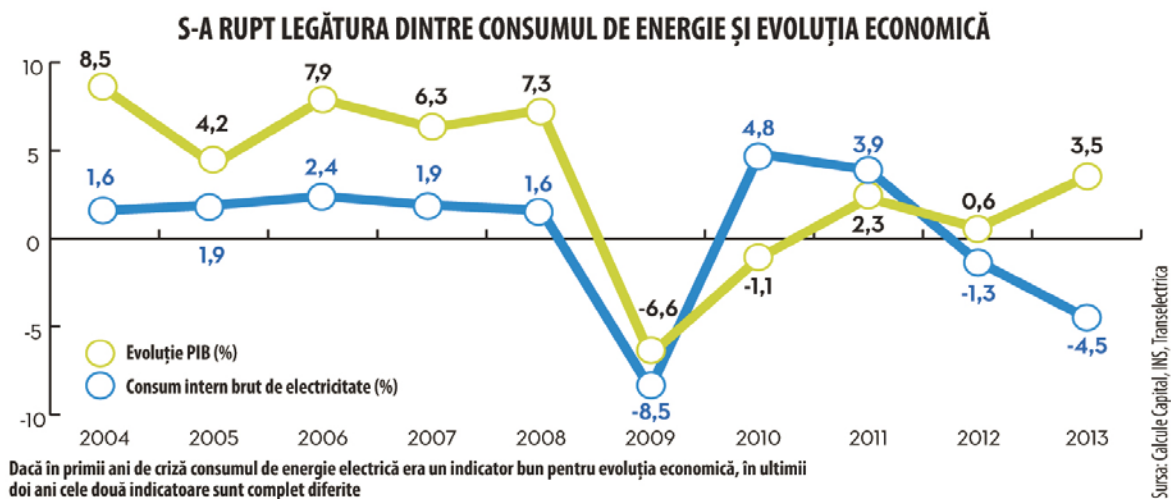
Fig. 3.7. Evoluția PIB Romaniei 1950-2015



Sursa: Universitatea Groningen, Olanda-2016

În teoria economică, cel mai relevant indicator folosit pentru evidențierea creșterii economice este produsul intern brut (PIB), corelat cu consumul de energie; În ultimii ani s-a observat o schimbare a trendului consumului de energie electrică ca suport al creșterii PIB.

Fig.3.8. Evoluția PIB vs evoluția consumului de energie



Sursa: Capital, INS, Transelectrica

Scenariile luate în calculul prognozei de energie electrică:

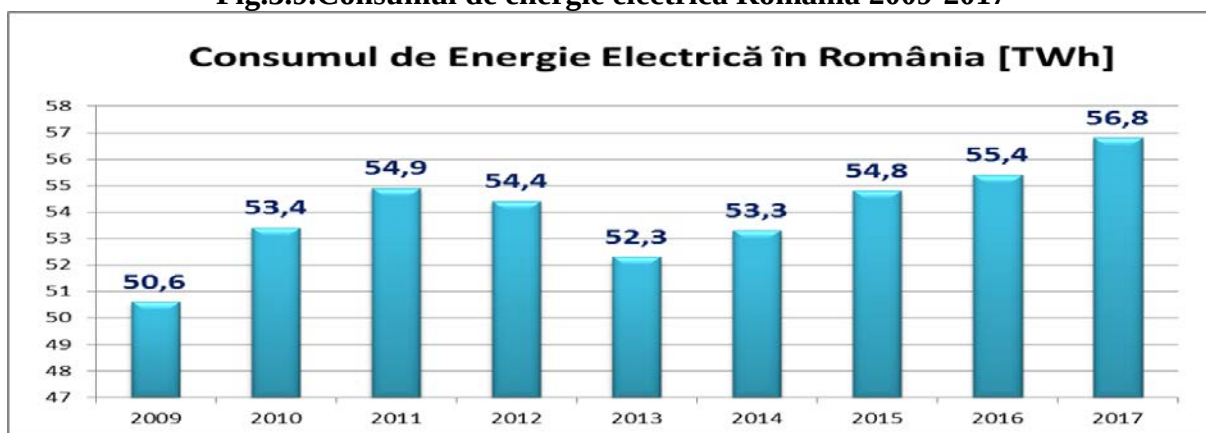
- rata de creștere a consumului;
- schimbul de energie electrică cu alte sisteme;

- instalarea de capacități de producție noi și retragerea din exploatare a celor existente. Aceste scenarii au rolul:
- de a evalua flexibilitatea soluțiilor de dezvoltare față de mai multe evoluții posibile;
- de a oferi criterii de ajustare ulterioară a planului de dezvoltare în funcție de evoluțiile din sistem.

Ministerul Energiei estimează în Strategia Națională o producția de energie în creștere cu 17,5%, până în 2030 adică un avans substanțial al producției de electricitate în următorii 15 ani, de la 56,8 MWh în 2017, la 72,77 MWh, în 2030.

Scenariul de referință din raportul Transelectrica (Planul de dezvoltare RET 2017-2027) estimează o creștere moderată a penetrării surselor regenerabile de energie și a noilor tehnologii de producere. Datele realizate până în noiembrie 2017 prefigurează o creștere medie anuală de cca. 2,5% a consumului net de energie electrică.

Fig.3.9. Consumul de energie electrica Romania 2009-2017



Sursa: entsoe.eu

Mix-ul energetic se va menține echilibrat, astfel:

Fig.3.10. Proгноza producerii de energie electrica

PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA 2017-2050 [TWh]								
	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRODUCTIA DE ENERGIE PE TIP DE SURSĂ [TWh]	63	69	72	77	83	84	85	86
Nuclear	11.5	11.5	11.4	17.4	23.2	23.2	23.2	23.2
Apă	14.4	15.8	17.5	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6
Eolian & solar	8.5	8.8	9.6	10.5	11.4	12.3	13.1	14.0
Carbune	17.3	17.5	17.8	15.8	14.9	14.9	14.9	14.9
Petrol	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Gaz	10.2	14.0	14.5	14.5	14.5	15.0	15.0	15.0
Biomasă	0.4	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
PONDAREA RESURSELOR ENERGETICE IN PRODUCTIA DE ENERGIE ELECTRICA 2017-2050 [%]								
Nuclear [%]	18.3	16.7	15.8	22.5	28.0	27.5	27.2	26.9
Apă [%]	23.0	22.9	24.3	22.8	21.2	20.9	20.7	20.5
Eolian & solar [%]	13.5	12.7	13.3	13.6	13.7	14.6	15.4	16.3
Cărbune [%]	27.5	25.4	24.7	20.5	18.0	17.7	17.5	17.3
Petrol [%]	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Gaz [%]	16.3	20.3	20.1	18.8	17.5	17.8	17.6	17.4
Biomasă [%]	0.7	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0

În documentul CNR – CME „Observații privind Strategia Energetică a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050” se precizează: Piața de energie electrică trebuie să ia în considerare, în mod echilibrat și optimizat, întregul mix de resurse, cu element central cărbunele energetic, care ar trebui să acopere cel puțin 30% din piață. În acest context, este necesar să se implementeze în România o componentă în cadrul pieței de energie electrică bazată pe „capacity mechanism”, care să poată asigura resursele financiare necesare menținerii în stare bună de funcționare a capacităților de producere a energiei pe cărbune capabile să funcționeze eficient în perioadele în care producția de energie electrică din surse regenerabile nu poate asigura producția necesară la nivelul capacității instalate.

3.4. Asigurarea serviciilor de sistem

În general centralele hidro au rolul de a acoperi o parte din zona de vârf a graficului de sarcină dar și din zona de bază a graficului de sarcină.

Pentru o CHE fără acumulare: indiferent de caracterul hidrologic al debitului afluent (ani ploioși, normali sau secetoși), funcționarea optimă a acestei centrale este în zona de bază. Pentru o CHE cu acumulare este mai avantajoasă încadrarea în zona de vârf, deoarece se elimină pierderile și se obține un preț mai ridicat. Este avantajos și ca centrala, chiar dacă are acumulare, să funcționeze și în zona de bază a graficului de sarcină pentru că funcționează cu puterea instalată (puterea maximă).

Prin calitățile lor tehnice și economice (elasticitatea, fiabilitatea, preț de cost redus) centralele hidroelectrice sunt amenajări deosebit de adecvate pentru acoperirea cu precădere a zonei superioare a graficului de sarcină programat și pentru îndeplinirea operativă a serviciilor dinamice și cinemate de sistem.

În România, la acoperirea necesarului de putere de reglaj secundar participă și opt centrale hidroelectrice mari: Porțile de Fier I, Stejarul, Corbeni, Ciunget, Gâlceag, Șugag, Mărișelu și Retezat; puterea lor instalată însumează 2845 MW, din care o bandă totală de 400-550 MW este prevăzută pentru acest reglaj. Banda pentru reglaj primar disponibilă în CHE (cca. 115 centrale participante, cu o putere instalată de cca. 6000 MW) totalizează în jurul a 350 MW. Producția de energie electrică în hidrocentrale, denumită generic energie hidro, are numeroase particularități care influențează funcționarea întregului SEN

Timpul scurt de pornire și viteza mare de încărcare/descărcare a hidroagregatelor conferă flexibilitate în exploatare centralelor hidroelectrice care sunt principalele furnizoare de servicii tehnologice de sistem acoperind aprox. 80%. Alt aspect legat de flexibilitate în exploatare a centralelor hidroelectrice este rolul centralelor hidro în profilarea curbei zilnice de sarcină (consum).

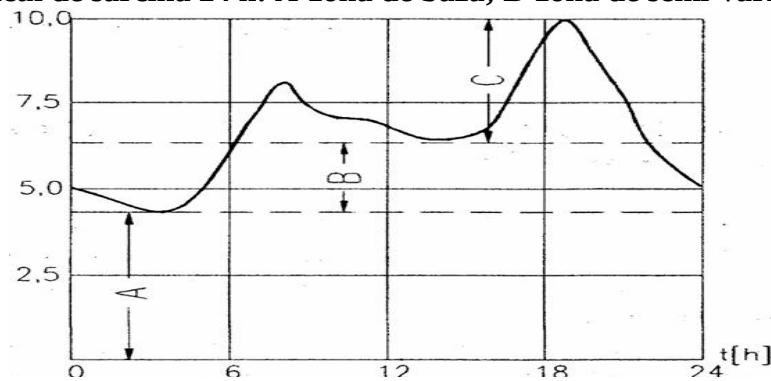
Variația sarcinii electrice într-un timp specificat, de obicei o zi (24 ore) se numește **Curba de sarcină** și reprezintă energia necesară a fi alocată către consumatorii sistemului energetic. În cazul în care cantitatea de energie cerută de consumatori este mai mare sau mai mică decât cantitatea de energie livrată de producători, în rețea apar perturbații de tensiune și de frecvență, care pun în pericol funcționarea consumatorilor, ducând la avarii grave ale acestora.

Cantitatea de putere livrată (energie produsă) trebuie să fie egală, în orice moment cu cantitatea de putere consumată (energie consumată). Pentru a se putea realiza acest lucru, curba de sarcină a fost împărțită în mai multe zone de consum:

- zonă de bază – este zonă care trebuie asigurată în permanență; aici producătorii de energie sunt centralele termoelectrice și nuclearelectrice (centrale cu flexibilitate scăzută în pornire/oprire, care au o funcționare continuă, de obicei cu o putere constantă – CNE, CTE, centrale de cogenerare, CTE cu grupuri de condensatie, CHE pe firul apei);
- zona puterilor variabile - centralele au o funcționare intermitentă (cu întreruperi) și chiar în timpul funcționării puterea poate fi variabilă. Cu cât zona de încadrare se deplasează spre vârf, cu atât se reduce durata de funcționare zilnică.
Acoperirea zonei puterilor variabile de către alte centrale se poate face:
 - în zona de semi-vârf - centrale termice în condensatie;
 - în zona de vârf - centrale cu turbine cu gaze.

CHE funcționează eficient în zona de vârf dacă sunt centrale cu acumulare; CHE pe firul apei funcționează eficient în zona de bază a graficului de sarcină.

Fig.3.11. Graficul de sarcina 24 h: A-zona de baza; B-zona de semi-varf; C-zona de varf.



Centralele termoelectrice au o viteză de încărcare/descărcare mult mai mare decât centralele hidroelectrice ceea ce le situează funcționarea optimă în zona de bază a curbei de sarcină, zonele de vârf și intermediară a curbei de consum fiind acoperite, în principal, de centralele hidroelectrice. Acest lucru se realizează cu amenajările în cascada cu regularizare cel puțin zilnică.

Diferențele dintre zona de vârf și golul de noapte (cea mai descărcată zonă a curbei) variază în funcție de sezon și se situează în jurul valorii de 2000-2500 MW.

3.5 Sustenabilitatea CHEAP Tarnita-Lapustesti

Rolul unui CHEAP este de a acoperi o parte din zona de vârf a graficului de sarcină, consumând în zona de bază a graficului de sarcină. În plus asigură serviciile tehnologice de sistem, la nivelul producției și transportului, servicii care sunt elementele necesare pentru garantarea calității, securității și economiei furnizării de electricitate la barele colectoare de la granița dintre sistemul de transport și cel de distribuție, bazate pe :

- conceptul de calitate a serviciilor, asociat cu menținerea în limite acceptabile a nivelurilor de tensiune și frecvență la punctele de livrare.
- conceptul de securitate, legat de continuitatea furnizării.
- conceptul de economie, legat de furnizarea de electricitate la un cost minim.

Compania de consultanta Global Market Insights a publicat un raport in august 2018 privind tendințele globale in dezvoltarea CHEAP in care arata că, până în 2024, piața globală totală a CHEAP va depăși 350 miliarde de euro investiții și 200 GW în capacitate instalată.

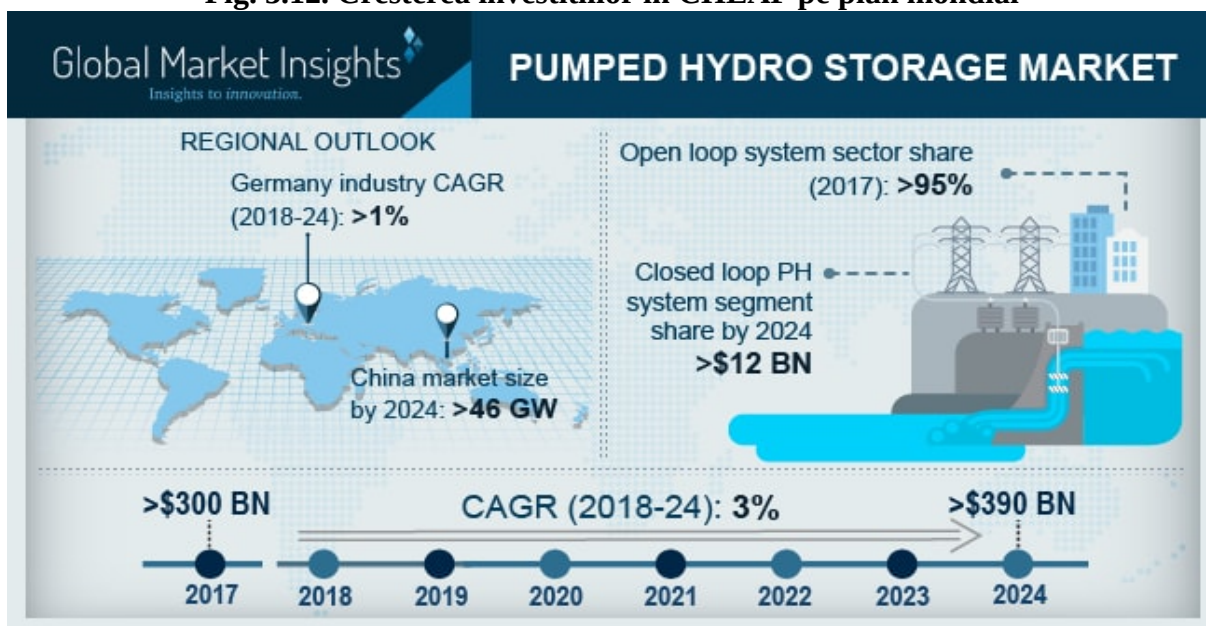
Raportul analizează tehnologia CHEAP pe regiune și sistem, - buclă deschisă, buclă închisă și tehnologii noi, luând în considerare actorii majori de piață, politicile și proiectele anunțate.

Raportul identifică diferite forțe de piață,implicate in dezvoltarea CHEAP pentru fiecare regiune:

- În SUA cele două forțe de piață principale sunt creșterea cererii pentru tehnologiile de stocare a rețelelor și creșterea cererii pentru un mix energetic mai durabil,adica dezvoltarea capacitatilor eoliene si solare
- În Europa, piața este favorizată prin sprijinirea politicilor guvernamentale de stocaj în timp ce reglementările împotriva emisiilor devin din ce în ce mai stricte.
- in regiunea Asia-Pacific, cele doua principale forte motrice sunt cresterea semnificativa a cererii de energie in viitor,securitatea energetica si fiabilitatea alimentarii cu energie electrica.

Prin emiterea ORDONANȚEI nr. 28 din 28 august 2014 „privind unele măsuri pentru dezvoltarea infrastructurii de stocare a energiei electrice și de echilibrare a Sistemului electroenergetic național, prin construirea și operarea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj cu putere instalată mai mare de 15 MW”,Guvernul Romaniei vine in intampinarea investitiilor private in constructia si operarea CHEAP,declarand la modul clar: ”CHEAP constituie obiective de interes național și de utilitate publică,,(art.3)

Fig. 3.12. Cresterea investitiilor in CHEAP pe plan mondial



Sursa: GMI

Dezvoltarea capacităților de producție a energiei electrice care utilizează surse regenerabile și integrarea acestora în SEN a fost și va fi înlesnită, în mare măsură, de structura de producție a energiei electrice din România, respectiv de existența mixului de combustibil. Pentru asigurarea adecvanței sistemului și acoperirea în condiții de siguranță a cererii de

energie electrică, este necesar să existe, în SEN, o anumită putere disponibilă asigurată de centrale, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum. Este obligatorie, de asemenea, menținerea în permanență, la dispoziția operatorului de sistem, a unei rezerve operaționale care să poată echilibra balanța la variațiile continue ale sarcinii și la declanșarea celui mai mare grup de producere a energiei electrice din sistem. Aceste variații au crescut considerabil în urma creșterii explozive a producției de energie electrică pe bază de surse regenerabile, disponibilitatea acestor producători de energie fiind limitată, iar producția necontrolabilă, capacitatea de rezervă asociată fiind absolut necesară pentru asigurarea adecvantei sistemului.

Nivelul pierderilor în rețea este influențat de distanța dintre centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor de energie internaționale. Din acest punct de vedere, în zona de centru și N-V a țării, Complexul Energetic Hunedoara S.A. este singurul mare producător de energie electrică, cu o capacitate totală instalată de 1225 MW.

Proiectul **"4M – Market Coupling"** de cuplare a piețelor din Cehia, Slovacia, Ungaria și România, lansat în 2014, va determina o creștere a fluxului transfrontalier la granița de Vest a României, cu implicații pozitive din punct de vedere al sursei de energie electrică din apropierea interfeței de schimb. Creșterea capacității de interconexiune frontaliere pe interfața de Vest a României, corelată cu reducerea pierderilor în Rețeaua Electrică de Transport, care sunt direct proporționale cu distanța dintre producători și consumatori, impun cu atât mai mult, în perspectivă, existența în zonă a unei capacități de producție și stocaj semnificative

4. Principalele caracteristici tehnice, financiare și contractuale ale proiectului

România este singura țară europeană care, având condiții geomorfologice deosebit de favorabile pentru construcția și operarea centralelor cu acumulare prin pompaj, nu deține o astfel de centrală, cu toate că au existat preocupări încă din anul 1975, aceasta tip de centrală a fost și rămâne imperios necesară pentru SEN.

Având în vedere gradul mare de incertitudine privind evoluția cererii de energie electrică, a prețurilor combustibililor pe piața internațională, a cerințelor de mediu etc., în timp s-au analizat diferite scenarii de realizare a CHEAP, ținându-se seama de prognozele consumului de energie electrică și termică în cogenerare pe termen lung.

De asemenea, s-au luat în calcul și dinamica sectorului privind diversificarea resurselor de energie primară, rețehnologizarea și modernizarea sectorului, tehnologiile avansate de producere a energiei electrice și termice.

4.1. Istoricul proiectului CHEAP Tarnita-Lapustesti

Perioadă	Activități
1975 - 1985	ISPH realizează analize, studii de amplasament și studii de schemă pentru un proiect tip CHEAP.
1985 - 1988	Alegerea amplasamentului actual (existența lacului inferior și a centrului de consum).
1988 - 1994	Sunt solicitate și analizate cererile de ofertă pentru echipamentul energetic principal al CHEAP Tarnița-Lăpușești, primite de la competitori de talie

	internațională în domeniu precum Ansaldo GIE (Italia), Toshiba (Japonia), Alsthom-Neyrpic (Franța), Hitachi (Japonia), Mitsubishi (Japonia).
1993	I.S.P.H. și GEOTEC realizează Studiul geotehnic și hidrogeologic. I.S.P.H. realizează Studiul de evaluare economică a funcțiilor CHEAP în SEN. I.S.P.H. realizează Studiul de fezabilitate pentru CHEAP Tarnița – Lăpușești, varianta de echipare 4 x 250 MW. Studiul a fost avizat de Ministerul Mediului.
1994	I.S.P.H. realizează Studiul de fezabilitate pentru Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Tarnița – Lăpușești, varianta de echipare 4 x 250 MW.
1995	Elaborarea studiilor de documentare privind echipamentul energetic și a modului de exploatare, de funcționare. Elaborarea Caietelor de Sarcini pentru echipamente.
1999 - 2000	Institutul de Specialitate Electric Power Development Co. (E.P.D.C.) din Japonia a realizat, în baza unui grant acordat de guvernul japonez, un studiu bazat pe datele tehnice din documentațiile anterioare elaborate de I.S.P.H., studiu întocmit împreună cu Toshiba.
2003	I.S.C.E. și I.S.P.H. au elaborat un studiu de fezabilitate pentru realizarea unei CHEAP la Tarnița – Lăpușești în care s-a analizat o variantă de echipare cu trei grupuri de câte 330 MW.
2007	Consultantul IPA/ Verbund/ Poyry dezvoltă un studiu de fezabilitate în cadrul programului SEEREM al Băncii Mondiale din 2005, finanțat de BIRD. Analiza se bazează pe soluțiile anterioare și schema de amenajare propuse de I.S.P.H. și E.P.D.C., cu mici modificări utile realizării obiectivului.
2008	I.S.P.H. a actualizat studiul de fezabilitate, conform prevederilor HG 28/2008 (privind conținutul studiilor de fezabilitate pentru proiecte finanțate din fonduri publice).
2009	Guvernul României a aprobat un Memorandum privind realizarea obiectivului de investiții Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpușești, memorandum care nu mai produce efecte juridice în prezent.
2010	A fost angajat un consultant (consorțiu) în vederea pregătirii procesului de atragere a investitorilor, având ca lider Deloitte Consultanta S.R.L. Din consorțiu au făcut parte și Banca Comercială Română și HydroChina ZhongNan, iar subcontractori au fost Mușat&Asociații Sparl, Herbert Smith, Knight Piesold și Tempo Advertising. În februarie 2014, contractul încheiat cu acest consorțiu a ajuns la termen și nu a mai fost prelungit de către părțile contractante.
2013	Guvernul României a aprobat mai multe memorandumuri privind realizarea obiectivului de investiții Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpușești, de referință fiind Memorandumul din 4 septembrie 2013, Memorandumul din 16 octombrie 2013 și Memorandumul din 31 iulie 2014. În luna noiembrie, în baza prevederilor Memorandumurilor aprobate de Guvern, a fost înființată societatea de proiect HIDRO TARNIȚA S.A., în scopul implementării Proiectului.

2014	În luna martie, I.S.P.H. a actualizat Studiul de Fezabilitate pe care îl elaborase în anul 2008 din punct de vedere al soluțiilor tehnice, al cerințelor din avizele obținute și a estimărilor de costuri. În luna iulie, HIDROELECTRICA S.A. a vândut către HIDRO TARNIȚA S.A. investiția în curs, constituită din documentațiile tehnice, economice și de altă natură, elaborate pentru fundamentarea, promovarea, aprobarea, autorizarea, atribuirea și realizarea proiectului, precum și din avizele și autorizațiile obținute pentru proiect cu acordul de transfer al Hidroelectrica.
------	---

4.2. Concluziile studiilor privind CHEAP Tarnița-Lapustesti

Obiectivul realizării unei centrale hidroelectrice de mare putere cu acumulare prin pompaj constituie încă din anul 1975 o preocupare prioritară a colectivelor de specialiști din cadrul Sistemului Energetic Național (SEN).

Astfel, în perioada anilor 1975 – 1985, Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice a elaborat studii de teren, studii de amplasament și studii de schemă pentru realizarea unor centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în România luându-se în calcul:

- necesitatea acoperirii vârfului de sarcină;
- creșterea continuă a cererii de energie;
- posibilitatea schimbului de energie cu sistemele energetice europene;
- intrarea în funcțiune a unităților nucleare de la CNE Cernavodă (5 x 700 MW).

Au fost analizate mai multe amplasamente pe teritoriul țării noastre din care au fost selectate cca. 17 locații favorabile construcției unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.

În 1993, I.S.P.H. a elaborat studiul de prefezabilitate pentru CHEAP Tarnița – Lăpușești în care s-au stabilit specificațiile tehnice pentru construcții și pentru echipamentul electromecanic și s-a analizat eficiența economică a amenajării folosind aportul economic adus de evaluarea funcțiilor principale pe care le are CHEAP în SEN. Lucrarea, la nivelul acesta de proiectare, a primit avizul de principiu al Ministerului Mediului.

Din „Studiul de prefezabilitate” elaborat de I.S.P.H. în decembrie 1993 a rezultat ca necesară din punct de vedere tehnic și economic, realizarea în cadrul Sistemului Energetic Național al României, a unei amenajări cu acumulare prin pompaj, cu compensare săptămânală (cu 2 zile libere pe săptămână) și cu o capacitate instalată de 4 x 250 MW având lacul superior cu un volum de 10 mil. mc de apă. În „Studiul de prefezabilitate” a fost analizată și varianta de 1000 MW în două etape de câte 500 MW (2 x 500 MW), variantă care a rezultat cu atât mai economică cu cât timpul dintre etape este de doar 2 ani.

În anul 1994, I.S.P.H. a elaborat „Studiul de fezabilitate pentru Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Tarnița - Lăpușești” atât pe baza variantei tehnico-economice selectate în cadrul studiului de prefezabilitate – varianta de echipare 4 x 250 MW etapizată în două etape a câte 500 MW fiecare (2 x 500 MW), cât și pe baza ofertelor de echipare primite de la furnizorii potențiali nominalizați mai sus.

În perioada 1999 – 2000 Institutul de Specialitate Electric Power Development Co. (E.P.D.C.) din Japonia a realizat, în baza unui grant acordat de guvernul japonez, un studiu bazat pe datele tehnice din documentațiile anterioare elaborate de I.S.P.H., studiu întocmit

împreună cu Toshiba, care a relansat interesul pentru proiectarea unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj la Tarnița – Lăpuștești.

4.2.1. Concluzii din Studiul EPDC.

Studiul elaborat de EPDC pentru CHEAP Tarnița propune varianta cu lacul superior pe platoul Lăpuștești de pe versantul stâng al râului Someșul Cald.

Varianta propusă prezintă parametrii principali, de cădere totală, debite de pompare și de turbinare la centrală, similari cu cei din studiul de fezabilitate elaborat de I.S.P.H. – S.A. în 1994 și aprobat de CONEL.

Din studiu rezultă că nivelul optim de realizare a CHEAP Tarnița-Lăpuștești este de 1.000 MW cu o capacitate de exploatare de 5 ore continuu și este de dorit ca lucrarea să intre în funcțiune cât mai devreme. În cazul în care realizarea proiectului va fi divizată în două etape (etapa I - grupurile 1 și 2) se recomandă din punct de vedere al analizei financiare ca etapa II (grupurile 3 și 4) să fie terminată după 2 ani.

În studiul EPDC este prevăzut ca două din cele patru grupuri din centrală să fie cu viteză variabilă, ceea ce va permite eficiența funcției de control automat a frecvenței sistemului energetic național. Studiul EPDC consideră că proiectul CHEAP Tarnița-Lăpuștești este fezabil tehnic și reprezintă un amplasament foarte avantajos din punct de vedere economic prin morfologia și structura geologică a versantului stâng, precum și prin existența lacului inferior.

În anul 2000 s-a recomandat Guvernului României și CONEL promovarea prioritara a acestei investiții la capacitatea maximă de instalare a puterii de 1000 MW, care se va putea susține ca eficiență economico-financiară prin cooperare cu țările vecine și, de asemenea, prin reglementările privind veniturile obținute din serviciile pe care această centrală le poate face pentru sistemul energetic național, sau al celor din țările vecine. Alte argumente prezentate în studiul EPDC în favoarea trecerii la realizarea CHEAP Tarnița-Lăpuștești și punerea în funcțiune în anul 2010 sunt următoarele:

- reducerea consumului de gaz natural, care înseamnă import; 1000 MW în CHEP înlocuiesc capacități de 2000 MW în turbine cu gaze
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră datorită înlocuirii turbinelor pe gaz (dacă proiectul CHEAP Tarnița-Lăpuștești nu s-ar realiza, rolul acestuia ar fi preluat de o centrală electrică cu turbine pe gaz și s-ar emite în atmosferă cca 682.000 t CO₂ pe an și 34,10 x 10⁶ t CO₂ în 50 ani);
- valorificarea resurselor de energie regenerabilă prin creșterea producției de energie în centralele hidroelectrice clasice prevăzute cu lacuri mari de acumulare (exploatarea lor la nivele cât mai ridicate);
- se încadrează în strategia de dezvoltare a sistemului energetic național și de aderare la UCPTE, atât prin serviciile de sistem cât și prin reducerea consumului de combustibil în centralele termoelectrice care vor livra energia necesară pomparei apei în rezervorul superior în orele de gol de sarcină;
- în amplasamentul proiectului nu sunt probleme de strămutări de populație

4.2.2. Concluzii din Studiul IPA/Verbund:

Din studiile preliminare legate de dezvoltarea pieței de electricitate din România și din Sud-Estul Europei a reieșit că o dimensiune rezonabilă a proiectului Tarnița cu acumulare prin pompaj ar fi o putere instalată ce se situează între 500 MW și 1000 MW. Deoarece este dificil

să se estimeze tendința de dezvoltare a pieței de electricitate pentru următorii 20 de ani, s-a luat decizia efectuării unui proiect în două etape.

Centrala electrică situată în caverna va fi echipată cu două seturi de turbine-pompe, fiecare cu o putere de 250 MW, fiecare set având circuitul său hidraulic (galerie forțată, centrală în cavernă, galerie de fugă). A fost propusă o soluție etapizată pentru a permite o adaptare flexibilă a proiectului la condițiile de piață din Europa de Sud-Est.

Drept rezultat al aderării României la UCTE, va crește interconectarea transportului cu țările învecinate, iar funcționarea pieței SE europene va crește semnificativ legăturile economice de piață în întreaga regiune.

Combinația acestor factori ar putea permite centralei cu acumulare prin pompaj propuse să atingă niveluri mai ridicate ale venitului, datorită posibilității existenței unei cereri mai mari de flexibilitate a sistemului (energie de vârf și servicii auxiliare).

4.2.3. Concluzii din Studiul elaborat de ISPH din 2008

Din analiza comparativă a variantelor studiate în acest proiect a rezultat că varianta cu indicatorii cei mai buni este cea denumită "Varianta II- A", în care este prevăzută execuția lucrărilor în 7 ani cu realizarea obiectivului în două etape, echipare cu 4 x 250 MW grupuri reversibile clasice, cu PIF parțial (2 grupuri) la sfârșitul anului 5.

4.2.4. Concluzii din Studiul elaborat de Deloitte din 2010

În linii mari, studiul Deloitte afirma:

- Pentru România, potențialul hidro reprezintă o alternativă durabilă de dezvoltare a sectorului energetic, având în vedere resursele limitate de materii prime energetice, precum și nevoia obținerii unei energii ieftine și care nu produce gaze cu efect de seră.
- Proiectul CHEAP Tarnita-Lapustesti este esențial în contextul existenței unui portofoliu în creștere continuă cu producție necontrolabilă, care impune instalarea de capacități de echilibrare suplimentare, ce vor fi retribuite pe piața de servicii tehnologice de sistem, piața de capacități, dar și pe piața de echilibrare.
- Centrala ar fi un furnizor strategic de servicii energetice/servicii de sistem în partea de nord-vest a României, o zonă cu deficit de generare de energie electrică.
- CHEAP Tarnita-Lapustesti ar deveni un furnizor important de servicii de sistem în România și, posibil, în câteva țări vecine.

4.2.5. Concluzii din Studiul elaborat de ISPH în anul 2014

Studiul de fezabilitate verifică și aprobă concluziile studiilor anterioare și îmbunătățește proiectul inițial, adoptând o soluție cu două fire pentru galeria de mare presiune soluție care ar permite și etapizarea proiectului

Comparatie a studiilor relevante pentru proiectul CHEAP Tarnita –Lapustesti

Descriere	SF EPDC 1999 4x250 MW	SF ISCE-2003 4x250MW	SF ISPH 2008 4x250MW	SF ISPH 2014 4x250 MW
	(mii euro)	(mii euro)	(mii euro)	(mii euro)
Total constructii	154.700	313.000	510.849	446.759
Total echipamente	260.700	308.000	316.778	369.954
Evacuarea puterii	75.000	83.000	135.000	149.200
Proiectare si as.tehnica	48.800	33.000	50.373	50.517
Alte costuri	60.800	108.000	151.000	130.200

TOTAL INVESTITIE	600.000	845.000	1.164.000	1.150.500
Comparatie	SF EPDC-Japan	SF ISCE	SF ISPH 2008	SF ISPH 2014
Cel mai bun amplasament	Tarnita-Lapustesti	Tarnita-Lapustesti	Tarnita-Lapustesti	Tarnita-Lapustesti
Putere instalata (MW)	1000	1000	1000	1000
Echipare turbine reversibile	Francis	Francis	Francis	Francis
Ciclu de pompaj	saptamanal	saptamanal	saptamanal	saptamanal
Rezervor superior Lapustesti –cota mNNR	1085	1085	1085	1085
Rezervor inferior Tarnita –cota mNNR	521,5	521,5	521,5	521,5
Inaltime rezervor superior	45	45	40	40
Cota baraj-mNNR	1088	1088	1086,5	1086,5
Capacitate de stocaj –mil.mc	10	10	10	10
Priza –tip’ poligonal ‘-buc	1	1	1	2
Centrala subterana (m)	L=157, l=22, H=45	L=120 l=23, H=47	L=120 l=23, H=48	L=120 l=23, H=48
Camera trafo	L=126, l=15, H=20	L=117 l=19, H=25	L=117 l=19,H=48	L=117,l=19,H=48
Galeria de mare presiune–ml	1100	1100	1100	2 fire x 1100
Diametru gal.de mare presiune -ml	6	6	6	4,3
Galeria de fuga -ml	2 x1350	2 x1350	2 x1350	2 x1350
Diametru galerie de fuga -ml	6,2	6,2	6,2	6,2

4.3 Descrierea proiectului in contextul amenajarii hidroenergeticea raului Someș

In studiile anterioare s-au avut in vedere mai multe amplasamente (cca 17) si s-a ales varianta optima a CHEAP in judetul Cluj, la cca. 30 km de Municipiul Cluj – Napoca, pe versantul stang al vail Somesului Cald, in dreptul lacului de acumulare Tarnita, care servește ca rezervor inferior, si al localitatii Lapustesti, situata pe platoul cu acelasi nume, la cota 1030 – 1090 mdM.

In principal schema de amenajare se compune dintr-un rezervor superior, lacul Lapustesti care trebuie realizat si dintr-un rezervor inferior existent - lacul Tarnita. Rezervorul inferior are un volum de 74 mil.mc din care un volum util de 15 mil.mc – deasupra nivelului minim de exploatare de 514 mdM deci utilizabil pentru centrala de pompaj -521 mdM fiind nivelul retentiei normale

Parametrul	U.M.	Valoarea
• NNR rezervor superior (ac. Lăpuștești)	mdM	1.086,00
• Nivel centru de greutate (ac. Lăpuștești)	mdM	1.071,00
• Nivel minim rezervor superior (ac. Lăpuștești)	mdM	1.053,50
• NNR rezervor inferior (ac. Tarnița)	mdM	521,50
• Nivel centru de greutate (ac. Tarnița)	mdM	518,00
• Nivel minim de exploatare energetic (ac. Tarnița)	mdM	514,00
• Volum rezervor superior (ac. Lăpuștești)	mil. m ³	10,00
• Cădere brută maximă (1086-514)	m	572,00
• Cădere brută medie (1086-521,50)	m	564,50

• Cădere brută minimă (1053,50-521,50)	m	532,00
• Debit maxim la turbinare	m ³ /s	4 x 53
• Debit maxim la pompare	m ³ /s	4 x 38
• Echipare: 4 grupuri reversibile pompă-turbină: - în regim de generator - în regim de motor	MVA MW	4 x 280 4 x 250
• Putere instalată	MW	1.000
• Ciclu de pompaj		săptămânal
Media precipitațiilor în România	mm/an	637
Media precipitațiilor în zona	mm/an	900
Media evaporării în zona	mm/an	500

Avantajele amplasamentului sunt reprezentate prin:

- existența rezervorului inferior – acumularea Tarnița cu NNR = 521,50 mdM și NmE = 514,00 mdM;**(reducerea costurilor de investiție cu 30%)**
- existența platoului Lăpuștești la cota medie 1070 mdM pe versantul stâng al râului Someșul Cald, adiacent acumulării existente Tarnița, platou adecvat realizării rezervorului superior (acumularea Lăpuștești);
- posibilitatea obținerii unei căderi brute medii de 564,5 m între rezervorul superior și rezervorul inferior, care permite reducerea volumului rezervorului superior

4.3.1. Obiectele principale ale CHEAP

Proiectul CHEAP Tarnița – Lăpuștești se compune din următoarele obiecte principale:

1) **Rezervorul Superior** (acumularea Lăpuștești) cu un volum de 10 mil. mc amplasat pe platoul Lăpuștești (NNR 1086,00 mdM) și realizat prin săpătură și îndiguiuri astfel încât volumul săpăturilor să fie apropiat ca valoare cu cel al umpluturilor din diguri;

Fig.4.1 Platoul Lapustesti



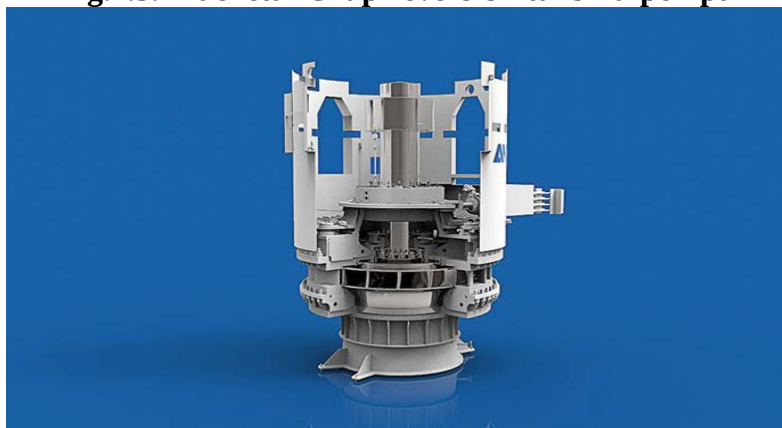
Fig.4.2. Lacul Tarnita

2) **Rezervorul Inferior** (acumularea Tarnița) cu un volum util de 15 mil. Mc din totalul de 70 milioane mc, obiectiv existent, amplasat pe râul Someșul Cald la cota talveg 441,00 mdM și realizat de barajul Tarnița din beton armat în dublu arc (NNR la cota 521,50 mdM și Niv. min. de expl. la cota 514,00 mdM);

3) **Centrala**, o construcție subterană amplasată în versantul stâng al acumulării Tarnița, compusă din caverna sălii mașinilor și caverna trafo având galerii de acces și de legătură între

ele, galerii pentru aspiratori, puțuri pentru vane, galerie de cable și acces personal exploatare. Echipamentele electromecanice 4 grupuri reversibile de 250 MW fiecare.

Fig.4.3. Macheta -Grup reversibil turbina-pompa



Sursa:Andritz

4)**Derivațiile**, reprezentând uvrajele de transport hidraulic între rezervorul superior și centrală și între centrală și rezervorul inferior, compuse din:

- galeria de mare presiune (2 fire), construcție subterană înclinată la 45° între rezervorul superior și clădirea centralei (Lungime: 2 fire x 1096 m; Diametru $\varnothing = 4,30$ m);
- galeriile de mică presiune (2 fire), construcții subterane necesare evacuării apei turbinate și aspirației apei pompate (Lungime: 2 fire x 1.325 m; D, $\varnothing = 6,20$ m).

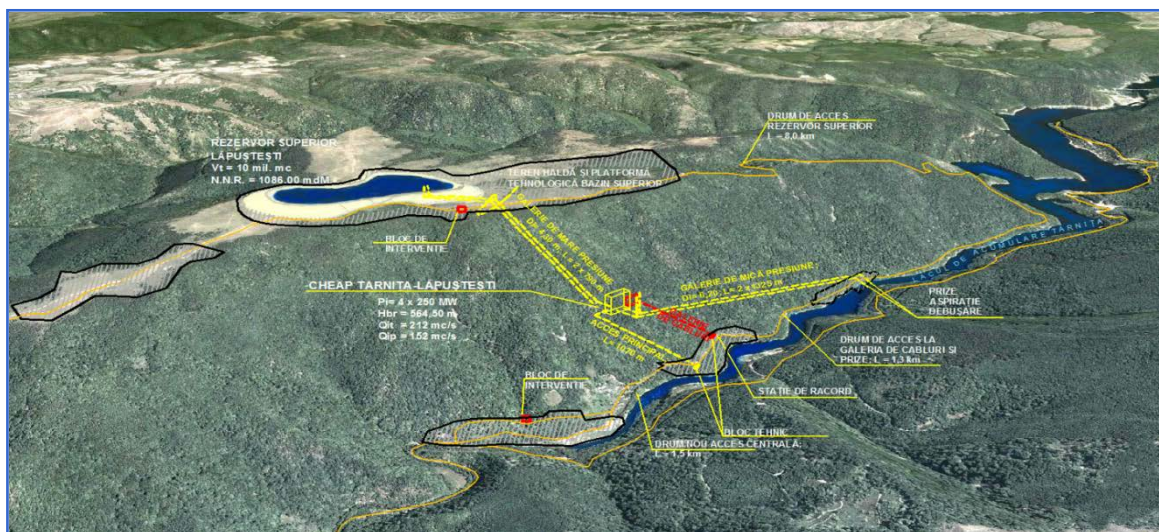
4.3.2. Caracteristici funcționale

Fiind o centrală hidroelectrică, CHEAP are manevrabilitate ridicată și astfel este capabilă să răspundă prompt la fluctuațiile de sarcină. Perioada de funcționare în regim de turbinare depinde de durata perioadei de vârf de sarcină și de consumul din timpul zilei.

Perioada de funcționare în regim de pompare depinde de durata perioadei de gol de sarcină din timpul nopții și în zilele nelucrătoare. Ecartul acestei perioade de funcționare (regim pompă – turbină) a determinat volumul rezervorului superior (10 mil.mc).

Debitul hidroagregatului este diferit în regim de turbinare față de cel din regim de pompare. Pentru a preîntâmpina șocuri hidraulice în regimul de pompare, cauzate de unele disfuncționalități ce pot apărea la sursa de energie nucleară, termică, eoliană, este necesar ca hidroagregatul turbină – pompă să fie înzestrat cu capacitate de reglare a sarcinii absorbite.

Fig.4.4. Plan sinoptic CHEAP Tarnita-Lapustesti



Sursa: ISPH

4.3.3. Contextul general al amplasamentului si operarii CHEAP Tarnita-Lapustesti

4.3.3.1. Amenajarea hidroenergetică a raului Someș

Bazinul hidrografic al Someșului este reprezentat de o cascadă de hidrocentrale realizată în 8 trepte, constând din 5 baraje, 8 centrale hidroelectrice și peste 30 km de aducțiuni principale și secundare. Volumul de apă acumulat în cele 5 lacuri de acumulare este de cca. 290 milioane mc.

Cele 8 centrale hidroelectrice au o putere instalată de 300 MW și produc energie electrică de 534 milioane KWh, într-un an hidrologic mediu. Prima treaptă în cascadă este alcătuită din barajul cu Lacul de acumulare Fântânele și Centrala Hidroelectrică Mărișelu.

Barajul Fântânele este amplasat pe râul Someșul Cald, aval de localitatea Beliș, la confluența cu pârâul Bătrâna pe versantul stâng și în amonte de confluența cu Valea Rea pe versantul drept. Accesul la baraj, dinspre Cluj, se face pe DN Cluj-Huedin și apoi pe drum comunal: Huedin-Calatele-Beliș-Fântânele-Albac, sau pe drumul Cluj-Gilău-Tarnița-Mărișelu-Fântânele-Beliș. Barajul are o înălțime de 92 m, fiind executat din anrocamente cu masca din beton armat pe paramentul amonte. Lacul de acumulare Fântânele are un volum total de cca. 213 milioane mc, ce permite regularizarea multianuală a unui debit mediu de cca. 12mc/s, producerea de energie electrică, oferind totodată și funcția de protecție contra viiturilor. Prelucrarea debitelor se face în centrală subterană Mărișelu.

Fig. 4.5. Lacul Fantanele



Sursa: Hidroelectrica

Centrala hidroelectrică Mariselu-de tip subteran ,este amplasată la cca 300 m amonte de confluența Somesului Cald cu paraul Lesu, accesul principal fiind asigurat printr-o galerie auto cu cale unică.

Centrala este echipată cu 3 hidroagregate, acționate de turbine Francis de fabricație românească, având o putere unitară de 75 MW care asigură producerea unei energii anuale de 390 GWh și permite furnizarea serviciilor de sistem la parametri optimi.

Prin intermediul stației electrice de 220 kV, energia produsă este livrată în sistemul energetic național. CHE Mariselu a fost proiectată să funcționeze în orele de vârf de sarcină a SEN; apa turbinată de aceasta debusează în acumularea Tarnita prin intermediul unei galerii de fugă subterană în care curgerea are loc cu suprafață liberă, debusarea făcându-se la o cota superioară nivelului de retenție normal din lacul Tarnita ($NNR = 521,50 \text{ mdM}$);

De precizat că, în prezent, CHE Mariselu este calificată pentru efectuarea de servicii de sistem și că în acumularea Fantanele sunt definite următoarele :

- cote de antentionare - cote sub care, de regulă, nu se mai poate face oferta comercială;
- cote de siguranță - cote ce trebuie menținute pentru siguranța SEN;

Fig.4.6. Sala mașinilor Centrala Mariselu

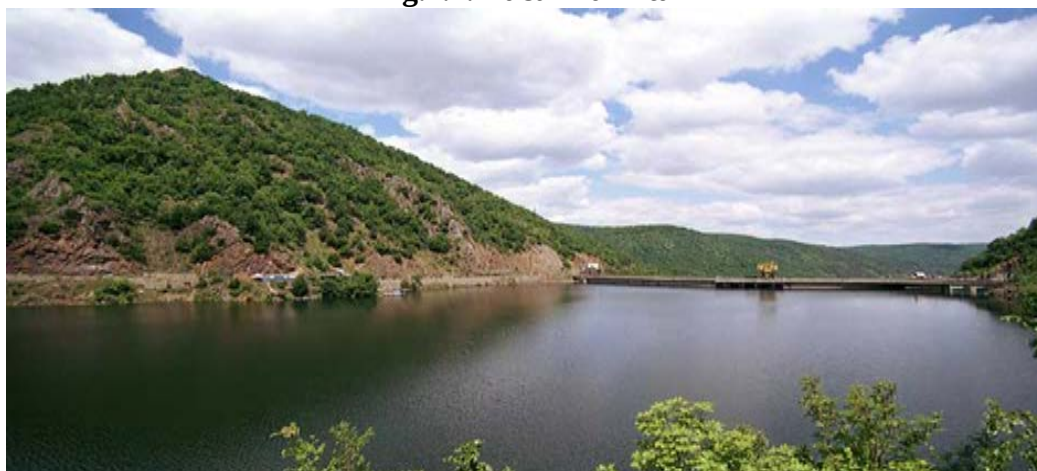


Sursa: Hidroelectrica

Acumularea Tarnita (volumul util al acumularii, $V_u = 14,6 \text{ mil. mc}$) este a doua acumulare ca mărime și importanță, după acumularea Fantanele, cu rolul de a prelua diferențele de bazin pe perioadă de viitură (în restul anului aceasta este foarte mică) și de a satisface practic în mod continuu necesitățile de apă din aval cu un debit de apă cvasiconstant, $Q \sim 9 \text{ mc/s}$ (debitul de servitute de minim $6,0 \text{ mc/s}$ pe râul Somesul Mic în secțiunea Cluj-

Napoca si cca. 3,0 mc/s necesarul aval de apa potabila si industrială 3,0 mc/s necesarul aval de apa potabila si industrială si industrială

Fig.4.7. Lacul Tarnita



Sursa CHE Tarnita

Se precizează ca CHE Tarnița trebuie sa funcționeze in mod obligatoriu la un interval de 2 zile (in mod excepțional la 3 zile), pentru a asigurarea utilitatilor; aceasta funcționare este necesara pentru :

- volumului util scăzut existent in acumularea Someșul Cald, din aval de Tarnita care se exploatează in mod normal intre 440,50 - 441,00 mdM (NNR) ;
- evitarea colmatării acumulării Gilău, care alimentează cu apa uzina de apa a municipiului Cluj – Napoca cat si a altor localitati aval.

Deoarece debitele de apa din bazinul Someșul Rece si din bazinul Iara sunt derivate in acumularile Fantanele si Tarnita, practic acumularea Tarnita asigura debitul de 9,0 mc/s, acumularile din aval avand doar rolul de a regulariza debitul uzinat de CHE Tarnita, in aval de aceasta central nu mai exista aport de debit suplimentar. CHE Tarnita a fost proiectata sa functioneze in orele de varf de sarcina a SEN; ea produce cca. 80 GWh/an, la nivelul normal de retentie NNR = 521,5mdM Acumulările si centralele din avalul CHE Tarnița nu pot fi influențate negativ de existenta CHEAP Lapustesti; practic ele vor avea același regim de exploatare ca si in prezent.

S-au analizat funcționarea hidroagregatelor in regim de pompare si turbinare pentru diferite variantele de exploatare care au fost departajate din punct de vedere al eficientei energetice, dupa criteriul de eficienta energetica al CHEAP (coeficient de recuperare, $a = \text{energie turbinate} / \text{energie consumata la pompare}$), utilizat pentru studiile de specialitate. In aceste condiții de exploatare, la funcționarea cu toate hidroagregatele a CHEAP Lapustesti variațiile de nivel mai scăzute in acumularea Tarnita conduc la pierderi de energie neglijabile, sub 1GWh/an.

Amenajarea Hidroenergetică Someșul Cald, a treia treaptă din cascada, cuprinde în principal barajul și lacul de acumulare, precum și centrala hidroelectrică. Barajul Someșul Cald, amplasat pe râul Someșul Cald, este un baraj de greutate din beton, având înălțimea de 33,5 m și o lungime la coronament de cca. 130 m. Lacul de acumulare Someșul Cald, cu un volum total de cca. 7,5 milioane mc, constituie și o sursă de alimentare cu apă pentru stația de tratare Gilău, ce furnizează apa potabilă și industrială municipiului Cluj-Napoca.

Centrala Hidroelectrică Someșul Cald este o centrală amplasată la piciorul barajului, cu infrastructura circuitului hidraulic îngropată și numai de la nivelul salii mașinilor fiind supraterană. Este echipată cu un grup de tip Kaplan cu ax vertical de 12 MW. Regimul de funcționare este dependent de regimul de funcționare al centralei Tarnița, capacitatea de atenuare a lacului Someșul Cald fiind redusă.

Studiile de fezabilitate au analizat influența funcționării CHEAP Tarnița – Lapuștești asupra sistemului existent pe Someșul Cald și necesitatea coordonării în funcționare cu CHE Mariselu, Tarnița, Someșul Cald, Gilău 1, 2, Florești 1, 2, Cluj 1, cu toate implicațiile tehnice – economice ce decurg din aceasta.

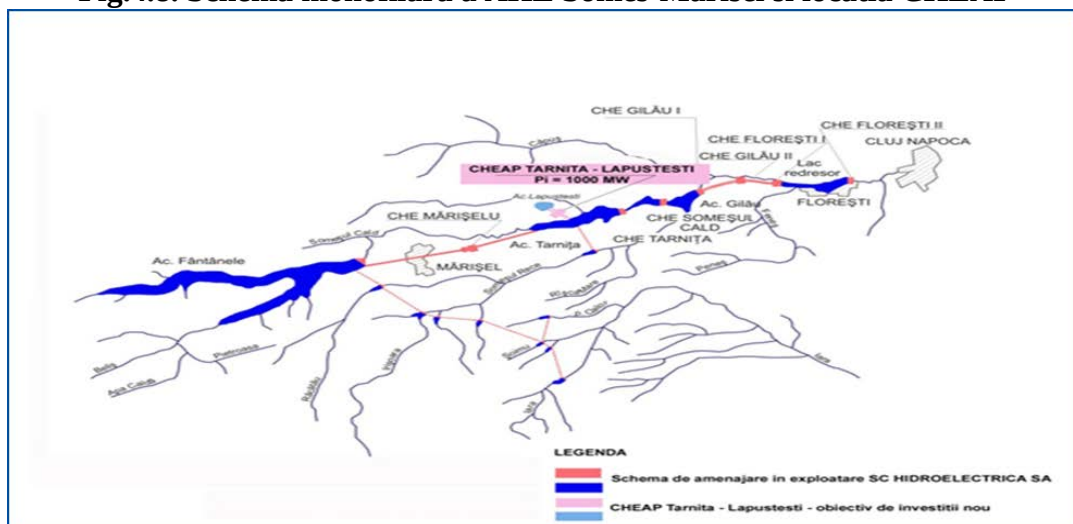
Intrarea în exploatare a CHEAP Tarnița –Lapuștești poate prelua unele atribuții de sistem realizate în prezent de CHE Mariselu, iar volumele de apă, păstrate în prezent în acumularea Fântânele pentru servicii de sistem, vor putea fi utilizate în special pentru producerea de energie de zi și vor aduce beneficii pe întreaga cascade prin valorificarea energiei suplimentare produsă și alimentării cu apă. În ceea ce privește celelalte funcțiuni : regularizări de debite, atenuări de viitură, asigurarea debitelor de servitute și apă potabilă, nu apar modificări importante în cazul intrării în exploatare a CHEAP Lapuștești, deoarece acest tip de amenajare nu este consumator de apă și nu intervine în hidrologia zonei.

4.3.3.2. Concluzii

Apariția CHEAP Tarnița – Lapuștești influențează într-o mică măsură funcționarea cascadei hidroenergetice Someșul. Este absolut necesar să fie gândită o optimizare și funcționare în tandem a CHE Tarnița în funcție de nivelurile de exploatarea ale CHEAP Tarnița – Lapuștești.

În ceea ce privește pierderile în sistem, datorită funcționării CHEAP Tarnița – Lapuștești, acestea se localizează la CHE Tarnița; ele se datorează exploatarea acumulării Tarnița la niveluri ceva mai scăzute față de cele din prezent și se estimează la maxim 1,0 GWh/an, neglijabil față de avantajele CHEAP Tarnița – Lapuștești, pentru SEN.

Fig.4.8. Schema monofilară a AHE Someș-Mariselu și locația CHEAP



Între cota 900,00 mdM (Fântânele) și cota 441,00 mdM (Tarnița) s-a amenajat potențialul hidroenergetic în două trepte de cădere CHE Mărișelu și CHE Tarnița, cu următoarele caracteristici principale

Tabelul 4.1

Parametri	CHE Mărișelu	CHE Tarnița
-----------	--------------	-------------

Cota amonte (NNR) (mdM)	991,00	521,50
Cota aval (mdM)	521,50	441,00
Cădere brută (m)	469,50	80,50
Debit mediu captat (m3/s)	12,7	14,9
Debit instalat (m3/s)	60,0	68,0
Putere instalată (MW)	220,0	45,0
Producție medie anuală de energie (GWh/an)	390,0	80,0
Echipare (număr și tip grupuri)	3 x Francis	2 x Francis
Anul punerii în funcțiune (PIF)	1977	1974
Volum util acumulare (mil. m3)	200	15

În aval de CHE Tarnița, între cotele 441,00 mdM și 362,00 mdM, s-au realizat 6 trepte de cădere (5 CHE și 1 CHEMP) cu următoarele caracteristici principale :

Parametri	CHE Someșul Cald	CHE Gilău I	CHE Gilău II	CHE Florești I	CHE Florești II	CHEMP Cluj I
Cota amonte (mdM)	441,00	420,00	405,00	389,50	374,00	347,30
Cota aval (mdM)	420,00	405,00	389,50	374,00	367,00	341,60
Cădere brută (m)	21,00	15,00	15,50	15,50	7,00	5,70
Debit instalat (m3/s)	70,00	60,00	60,00	60,00	27,00	24,00
Putere instalată (MW)	12,00	6,90	6,90	6,90	1,30	0,94
Producție medie anuală de energie (GWh/an)	19,40	11,60	12,20	12,20	5,20	3,80
Echipare (nr. grupuri, tip)	1 KVB 13÷21	1 KVB 6÷15 2 EOS/1100	1 KVB 6÷15 2 EOS/1100	1 KVB 6÷15 2 EOS/1100	6 EOS/1100	6 EOS/1100
Anul PIF	1983	1977	1986	1987	1986	1988

Din calculele de specialitate rezulta ca se recupereaza integral capitalul investit in toate variantele analizate. Alegerea finala a variantei constructive trebuie sa tina cont si de modul de intrare in sistem a centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, precum si de ultimele evoluții ale rețelei de 400 kV din zona, a pietei de energie si a serviciilor energetice.

Fig.4.9. Centrala si barajul Tarnita



Sursa: Hidroelectrica

Amplasamentul investiției se desfășoară pe teritoriul administrativ a patru comune din județul Cluj și anume: Râșca, Căpușu Mare, Mărișel și Gilău, în cea mai mare parte în extravilanul acestora.

4.4 Date tehnice, juridice, studii suport, volume de lucrari

a) Zona și amplasamentul

Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj se amplasează în județul Cluj la cca 30 km de municipiul Cluj-Napoca, pe valea râului Someșul Cald în versantul stâng adiacent acumulării Tarnița, existentă, și în apropierea localității Lăpușești situată pe platoul versantului la o diferență de nivel de cca 550 m față de nivelul maxim al acumulării Tarnița. Obiectivul de investiție se află în proximitatea amenajării existente CHE Tarnița.

b) Statutul juridic al terenului care urmează să fie ocupat

SC INTER PROIECT SRL Cluj-Napoca a întocmit „Planul Urbanistic Zonal CHEAP Tarnița – Lăpușești - obiectiv de interes national”. Această documentație de urbanism/amenajare a teritoriului a fost însușită de beneficiar și a primit din partea Consiliului Județean Cluj - Avizul Arhitectului Șef Favorabil nr. 27 / 21.12.2012.

La momentul elaborării (septembrie 2012) și la nivelul de detaliere specific unei astfel de documentații, s-au constatat următoarele:

- investiția urmează a se realiza pe teritoriul administrativ al comunelor Râșca, Căpușu Mare, Mărișel și Gilău din jud. Cluj, în cea mai mare parte în extravilanul acestora;
- folosința terenurilor afectate de investiție este diversă: păduri, zone cu vegetație (tufăriș și mărăciniș, pășuni împădurite), agricol (pășuni, fânețe, arabil), altele (neproductiv, ape, drumuri);
- terenurile respective se află atât în proprietate publică, cât și în proprietate privată.

Sarcina identificării proprietarilor și deținătorilor terenurilor respective, indiferent de categoria de folosință, revine beneficiarului. În ceea ce privește terenurile aflate în fondul forestier național, în documentația de scoatere din circuitul silvic vor trebui precizate cu exactitate amplasamentele acestora (ocol silvic /U.P./u.a.). Studiul de fezabilitate întocmit de ISPH în 2008 pentru CHEAP Tarnița – Lăpușești a avut modificări aduse prin PUZ-ul mai sus menționat.

Modificările aduse studiului de fezabilitate au rezultat atât în urma discuțiilor purtate în cadrul Comisiei de Urbanism și Amenajare a Teritoriului din cadrul Consiliului Județean Cluj cât și în urma discuțiilor avute cu diverșii avizatori.

Elaboratorul consideră că modificările aduse studiului de fezabilitate au menirea de a aduce atât o corelare a acestuia cu situația din teritoriu cât și o optimizare a desfășurării spațiale a obiectivelor investiției, pentru o optimă integrare a acestora în zona desemnată.

Aceste modificări au avut implicații asupra valorilor suprafețelor de teren necesare realizării obiectivului și sunt următoarele:

- prin SF se propunea realizarea la coada lacului Tarnița, pâna la cota 550 mdM a unei halde care să primească roca excavată pentru realizarea construcțiilor subterane și de la suprafață cu volumul total de cca. 600.000 m³; acest lucru presupunea devierea atât a drumului județean cât și a Someșului Cald prin canalizarea acestuia printr-un tunel de cca. 210 m lungime cu un diametru de 3,9 m - Prin PUZ se propune transformarea haldei permanente într-o zonă de depozitare provizorie a rocii cu suprafața de 47.352 mp. Ulterior roca va fi utilizată pentru îmbrăcăminte rutieră sau alte scopuri.
- volumul de roca de 600 000 m³ nu va fi regăsit în totalitate în haldă în același timp, deoarece capacitatea de stocare a amplasamentului este de cca 250.000 m³. Pe măsură ce se va depozita sterilul în haldă acesta trebuie evacuat și folosit pentru îmbrăcăminte rutieră sau alte scopuri, funcție de oportunitățile apărute la momentul respectiv. În final zona va fi redată în circuit.

- cele două halde de steril de pe platoul Lăpuștești a fost prevăzut a fi amplasate în nordul, respectiv nord-estul rezervorului superior fiind astfel alterată o suprafață importantă inclusiv prin defrișarea unei suprafețe importante de pădure - prin PUZ cele două halde au fost comasate în una singură cu suprafața de 585.154 mp și reamplasate pe valea pârâului Fărcașa pentru a se diminua la minim distrugerea fondului forestier existent. Volumul de steril haldat va fi de cca 2.400.000 m3 Valea asigură condiții favorabile pentru a putea integra în baza unui studiu de specialitate halda în peisajul montan.
- SF ISPH 2014 prevedea realizarea drumului de legătură între rezervorul inferior (lacul Tarnița și rezervorul superior (Lăpuștești) prin intermediul unui drum nou de coastă care pe lângă execuția laborioasă era prevăzut a fi realizat prin defrișarea pădurii - prin PUZ s-a convenit reabilitarea/modernizarea drumului forestier existent și care face în prezent legătura între cele două zone, evitându-se astfel defrișarea pădurii. Din documentația de urbanism/amenajare a teritoriului menționată anterior rezultă că suprafața totală de teren necesară realizării investiției este de **205,07 ha**.

Pe categorii de folosință, suprafața respectivă este repartizată după cum urmează:

- păduri.....16,13 ha;
- zone cu vegetație.....3,91 ha;
- agricol..... 148,25 ha;
- altele.....36,78 ha.

Suprafața necesară a fi ocupată definitiv 100,798 ha, suprafața necesară a fi ocupată temporar 104,271 ha.

Prin caracterul de amenajare hidroenergetică al investiției, marea parte a obiectivelor acesteia vor fi amplasate pe extravilan. Cu toate acestea o serie de construcții pot fi realizate doar în intravilan, astfel se propune introducerea în intravilan definitivă a următoarelor zone:

- casa barajist 5.000 mp;
- casa barajist și bloc de intervenție 8.000 mp;
- bloc tehnic 30.595 mp.

Rezultă o suprafață de teren intravilan definitiv de 43.595 mp

Având în vedere faptul ca execuția investiției se întinde pe o perioadă de minim 7 ani se propune realizarea unui intravilan provizoriu pentru organizarea de șantier care va cuprinde următoarele zone:

- platforma tehnologică(platou Lăpuștești și centrala) 44.000 mp
- organizare de șantier (colonia Lăpuștești) 22.500 mp
- platformă tehnologică priză inferioară 11.226 mp

Rezultă o suprafață de teren intravilan temporar ocupat de 77.726 mp

La finalizarea investiției, prin grija beneficiarului, se va elabora un plan urbanistic zonal care va da o noua funcțiune zonelor ocupate cu organizarea de șantier (fie ele platforme tehnologice sau organizări sociale. Prin aceeași documentație sau printr-o documentație de rang superior (PUG) se va studia și oportunitatea păstrării în intravilan a acelor zone.

Denumire zona	Total	definitiv	temporar
Halda de steril rezervor superior	632.506		632.506
Halda bazin superior	585.154		585.154

Halda provizorie inferioară	47.352		47.352
Locuinte de serviciu	13.000	13.000	
Casa barajist	5.000	5.000	
Blocuri de interventie	8.000	8.000	
Platforma tehnologica	44.000		44.000
Platou Lapustesti	25.000		25.000
Centrala	19.000		19.000
Bloc tehnic	30.595	30.595	
Rezervor superior	617.284	617.284	
Luciu de apa	385.502	385.502	
Dig	231.782	231.782	
Organizare de santier	60.350		60.350
Colonia Lapustesti	22.500		22.500
Colonia Marisel	37.850		37.850
Statia de concasare Dealu Mare	124.420		124.420
Platforma tehnologica priza inferioara	11.226		11.226
cariera agregate de concasaj Dealu Mare	135.214		135.214
Perdea verde de protectie	34.996		34.996
Drumuri in zona reglementata (PUZ)	347.100	347.100	
TOTAL mp	2.050.691	1.007.979	1.042.712
TOTAL ha	205,069	100,798	104,271

c) Studii suport

Studii topografice-pentru studiile topos-au utilizat hărți la scara 1 : 25.000; 1 : 10.000 și planuri de situație topo la scara 1 : 1.000 și 1 : 500.

Studii geotehnice-Studiile care s-au executat în perioada 1991-1994 pentru CHEAP Tarnița – Lăpușești au avut ca scop elucidarea datelor geologice pentru amplasamentul bazinului superior Lăpușești, nodul de presiune și materiale de construcție.Schema de amenajare pentru această lucrare prevede:

- Rezervorul superior Lăpușești;
- Nodul de presiune Tarnița-Lăpușești.

Pentru centrală s-a executat o galerie de studii care a atins cca 400 m lungime către zona cavernei, iar pentru celelalte obiecte au fost executate foraje de studii și prelevare de material pentru încercări de laborator.

Studii geologice-care s-au executat pentru C.H.E.A.P. – Tarnița – Lapustesti au avut scop elucidarea datelor geologice pentru amplasamentul bazinului superior Lăpușești, nodul de presiune și materiale de construcție. Pentru centrala propriu-zisă a fost executată o galerie de studii geologice cu o lungimea de 400 m. Caracterizarea geotehnică a complexului de roci din amplasamentul bazinului superior și a nodului de presiune s-a făcut pe baza determinărilor geotehnice și geofizice in situ și in laborator precum și prin asimilarea unor valori obținute pe roci similare, testate geotehnic, în cadrul A.H.E. Somes-Marisel.

Studiile au relevat ca în zona amenajării, formațiunile geologice ce se dezvoltă, aparțin cristalinelui de tip Gilău și granitului de Muntele Mare, străbătute la rândul lor de intruziuni andezitice, aparținând eruptivului neogen. Depozitele cuaternare au o dezvoltare limitată, cu

grosimi mari pe platouri (coluvium) și pe versanți cu pante domoale (deluviu). Deluviul este uneori absent pe versanții abrupti.

Date geologice generale -În zona amenajării, formațiunile geologice ce se dezvoltă, aparțin cristalinelui de tip Gilău și granitului de Muntele Mare, străbătute la rândul lor de intruziuni andezitice, aparținând eruptivului neogen. Depozitele cuaternare au o dezvoltare limitată, cu grosimi mari pe platouri (coluvium) și pe versanți cu pante domoale (deluviu). Deluviul este uneori absent pe versanții abrupti.

Structura și tectonica generală a zonei-În zona de contact cristalin – granit, structura prezintă accidente tectonice, generatoare de falii cu extindere limitată. Principalul sistem tectonic este orientat V – E peste care se suprapune un al doilea, orientat NV – SE, care este practic paralel cu structura generală a zonei.

Fenomene fizico – geologice actuale-În zonele de platou, unde este amplasat bazinul superior, nu se semnalează fenomene de alunecări de teren sau reamenajări ale maselor coluviale. Pe pantele mari, apar local fenomene de antrenare a materialului derocat.

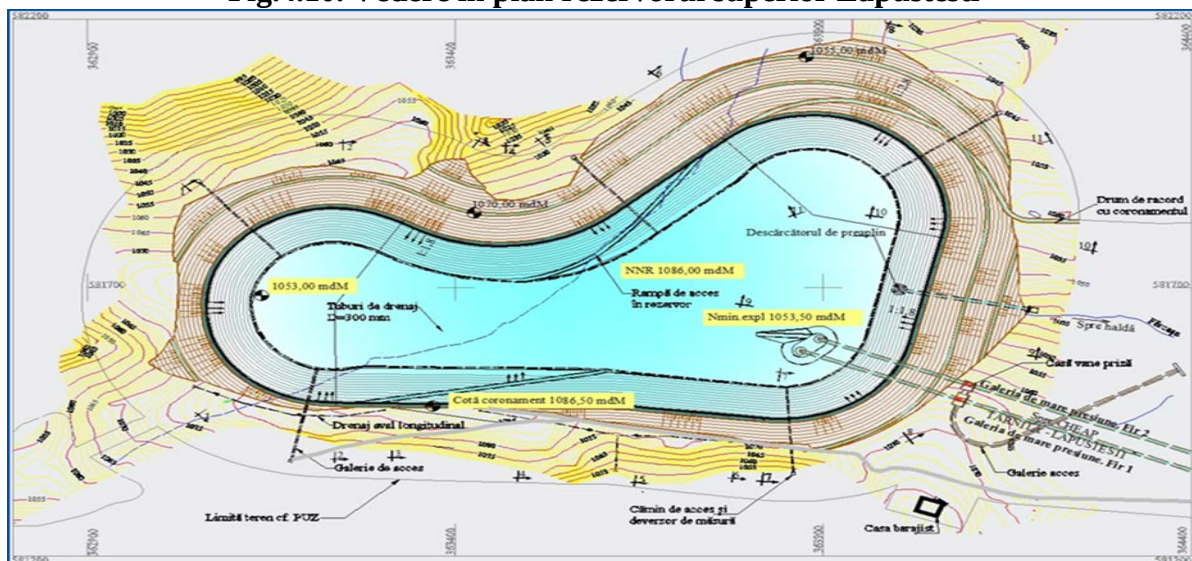
Seismicitatea zonei-Conform S.R.11100/1 – 93 – România zona seismică, perimetrul se încadrează în zona cu gradul 6 de macro seismicitate pe scara MSK. După normativul P100 – 1/2006, perimetru de studiu, se încadrează în zona căreia îi corespunde o valoare de vârf a accelerației terenului, pentru proiectare pentru cutremure, ag pentru cutremure, având intervalul mediu de recurență, $IMR = 100$ ani, $ag = 0,08$ g și o perioadă de control (colt), T_c a spectrului de răspuns $T_c = 0,7$ sec.

Materiale de construcții-În vederea executării digurilor bazinului superior Lăpușești se vor folosi materialele derocate din incinta bazinului până la cota 1.055 mdM. Pe acest material au fost executate testări specifice pe tipuri de rocă (coluviu, rocă alterată și rocă nealterată). Rezultatele acestor teste au dus la concluzia că depozitele din bazinul superior sunt optime pentru a fi depuse în operă, urmând ca la faza de execuție să fie amenajate piste de încercare. Cea mai apropiată sursă de agregate de concasaj pentru betoane din zonă, o constituie masivul granitic Dealu Mare situat la cca 6 km de Lăpușești, la aceeași cotă cu bazinul superior. Granitul din amplasamentul Dealu Mare este de tipul Muntele Mare, fiind alcătuit dintr-o masă cuarșo – feldspatică, în care se observă lamele de muscovit.

Determinările efectuate pe agregatele de concasaj în laborator, au dus la concluzia că granitul de Muntele Mare poate fi folosit ca strat suport, strat de legătură și filtru la măștile de beton asfaltic, pentru stratele superioare de etanșare. Calculul de rezerve a pus în evidență un volum util de peste 1,5 mil. mc. Nisipul, deficitar în zonă, poate fi obținut prin procesul de casare și concasare pentru anumite sorturi. Nisipul aluvionar poate fi procurat din balastiera Aușeu situată pe Crișul Repede la cca 120 m de amplasamentul bazinului superior.

Acumularea Lăpușești (Rezervorul Superior) Acumularea Lăpușești este amplasată pe platoul Lăpușești de pe malul stâng al lacului de acumulare Târnița și la cca 2 km est de satul cu același nume. Studiile anterioare au precizat amplasamentul acumulării și poziția în plan în funcție de condițiile geomorfologice existente. În urma studiilor efectuate de-a lungul timpului, varianta cu un volum acumulat de 10 mil. mc apă, a rezultat ca fiind cea mai justificată din punct de vedere tehnico – economic, fiind și cea mai des utilizată pe plan mondial la puterea instalată și caderea respectivă.

Fig.4.10. Vedere in plan rezervorul superior Lapustesti



Sursa: ISPH

Partea superioară a dealului Lăpușești se prezintă sub forma unui platou, cota maximă a terenului fiind aproximativ 1086,00 mdM. Platoul este mărginit de:

- în partea de sud a platoului terenul coboară spre valea râului Someș;
- la vest curge pârâul Mărășeni;
- la est amplasamentul este limitat de valea Fărcașa, vale care va constitui locul de haldare al surplusului de volum de excavații;
- în partea de nord se află două văi a căror pâraie se varsă în pârâul Râșca.

Soluția constructivă-D.p.d.v constructiv acest rezervor superior se realizează în soluție mixtă (debleu, rambleu). Prin mișcarea de terasamente s-a urmărit o compensare cât mai bună a acestora, în sensul că materialul rezultat din excavațiile utile să fie folosit la construcția digurilor de contur ale rezervorului. Există trei tipuri de secțiuni:

- cu umpluturi din anrocamente la amonte și coluvii la aval;
- numai cu anrocamente;
- complet în săpătură.

În profil transversal, digul are înălțimi până la 40 m cu panta taluzului amonte 1:1,8, iar panta taluzului aval 1:2,80, cu berme de 6 m la cota 1070,00 mdM și 1055,00 mdM.

Prismele amonte și latura sudică a digului se vor realiza din anrocamente provenite fie din roca alterată, fie din roca sănătoasă, de buna calitate geotehnică, drenante și drenate, depuse pe roca de fundație, pregătită corespunzător. Partea aval se execută din coluviu în interiorul căruia sunt prevăzute două straturi drenante, la cotele 1055,00 mdM și 1070,00 mdM și un prism drenant la piciorul aval. Etanșarea paramentului amonte și a fundului rezervorului se face cu o mască din beton bituminos cu grosimea 16 cm, executată în 3 straturi, pe un strat suport din piatră spartă. Între cele două prism (anrocamente compactate la amonte și coluviu la aval) este prevăzut un dren cvasi vertical, gros de 3 m. Acest strat are două roluri principale:

- drenează la aval prismul de anrocamente;
- împiedică ridicarea nivelului piezometric în materialului pământos din prismul aval.

Acest dren din agregate de concasaj va debușa în salteaua drenantă de la bază. Apa va fi drenată din ampriza bazinului prin rețeaua de drenuri existentă sub căptușeala de bitum,

dirijată prin galeria perimetrală spre galeriile de vizitare și apoi eliminată în exteriorul lucrărilor, pe văile adiacente. Pe fundul rezervorului sunt prevăzute două elemente de drenaj:

- un sistem de conducte D 300 mm, amplasate la 20 m distanță, care debușează în galeria perimetrală de drenaj;
- un sistem de conducte D 50 mm amplasate în stratul suport al covorului asfaltic, care de asemenea debușează în galeria perimetrală de drenaj.

Galeria de drenaj perimetrală are o lungime de 2380,00 m, iar accesul se realizează prin 5 galerii de vizitare cu o lungime totală de 680,00 m.

Rezervorul este prevăzut cu un evacuator de preaplin de siguranță, pentru situația în care continuă pomparea apei în rezervor peste nivelul maxim de exploatare normală și senzorul de nivel nu declanșează oprirea automată a pompelor.

Descărcătorul tip pâlnie debușează în pâraul Fărcașului, care la rândul lui se varsă în lacul Tarnița.

Descărcătorul de ape mari a fost dimensionat pentru un debit egal cu cel pompat: 152,00 mc/s. A rezultat un descărcător pâlnie cu un turn înalt de cca 45,00 m și cu diametrul pâlniei de 23,00 m care este urmat de o galerie orizontală de cca 178,00 m, pozată într-o tranșee excavată în rocă. Creasta deversantă este la cota 1086 mdM. La capătul conductei este prevăzută o trambulină/aruncătoare, cu rolul de a îndepărta zona de impact a jetului.

Principalele caracteristici ale rezervorului superior:

- | | |
|--|----------------------------------|
| • Volumul util | - 10 mil. mc |
| • Lungime ax coronament | - 2715,00 m |
| • Cota coronamentului | - 1086,50 mdM |
| • NNR | - 1086,00 mdM |
| • Nivel minim exploatare | - 1053,50 mdM |
| • Volumul la nivelul minim de exploatare | - 0,35 mil. mc |
| • Cota min. radier rezervor | - 1052,00 mdM |
| • Suprafață fundului rezervorului | - 234,00 mii mp |
| • Suprafață lacului la cota 1086,50 mdM | - 388,75 mii mp |
| • Volumul de excavații în coluvii | - 3050,00 mii mc |
| • Volumul de excavații în roca alterată | - 1869,00 mii mc |
| • Volumul de excavații în roca de bază | - 1717,00 mii mc |
| • Umpluturi din anrocamente | - 2587,00 mii mc |
| • Umpluturi din coluvii | - 1747,00 mii mc |
| • Filtre | - 623,20 mii mc |
| • Suport mască | - 210,00 mii mc |
| • Suprafața măștii de etanșare | - 433,00 mii mp |
| • Lățimea la coronament | - 7,00 m |
| • Panta taluzului amonte | - 1:1,8 |
| • Panta taluzului aval | - 1:1,8/1:2,8 cu berme de 6,00 m |
| • Volum haldă | - 2369,60 mii mc |

În etapa I de execuție a rezervorului superior, materialul excavat se va transporta în haldă. Când se atacă etapa II și III, în paralel se va pregăti suprafața de fundare aferentă etapei I. După terminarea acestei operații se va începe execuția descărcătorului de ape mari pentru a nu se ține în loc operațiunea de umpluturi. Materialul excavat în a doua și a treia etapă se va transporta direct în zona digului etapa I. Surplusul de material rezultat (2369,60

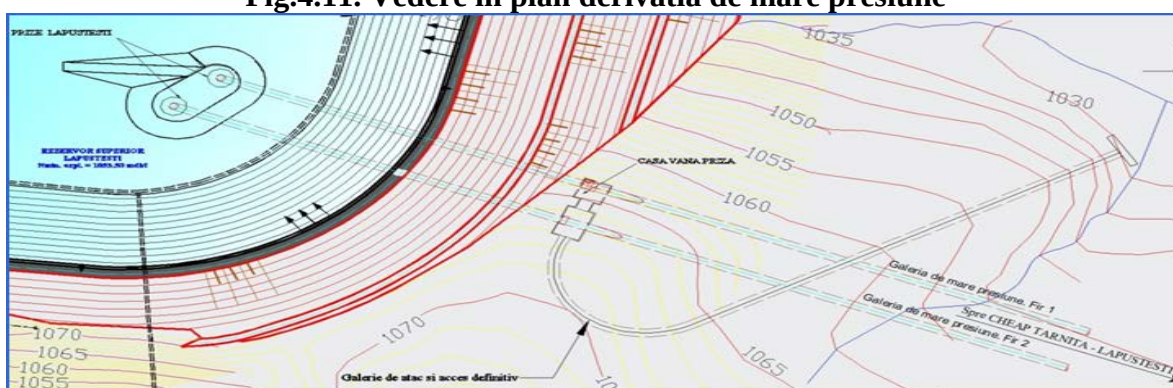
mii mc) se va depune într-o haldă amplasată în partea de est a rezervorului superior, amplasament în conformitate cu "Planul Urbanistic Zonal CHEAP Tarnița – Lăpușești".

Derivații-La baza întocmirii proiectului au stat hărți și ridicări topografice, referate geologice, date hidrologice și studiile privind efectele mișcării nepermanente în cazul amenajărilor echipate cu agregate reversibile (turbina – pompă).

Soluția constructivă inițială a fost reanalizată, optimizată, rezultând următoarele modificări în SF ISPH 2014 față de SF ISPH 2008 :

- **au fost adoptate două prize poligonale pentru acumularea superioară Lăpușești, cu viteza de admisie în grătar micșorată la 1m/s;**
- **s-a renunțat la casa de vane echipată cu vană plană în puț umed și se adoptă soluția cu vane flutur montate în două caverne excavate pe traseul galeriei de mare presiune;**
- **în locul unei galerii cu $D_i = 6,00$ m se adoptă soluția cu două fire $D_i = 4,30$ m.**

Fig.4.11. Vedere în plan derivatia de mare presiune



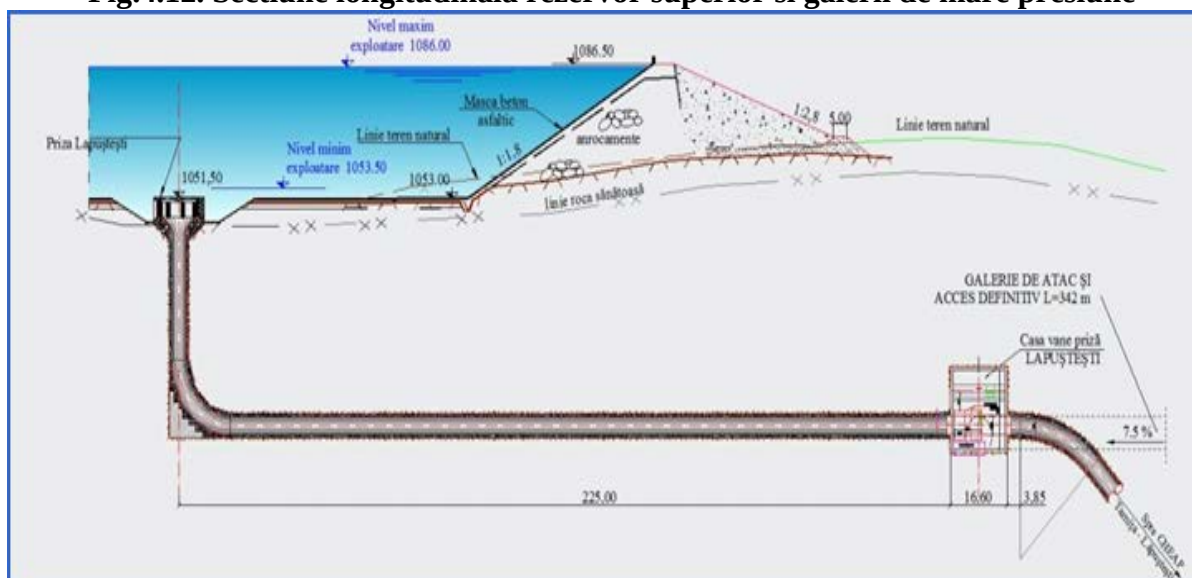
Sursa: ISPH

S-au avut în vedere următoarele aspecte:

- puțul pentru vanele plane, cu înălțime mare de cca 80 m, trebuia executat jumătate din înălțime în excavație și jumătate înglobat în umplutura digului;
- soluția de execuție a puțului în două medii diferite ar putea pune probleme în exploatare, conlucrarea cu umplutura digului ar putea avea efecte negative asupra puțului (deplasări care ar bloca vanele) și tasări inegale la dig;
- cavernele pentru vanele flutur se vor folosi la excavarea galeriei înclinată pentru manevrarea mașinii de forat la secțiune plină (această tehnologie a fost folosită cu succes în Elveția la o lucrare similară);
- soluția se pretează mai bine la etapizare (2 grupuri puse în funcțiune în 5 ani) deoarece pe al doilea fir, cu o vană flutur și blind montate în casa vanelor pe galerie orizontală, se poate lucra la montare blindaj și protecție anticorozivă în anii 5 și 6;
- în exploatare, existența unui singur fir de galerie de mare presiune, duce la întreruperea funcționării pentru toate grupurile în cazul necesității unei intervenții la vanele sferice sau la blindajul galeriei;
- nu au apărut costuri suplimentare semnificative, diferența între un fir și două fire fiind teoretic de cca 2% din investiția totală.

Soluția optimă tehnico-economic, precum și din punct de vedere al execuției este cu două fire de galerie de mare presiune blindate cu $D_i = 4,30$ m și cu două fire de galerie de mică presiune betonată cu $D_i = 6,20$ m.

Fig.4.12. Secțiune longitudinală rezervor superior și galerii de mare presiune



Sursa: ISPH

Derivația de mare presiune –

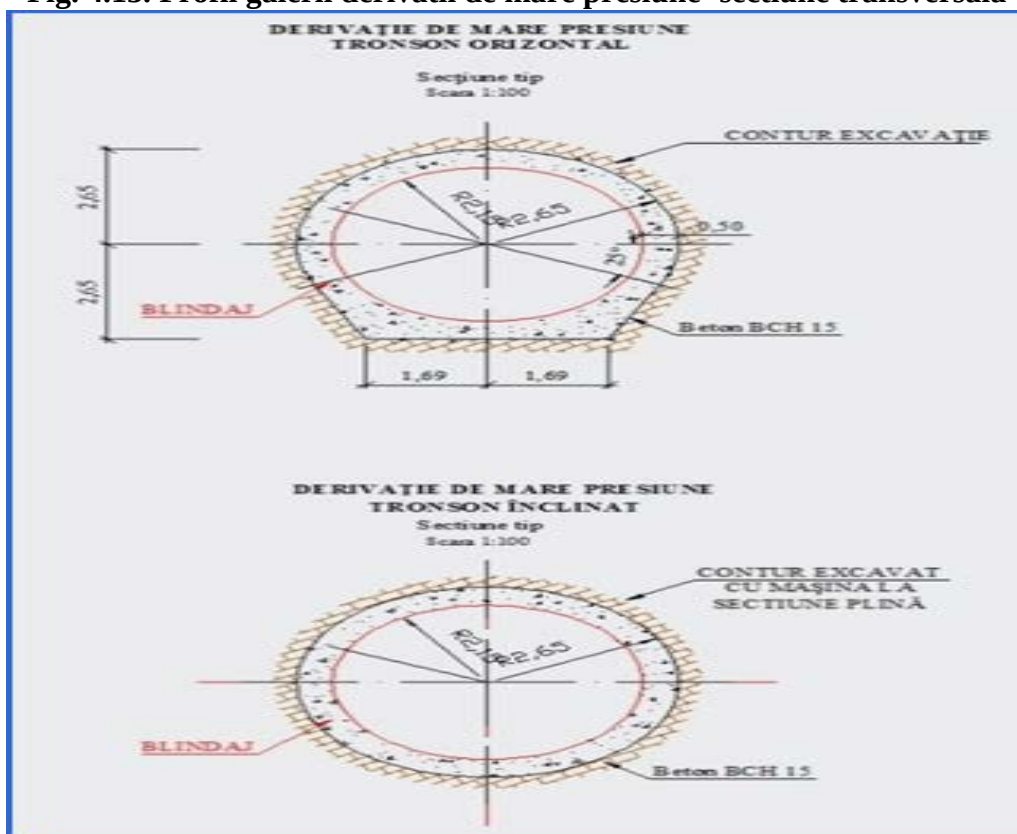
Prizele de apă Lăpușești sunt prevăzute 2 prize amplasate în acumularea superioară într-o bașă aflată sub cota fundului acumulării superioare Lăpușești. Prizele au rolul de a asigura atât admisia apei în derivație la funcționarea grupurilor din centrală ca turbine, cât și la debușarea în acumularea superioară a apelor pompate din acumularea Târnița.

Prizele superioare sunt de tip poligonal cu gratare verticale, fără dispozitiv de curățare, putând fi vizitate numai la golirea completă a acumulării superioare. Racordurile cu galeriile de mare presiune au $D_i = 4,30$ m. Viteza maximă a apei în grătare la turbinare este de 1 m/s.

Casa vanelor priză Lăpușești vanele de priza asigură oprirea accesului apei în derivația de mare presiune în caz de avarie și punerea la uscat a acestora pentru control, revizii și reparații. Casa vanelor priză este compusă din două caverne, câte una pentru fiecare fir de derivație, legate între ele printr-o galerie de acces. Prima cavernă a casei vanelor, în sensul de intrare de la suprafață, este cea de pe firul 2 al derivației de mare presiune. Casa vanei este echipată pe fiecare din cele două fire cu câte două vane fluturi. Accesul la casa vanelor se face pe galeria de atac și acces prevăzută la partea superioară a celor două tronsoane înclinate ale derivației de mare presiune. În timpul exploatării, piesele cele mai mari ale vanelor fluturi de pe firul 1 pot fi scoase, dacă necesită intervenții tehnice ce se pot face numai la suprafață prin galeria de acces dintre cele două caverne ale vanelor, apoi, cu ajutorul podului rulant se traversează peste echipamentele în exploatare în caverna de pe firul 2 și continuă deplasarea pe galeria de acces până la suprafață.

Galeriile de mare presiune -sunt formate din 2 fire care asigură transportul apei pe două galerii blindate între rezervorul superior și centrala subterană. Lungimea fiecărui fir al derivației de mare presiune este 1096 m. Între puțul prizei cu $H = 46$ m și casa vanelor priză Lăpușești, pe o lungime de 245 m, cele două galerii sunt orizontale, urmând apoi tronsoane înclinate cu 450 față de orizontală, având fiecare o lungime de 790 m. Între tronsoanele înclinate și centrală sunt tronsoane orizontale de cca 60 m, ce includ distribuitorul. În urma calculelor energo – economice, diametrul economic al galeriilor de mare presiune a rezultat de 4,30 m.

Fig. 4.13. Profil galerii derivatii de mare presiune- sectiune transversala



Sursa: ISPH

Din punct de vedere geologic, galeriile de mare presiune sunt situate în șisturi cuarțo – micacee iar execuția excavațiilor urmează să fie făcută conform tehnologiilor existente de excavare mecanizată și aplicate la aceste genuri de lucrări. Din galeria de acces la centrală se va realiza o galerie de atac la baza tronsoanelor înclinate. Prin intermediul galeriei de atac și acces la cota 1000 mdM se vor executa și galeriile orizontale spre puțurile prizelor, lansarea blindajelor și betonarea lor.

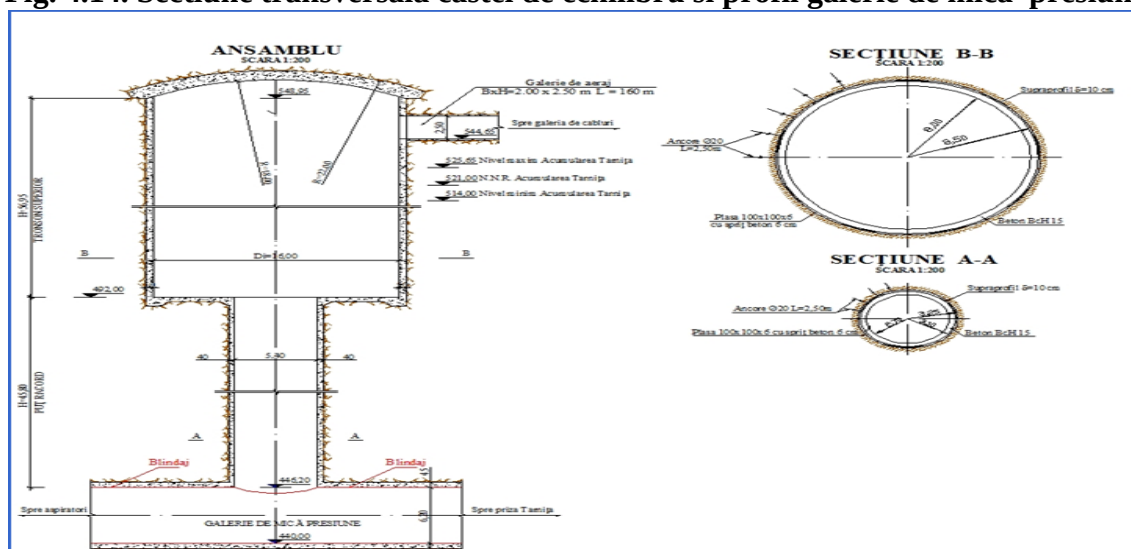
Derivația de mică presiune

Castele de echilibru aval Pentru a limita propagarea mișcării nepermanente ce apare pe derivația de mică presiune neblindate în urma manevrelor efectuate în centrală, precum și pentru a asigura volumele de apă necesare până la intrarea în regim de curgere permanentă a derivației de mică presiune, apare necesară amplasarea aval de centrală a câte un castel de echilibru pe fiecare din cele două galerii. În urma calculelor hidraulice au rezultat două castele de echilibru cilindrice, fiecare având următoarea configurație:

- între bolta galeriei de mică presiune (446,20 mdM) și cota 492,00 mdM - un puț inferior de racord cu $D_i = 5,40$ m;
- între cotele 492,00 mdM și 547,15 mdM - un puț superior cu $D_i = 16,00$ m, care are rol de cameră inferioară între cotele nivelului minim aval = 514,00 mdM și 492,00 mdM și cameră superioară între cotele NNR = 521,50 mdM și 547,15 mdM.

Din bolta puțului superior pornește o galerie orizontală de aeraj de 160 m care comunică cu galeria cablurilor aferentă centralei. Castelele de echilibru se execută din galeria de aerare prin excavații descendente și au o cămășuială de beton armat.

Fig. 4.14. Secțiune transversală castel de echilibru și profil galerie de mică presiune



Sursa: ISPH

Galeriile de mică presiune-Asigură transportul apei pe două galerii betonate între centrală și acumularea Tarnița având rolurile de:

- galerie de fugă în cazul funcționării agregatelor din centrală ca turbine;
- galerie de aspirație în cazul funcționării agregatelor din centrală ca pompe.

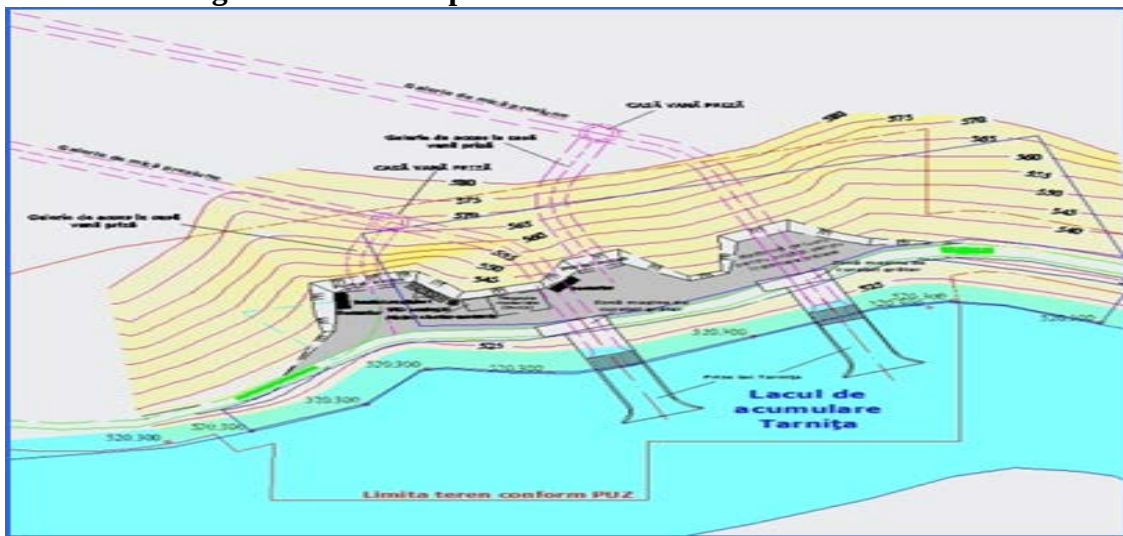
Galeriile au fiecare lungimea de 1.325 m între castelul de echilibru aval și debaraj. Panta longitudinală este de 4,50 % spre centrală, între cotele 503,00 mdM pe radierul galeriei la priza Tarnița și 440,00 mdM pe radierul galeriei la castelul de echilibru aval. Din calculele energo-economice a rezultat un diametru interior de 6,20 m. Galerile vor fi atacate din frontul "Centrală" și pot fi executate cu mașină de forat la secțiune plină prin intermediul unei galerii de atac (L = 330 m) ce pornește din galeria de acces la centrală. Galerile se vor putea executa parțial și din frontul de lucru "Priză Tarnița" prin puțul vanelor din casele vanelor de la debaraj în acumularea Tarnița. Pentru a asigura un acces independent pe durata exploatarei, pentru fiecare din cele două fire de galerie de mică presiune, pentru revizii și reparații, s-a prevăzut o a doua galerie de acces L = 510 m din zona cavernei transformatoarelor unde sunt amplasate și vanele plane aval de centrală pentru galeria a doua de mică presiune situată aval de prima galerie de mică presiune. Ambele galerii de acces au porți etanșe. Panta și gabaritul galeriilor de atac și acces la cele 2 porți etanșe permit accesul auto pentru transportul sterilului rezultat din excavații și al betonului pentru cămășuială definitivă, precum și pentru accesul auto de utilaje și echipamente pentru activități de întreținere și revizie a galeriilor de mică presiune și în aval de centrală.

Galeriile de mică presiune au cămășuială definitivă din beton armat de grosime constantă. În funcție de tipul de rocă străbătută, de încărcările date de aceasta asupra cămășuiei definitive, variază cantitatea de armătură inclusă în beton. Se blindează zonele de aspirator, de vane aval de centrală, de racord cu castelele aval, de racord cu puțul vanelor la debaraj, precum și zonele porților etanșe până la castelele de echilibru.

În radierul galeriilor este prevăzută câte o conductă metalică cu $D_i = 50$ cm necesară golirii prin pompaj a galeriei. Tehnologia de execuție este cunoscută, fiind aplicată curent la lucrări similare din țară și străinătate.

Casele vanelor debrușare Tarnița Sunt câte una pe fiecare galerie a derivației de mică presiune. Au rolul de a închide accesul apei din acumularea aval Tarnița în galeriile de mică presiune în scopul punerii acestora la uscat pentru revizii și reparații. Casele vanelor –debrușare sunt de tipul „puț umed” echipate cu câte o vană plană și un batardou fiecare. Încăperile destinate mecanismelor de manevrare a vanelor și batardourilor sunt amplasate în subteran pentru mai multă siguranță în exploatare pe timp de iarnă. Puțurile umede au înălțimea de 23 m și un gabarit care să permită prin ele atacul galeriilor de mică presiune din frontul Tarnița fără a afecta exploatarea acumulării Tarnița. Tehnologia de execuție a puțului umed este cea aplicată la lucrări similare.

Fig.4.15. Vedere in plan- debrușare in rezervorul inferior



Sursa: ISPH

Debrușările în acumularea Tarnița sunt uvraje hidrotehnice care au următoarele funcții:

- debrușări propriu - zise la funcționarea centralei în regim de turbinare a apei;
- prize în cazul funcționării agregatelor din centrală în regim de pompaj.

Debrușările sunt amplasate sub nivelul minim de exploatare de 514,00 mdM al acumulării Tarnița și au prevăzută o gardă necesară pentru evitarea antrenării aerului pe galerie la funcționarea ca galerie de aspirație. Debrușările sunt echipate cu câte un grătar de 100 mp. Tronsoanele de galerie de mică presiune între puțurile vanelor aval și debrușări, precum și debrușările se vor executa numai după coborârea nivelului în acumularea Tarnița sub cota 503,00 mdM, care reprezintă cota radierului debrușărilor. Debrușările în acumularea Tarnița se vor executa obligatoriu numai după ce galeriile de mică presiune sunt complet betonate între vanele - batardouri amplasate aval de CHEAP Tarnița – Lăpușești și puțurile umede ale caselor de vane de la debrușare, având vanele respective și porțile etanșe montate și în stare de a fi manevrate cu promptitudine în orice moment.

Pentru dotarea obiectelor amenajării s-au prevăzut conducte și blindaje care satisfac exigențele de performanță la nivel european, materialele și procedeele tehnologice fiind în concordanță cu standardele cele mai moderne. Conform schemei, apa este prelevată din lacul inferior (Tarnița) printr-o priză de adâncime și pompată în lacul superior (Lăpușești) de unde este prelevată (tot printr-o priză de adâncime) și turbinată prin intermediul a 4 (patru) agregate verticale reversibile, fiecare având puterea la borne de 250 MW.

Din punct de vedere al echipării cu conducte și blindaje, varianta optimă analizată propune ca schema circuitului hidraulic pe zona de mare presiune să se execute cu două prize superioare, două aducțiuni paralele (diametrul interior Ø4300 mm), prevăzute fiecare cu câte un distribuitor amplasat în zona centralei care transportă apa la cele 4 agregate verticale reversibile (fiecare cu $P_i = 250$ MW). După turbinare, preluarea apei de la fiecare din cele 4 agregate se realizează pe 4 fire, blindaj metalic (zona centrală - caverna trafo), cu secțiune variabilă (de la 3200 x 3500 mm² până la 3200 x 4700 mm²), amplasate între centrală și casa de vane aspiratoare. Vanele aspiratoarelor sunt vane plane în carcasă.

Dincolo de vanele aspiratoarelor sunt prevăzute: blindaje de trecere de la secțiune dreptunghiulară la secțiune circulară (diametrul interior Ø6200 mm), blindaj liniar și două piese racord, circuitul continuând pe 2 fire circulare (diametrul interior Ø 6200 mm), care fac joncțiunea cu fiecare din cele 2 castele de echilibru. În zona castelelor de echilibru, două din ferestrele de atac sunt prevăzute cu porți etanșe metalice, la secțiunea 2,0 x 2,0 m². În scopul facilitării vizitării galeriei de aducțiune în vederea executării activităților de mentenanță.

Aval de castelele de echilibru, galeria de mică presiune transportă apa până în zona casei de vane prize inferioare (Lăpușești). Zona casei de vane priză inferioară este prevăzută cu blindaj liniar (diametrul interior Ø6200 mm), blindaj de reducere și blindaj de trecere de la secțiunea circulară la cea dreptunghiulară pentru facilitarea legăturii cu blindajele vanelor plane de la priza Tarnița.

Nu s-au prevăzut conducte și blindaje la cele două acumulări, deoarece lacul superior (Lăpușești) nu dispune de aport natural de debit, astfel că nu este necesară dotarea acestuia cu golire de fund iar lacul inferior (Tarnița) este o acumulare deja existentă.

Derivația de mare presiune este prevăzută cu blindaj pentru fiecare din cele 2 circuite hidraulice paralele amplasate între lacul superior și centrală, respectiv:

- blindaj priză superioară (Lăpușești):
- blindaj vertical care echează puțul prizei superioare (diametrul interior Ø4500 mm ÷ Ø4300 mm) - 2 ansamble, câte unul pentru fiecare priză;
- blindaj priză-casă vane priză : blindaj liniar care echează axul hidraulic între priza superioară (diametrul interior Ø4300 mm) și blindaj reducere (Ø4300 mm/ Ø4600 mm) în caverna prizei - 2 ansamble, câte unul pentru fiecare circuit;
- blindaj galerie forțată (diametrul interior Ø4300 mm): blindaj înclinat, cu lungimea totală de 790 m - 2 ansamble, câte unul pentru fiecare circuit;
- distribuitoare grupuri verticale reversibile – 2 ansamble, câte unul pentru fiecare circuit.

Derivația de mică presiune este prevăzută cu următoarele blindaje:

- blindaje zona castel de echilibru:
- blindaje centrală-cavernă trafo (4 ans.), cu secțiune variabilă (de la 3200 x 3500 mm² până la 3200 x 4700 mm²) , amplasate între centrală și casa de vane aspiratoare și blindaje de trecere de la secțiune dreptunghiulară la secțiune circulară (4 ans.), amplasate amonte și aval de casa vane aspiratoare;
- blindaje cavernă trafo - castel: blindaje liniare și blindaje racord (2 ans.), amplasate între casa vane aspiratoare și castelele de echilibru;
- porți etanșe, amplasate pe ferestrele de atac din zona castelelor de echilibru
- blindaje priza inferioara (Tarnița):
- blindaj liniar (diametrul interior Ø6200 mm);
- blindaj reductiv;

- Centrala** -optimizarea schemei mecanice și electrice a condus la concentrarea tuturor echipamentelor în două caverne, cea a sălii mașinilor și cea a transformatorilor. Vanele sferice amonte sunt amplasate în caverna mașinilor, imediat înainte de turbine, iar vanele plane din aval sunt amplasate în caverna trafo pe culoarul din fața boxelor trafo, în puțuri izolate.

a) Caverna sălii mașinilor are o lungime de 120 m, o lățime de 23 m și o înălțime de 45 m. Lungimea este determinată de amplasarea celor 4 grupuri reversibile binare, cu putere unitară de 250 MW, cu distanța între axe de 21 m și platforma de montaj cu o lungime de aproximativ 33 m, amplasată la unul din capetele centralei unde ajunge galeria de acces principal în centrală, ambele având radierul fundat direct pe rocă.

Înălțimea cavernei este impusă de nivelul aspiratorilor, turbină, generator și de înălțimea de transport a pieselor cu podul rulant (transformator, rotorul agregatului).

Sala mașinilor este deservită de două poduri cu forța la cârlig de 200/50 t. Podurile rulante se sprijină pe structura de rezistență independentă de cea a centralei, având deschiderea de cca 16 m.

The diagram is a detailed technical floor plan of the Căminul Scutului (Scout's Home) in Iași, specifically showing the layout of the central and right-hand caverns. The plan is oriented with a north arrow at the top center.

CAVERNA CENTRALEI (Central Cavern):

- POD RULANT 2x200/50 m:** A large overhead crane system.
- SALA MASINILOR (Machine Room):** Contains a **GENERATOR MOTOR GRUP SC-GRUBER 2500/50**.
- LABORATOR:** Located adjacent to the machine room.
- CAMERA DE CONFERINTE:** A meeting room.
- BUCURI ELECTRICE:** Electrical control room.
- CANAL DE CIRCULATIE:** A circulation channel.
- TRUSI ENERGI:** Energy trusses.
- INSTALATII MECANICE ALUCUIRE:** Mechanical installation for oil filling.
- INSTALATII MECANICE ALUCUIRE:** Another mechanical installation for oil filling.
- 446.00 mht COFA ACCES SALA MASINILOR:** Access shaft to the machine room.
- 446.00 mht:** Another access point.
- 443.80 mht:** A lower access point.
- TURBINA POCOA:** A small turbine.

CAVERNA TRAFU (Right Cavern):

- POD RULANT 5 m:** A smaller overhead crane system.
- SALA ELECTRICE:** Electrical room.
- LOJIERA DE CALORIT:** A heating boiler.
- STATIE TRAFU SERVICE AUXILIARE 100 KW 30 V 50 Hz:** A service station for the right-hand cavern.
- POD RULANT 8 m:** Another overhead crane system.
- 446.00 mht COFA ACCES SALA MASINILOR:** Access shaft to the machine room.
- OSIA VORNIANA AULA CENTRALA:** A central shaft.
- 443.80 mht:** A lower access point.

Common Features and Dimensions:

- GALERIE DE BAZE OBLICUATE:** An oblique base gallery connecting the two caverns.
- GALERIE AERATOR:** A ventilation gallery.
- VIRAJ PUNSA IN CORDON:** A turn in the cable.
- GALERIE DE INCA PRELUSIE:** A preheating gallery.
- Dimensions:** The plan includes various dimensions in meters (m) and millimeters (mm), such as 11.00, 23.00, 35.00, 77.00, 9.00, 15.00, and 9.00.
- Structural Details:** The plan shows the layout of the caverns, including the placement of equipment, access points, and structural elements like the **OSIA VORNIANA AULA CENTRALA**.

Cota axului turbinei este 444,00 mdM și a sălii mașinilor 458,00 mdM, cotă la care se află și platforma de montaj. Anexele electrice sunt amplasate în lungul cavernei centralei pe peretele aval, peste nivelul sălii mașinilor și conțin: camera de comandă, camera de panouri de grup și servicii proprii, baterii de acumulatori, camera serverului, sală de instrumant, vestiare, grupuri sanitare, birouri, scări la ambele capete.

b)Caverna trafo-are o lungime de 117 m, o lățime de 19 m și o înălțime de 22 m.

Lungimea a rezultat din amplasarea transformatorilor ridicători de 400 kV în dreptul grupurilor din centrală și a transformatorilor de 110/15.75 kV și 110/20 kV amplasați în capătul centralei dinspre accesul principal.

Lățimea cavernei a rezultat din dimensiunile boxelor trafo de 400 kV și a culoarului de transport a acestora până la boxe. Înălțimea cavernei a rezultat din spațiul necesar, pe verticala transformatorilor, spațiu de deasupra transformatorilor unde sunt amplasate stațiile de 400 kV, 110 kV, precum și a celor de 24 kV și 15.75 kV și a transformatorilor de servicii auxiliare. Deasupra acestora este instalată o monogrindă de 5 tf. Galeria de acces principal între cele două caverne este amplasată la un capăt al sălii mașinilor, cu lățime de 12 m, și asigură transportul transformatorilor pe șine din sala mașinilor, unde sunt descărcați de pe trailer cu podul rulant și roțiți în poziția de introducere, în boxele din caverna transformatorilor.

Galeria are o lungime de 35 m și o secțiune de 100 mp, fiind în continuarea accesului principal la cota sălii mașinilor. Galeriele de legătură între grup și transformator sunt în număr de 4 la nivelul generatorilor, asigurând legătura între generatori și transformatori.

Galeriile aspiratorilor sunt în număr de 4 și subtraversează caverna transformatorilor.

Puțurile vanelor aspirator sunt amplasate pe culoarul cavernei transformatorilor, în dreptul fiecărui aspirator.

Galeria secundară de legătură unește cele două caverne la capătul opus platformei de montaj, asigurând evacuarea în caz de incendiu.

Galeria de acces principal intră în subteran de pe malul stâng al lacului Tarnița și debușează pe platforma de montaj a centralei, trecând prin caverna transformatorilor. Are o lungime de cca 1070 m, făcând o curbă foarte ușoară cu raza de 500 m și având o pantă de 10%. Secțiunea este de 50 mp, asigurând transportul pieselor cu gabaritul cel mai mare (transformatori, distribuitori, rotor generatori).

Galeria de cabluri asigură transportul energiei la tensiunea de 110 kV, 20 kV, accesul secundar al personalului, introducerea aerului proaspăt, precum și evacuarea gazelor nocive și a fumului provenit din avarii. Este compartimentată corespunzător, având și un sistem de stins incendiu prin pulverizarea apei. Are o lungime de cca 850 m până la nivelul platformei exterioare de pe malul lacului Tarnița, amplasată la cota 530 mdM.

Partea de arhitectură Caverna centralei adăpostește infrastructura, suprastructura și vanele sferice. Caverna trafo este destinată spațiilor electrice și vanelor plane (de aspirație). Nivelele caracteristice ale infrastructurii centrale sunt dispuse în concordanță cu servituțile tehnologice și de exploatare, fiind determinate direct de gabaritele echipamentelor și ale instalațiilor electro-mecanice, după cum urmează: nivelul aspiratori / nivel vane / nivel turbine / nivel generatori.

La nivelul suprastructurii se află dispuse: nivelul sălii mașinilor și două nivele de anexe înspre caverna trafo, iar în caverna transformatorilor sunt două nivele importante: nivelul transformatorilor mari de 280 MVA și Trafo 25 MVA și nivelul stațiilor, precum și accesul spre galeria de cabluri.

Spațiile interioare ale acestei centrale se vor finisa cu materiale care să aibă rezistență în timp și un aspect corespunzător funcțiunii spațiilor. Pentru sala mașinilor se vor alege finisaje mai speciale:

- pardoseli de placaj de piatră naturală;
- placaje pe pereții mască în special din casete de aluminiu compozit, placaje din rășini fenolice, casete ceramice;

- plafoane din placaje de tablă de aluminiu montate prin clipsare pe o structură metalică de susținere a unor panouri impermeabile la infiltrații, montate către boltă.

În sala mașinilor iluminatul se va studia împreună cu soluțiile de finisaje pentru a crea un mediu ambiant corespunzător unui spațiu de lucru în subteran. Iluminatul va fi strict funcțional și corespunzător normelor în vigoare în spațiile tehnologice din restul ansamblului centralei.

Construcții anexe la centrală-La gura galeriei de acces principal și a galeriei de cabluri (acces secundar), precum și pe platformele adiacente rezervorului superior și inferior se vor amplasa clădiri în care sunt prevăzute spații corespunzătoare pentru funcționarea centralei și a rezervoarelor.

Bloc tehnic la gura galeriei de acces principal ;pe platforma accesului principal, la intrarea în galerie de acces principal, sunt necesare următoarele spații: sală instructaj protecția muncii / grup direcție / birouri administrative / ateliere întreținere pentru construcții (diguri, galerii subterane, drumuri) / vestiare, grupuri sanitare-oficiu / depozite, pompe și rezervoare de uleiuri, benzină, motorină.

Pentru ca aceste funcțiuni să se poată dispune pe platforma de la gura galeriei de acces principal, într-o construcție adiacentă versantului și portalului, cu păstrarea posibilității de acces în galerie, se propune o construcție adosată portalului, care se înscrie în parametrii impuși de amplasament, cu grupare pe verticală pe cât posibil a spațiilor menționate, trecând chiar peste cota superioară a portalului. Construcția se va înscrie în condițiile impuse de amplasament și caracterul natural al zonei, fără a agresa mediul natural. Materialele de construcție vor corespunde imperativelor funcționale și amplasamentului zonal.

Bloc tehnic la gura galeriei de acces secundar -Această construcție va avea o configurație cu parter și etaj la portalul galeriei. Pe această galerie accesul va fi numai pietonal trecând prin aceasta construcție. Deasemenea se va crea posibilitatea evacuării fluxurilor de cabluri și a tubulaturii de ventilație. Spațiile necesare a fi amplasate sunt următoarele: vestibul de acces / scări acces / grup Diesel /post trafo/ atelier întreținere/ stație 20 kV și 0,4 kV/ stație 6 kV pompe avarie / panouri de iluminat și forță / camere vane / centrală ventilație / ventilație avarie / stația de 400 kV.

Casa barajist rezervor superior-În clădirea amplasată pe platforma adiacentă rezervorului superior vor fi adăpostite instalațiile electrice necesare deservirii vanelor pentru golirea de fund a acumulării și vanele pentru priza de apă. Ca urmare sunt spații necesare pentru:

- un post de transformare 20/0,4 kV amplasat la parterul clădirii;
- stație de 20 kV, cu 6 celule metalice prefabricate de interior 24 kV, 630A;
- un transformator de forță 20/0,4 kV, 400 kVA, montat în interior;
- camera de comandă;
- un grup Diesel de intervenție de 150 kW;
- camera de exploatare, cuprinzând și încăperea AMC-urilor;
- încăperi de locuit cu anexele necesare.

Casa barajist rezervor inferior-În clădirea amplasată pe platforma adiacentă rezervorului inferior vor fi cuprinse spații pentru:

- un post de transformare 20/0,4 kV amplasat la parterul casei;
- stație de 20 kV, formată din 6 celule metalice prefabricate de 24 kV, 630 A;
- un transformator de forță 400 kVA, 20/0,4 kV, pentru alimentarea consumatorilor;
- camera de comandă;
- camera de exploatare baraj, cuprinzând și încăperea AMC-urilor;

- încăperi de locuit cu anexele necesare.

Calculul investițiilor pentru aceste obiecte s-a realizat conform experienței în acest gen de lucrări și s-a estimat la cca 800euro/mp de suprafață desfășurată.

Partea de instalații-Instalațiile pentru construcții sunt:

- Instalații interioare definitive;
- Instalații exterioare definitive.

Instalații sanitare și de stins incendiu-Pentru construcțiile supraterane sursa de apă potabilă o constituie puțurile săpate. Apele uzate menajere se evacuează prin rețele exterioare de canalizare la stații compacte de epurare. Apele uzate menajere sunt colectate într-o stație automată și prin pompare se va asigura evacuarea într-un emisar.

Pentru apa necesară stingerii incendiului (prin pulverizare sau cu hidranți interiori) se prevede o stație de pompe care aspiră apa din rezervorul de apă de răcire din galeria de cabluri și o refulează prin conducta montată în galeria de cabluri într-un rezervor de incendiu amplasat pe versant.

Instalații de ventilare-Instalațiile prevăzute asigură o ambianță optimă pentru desfășurarea proceselor tehnologice, evacuează noxele degajate, introduc un debit minim de aer proaspăt necesar oamenilor, evacuează produsele arderii după stingerea unui incendiu (fum). Se prevăd:

- Ventilarea mecanică generală a celor două caverne (trafo și sala masinilor);
- Ventilarea mecanică pentru încăperile bateriilor de acumulate și a grupurilor sanitare;
- Ventilarea mecanică de lucru și de avarie la galeria de cabluri;
- Ventilarea mecanică de lucru și de avarie la boxele trafo și la gospodăria de ulei.

Priza de aer proaspăt este la gura galeriei de cabluri unde sunt montate ventilatoarele și bateria de încălzire. Aerul proaspăt ajunge în centrala subterană printr-un compartiment al galeriei de cabluri.

În centrala de ventilare din caverna subterană, aerul proaspăt se amestecă cu aerul recirculat și vehiculat în instalațiile interioare de ventilare cu ajutorul unui ventilator montat în centrala de ventilare. Aerul umed din caverna subterană iese liber prin întreaga secțiune a galeriei de acces principal. Aerul nociv din încăperile bateriei de acumulate se evacuează printr-un canal prevăzut într-un compartiment al galeriei de cabluri. Ventilatorul aferent se montează în construcția de la gura galeriei de cabluri. Instalația pentru ventilarea de avarie evacuează produsele arderii (fumul) rezultate în urma stingerii unui incendiu la boxele trafo, de la bolta centralei (incendiu la generator), la gospodăria de ulei sau galeria de cabluri.

Instalații electrice-S-au prevăzut: instalații de încălzire electrică / instalații de iluminat normal și de siguranță/ instalații de forță / instalații de curenți slabi / paratrăsnet / rețele exterioare.

Iluminatul normal se realizează cu corpuri de iluminat echipate cu lămpi fluorescente sau incandescente, funcție de categoria și destinația încăperilor. Comanda se face de la întrerupătoarele și contactoarele montate la accesul în încăperi. Iluminatul galeriilor se realizează cu corpuri de iluminat etanșe, iar circuitele de alimentare și comandă se execută cu cablu pozat pe console fixate pe pereții galeriilor. Alimentarea cu energie electrică se face din panourile de servicii proprii, iar pentru construcțiile de la suprafață din posturile de transformare din zonă.

Instalația de iluminat de siguranță este de tip 2 și se va realiza cu corpuri de iluminat echipate cu lămpi cu incandescență, normale sau etanșe funcție de destinația încăperii.

Instalația de forță asigură alimentarea motoarelor, prizelor trifazice, consumatorilor electrici din atelierele mecanic și electric, laboratoare. Alimentarea instalației de forță se face din panourile de forță. Pentru clădirile supraterane se prevăd instalații de paratrăsnet realizate cu conductor de captare și coborâre din bandă de oțel zincată. Elementele de coborâre se vor lega la prize de punere la pământ prevăzute în acest scop.

Instalațiile electrice exterioare asigură iluminatul exterior al stațiilor și platformelor de la zonele de acces în galerii. Iluminatul exterior se va realiza cu corpuri de iluminat montate pe stâlpi. De asemenea se vor alimenta consumatorii de forță de pe platformele exterioare, prevăzuți pe partea de instalații. Pentru încălzirea construcțiilor supraterane s-au prevăzut centrale termice (cazane electrice) și rețele termice exterioare.

Instalații și echipamente mecanice- s-a analizat varianta cu $P_i = 1000$ MW (4 grupuri de 250 MW fiecare), cu execuție etapizată: în prima etapă (cu durata 5 ani) realizarea a două grupuri și în a doua etapă (cu durata 2 ani) realizarea celorlalte două grupuri. Apa este prelevată din lacul inferior printr-o priză de adâncime și pompată în lacul superior de unde este prelevată, tot printr-o priză de adâncime și prelucrată energetic prin intermediul celor patru hidroagregate verticale reversibile.

S-au prevăzut echipamente mecanice la derivația de mare presiune (priza și casa vanelor priză), la centrală și la derivația de mică presiune (priza și casa vanelor priză). Nu s-au prevăzut echipamente mecanice la cele două baraje deoarece lacul Tarnița există, iar lacul superior fiind fără aport natural de debit, nu este necesară dotarea cu golire de fund. Pentru dotarea obiectelor amenajării s-au prevăzut echipamente mecanice de mare performanță, realizate la nivelul tehnicii mondiale actuale în domeniu.

Derivația de mare presiune

Priza-Pe fiecare fir, priza din lacul superior este echipată cu grătar rar, vertical, poligonal, fix, astfel conceput încât să permită curgerea apei în ambele sensuri cu pierderi de sarcină minime și fără fenomene perturbatorii. Suprafața celor două grătare a fost determinată din condiția ca viteza apei în regim de turbinare să nu depășească 1,0 m/s. Lumina între bare este 250 mm.

Casa vanelor priză-Casele vanelor priză, câte una pe fiecare fir de aducțiune, sunt de tip cavernă cu acces printr-o galerie subterană. În fiecare casă de vane s-au prevăzut următoarele echipamente hidromecanice:

- Vane fluture cu diametrul 4600 mm și presiunea 100 m.c.a.2 ans.
- Pod rulant electric 50 tf – 15,0 m cu comandă de la sol 1 buc.

Instalația de vane fluture Este compusă din două vane în serie, are rolul de a realiza închiderea aducțiunii de mare presiune pentru revizii și reparații sau în caz de avarie a vanelor sferice din centrală. Vana din aval are rol de organ de lucru, iar cea din amonte are rol de organ de siguranță fiind acționată în cazul defectării vanei de lucru sau pentru reviziile acesteia. Instalația de vane fluture este alcătuită din următoarele subansambluri principale:

- vana fluture de lucru ;
- vana fluture de siguranță;
- instalația de acționare hidraulică constând din patru servomotoare, două grupuri de pompare, dulap de comandă și circuit de acționare alcătuit din conducte și armături
- instalația de by-pass vane cuprinzând conducte, armături și vana de reglaj debit acționată electric;
- tronsonul de legătură amonte prevăzut cu racord cu guler de întărire pentru conducta de by-pass, priză pentru măsurarea presiunii;

- tronson intermediar, demontabil, prevăzut cu racord pentru conducta de by-pass, priză pentru măsurarea presiunii, racord pentru conducta de aerisire, compensator de montaj și gură de vizitare;
- tronson de legătură aval, prevăzut cu racord pentru conducta de by-pass, priză pentru măsurarea presiunii, ventile de aerisire și gură de vizitare.
- podul rulant electric 50 tf - 15 m, care asigură manevrarea echipamentelor mecanice și electrice în interiorul casei vanelor, la montaj și în timpul exploatarei, la revizii și reparații.
- **Grupul electrogen de intervenție**-Pentru a asigura alimentarea cu energie electrică a consumatorilor de la lacul superior în cazul întreruperii alimentării de bază, s-a prevăzut un grup electrogen de intervenție cu puterea 150 kW.

Centrala -Pentru dotarea centralei s-au prevăzut patru mașini binare turbină-pompă cuplată cu generator-motor având puterea instalată de 250 MW.

Caracteristici tehnice turbină – pompă:

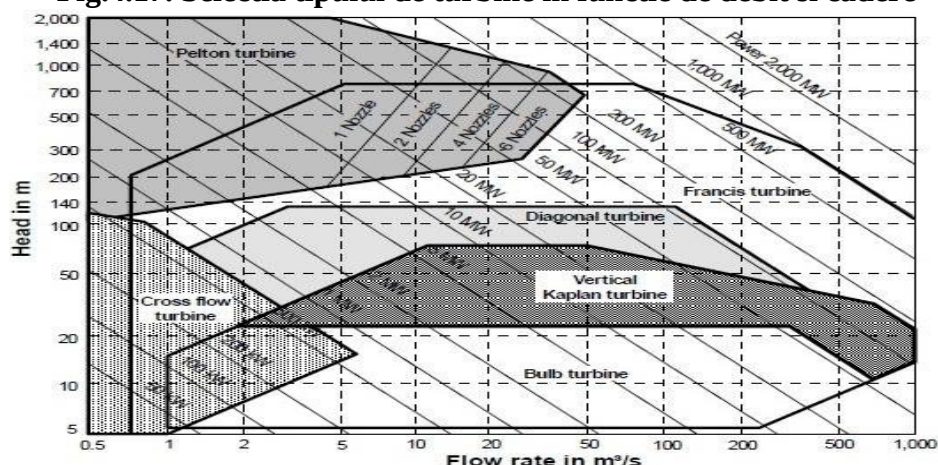
Tip	Francis reversibilă cu arbore vertical	
Număr de turbine-pompă	4	
Cădere netă în regim de turbină	maximă	570 m
	nominală	540 m
	minimă	520 m
Debit maxim în regim de turbină*	53 mc/s	
Putere maximă la cuplă	260 MW	
Înălțime de pompare	maximă	580 m
	nominală	560 m
	minimă	540 m
Debit maxim în regim de pompă*	38 mc/s	
Putere absorbită maximă*	258 MW	
Diametru caracteristic rotor*	3800 mm	
Turație nominală*	600 rpm	
Contrapresiune*	70 m	

* Valorile acestor parametri sunt informative, ele urmând a fi stabilite și garantate de furnizorul echipamentelor reversibile turbina-pompa.

Grupul reversibil turbina-pompă va fi prevăzut cu:

- regulator de turație și echipamente de reglaj;
- grup de ulei sub presiune;
- instalații de apă, ulei și aer comprimat în limita agregatului;
- SDV-uri de montaj;
- AMC-uri inclusiv instalația de măsură a parametrilor de funcționare a mașinii hidraulice (presiuni, debite).

Fig.4.17. Selectia tipului de turbine in functie de debit si cadere



Vana din fața grupului reversibil-pentru protejarea mașinii hidraulice, prevenirea pierderilor de apă atunci când hidroagregatul staționează ca și pentru coborârea nivelului apei sub rotor în vederea pornirii pompei, pe admisia fiecărui hidroagregat s-a prevăzut câte o vană sferică cu acționare hidraulică.

Vanele sunt amplasate în aceeași cavernă cu hidroagregatele, fiind manevrate cu podul rulant din centrală, prin golurile de montaj special prevăzute în planșeele care delimitează nivelele tehnologice ale centralei. Caracteristici tehnice vana sferică:

- Diametrul nominal 2000 mm
- Presiune maximă 770 mca
- Presiune de probă 1155 mca
- Acționare hidraulică, cu apă
- Debit nominal 53 mc/s
- Timp de închidere 20-120 s
- Timp de deschidere 20-120 s
- Etanșare în dublu sens

Vana aspirator -pentru izolarea dinspre aval a fiecărui grup reversibil, în vederea reviziilor și reparațiilor sau în caz de avarie, s-a prevăzut câte o vană plană în carcasă acționată hidraulic. Vanele sunt amplasate în caverna transformatoarelor de forță, care este situată la cca 63 m de caverna centralei.

Manevrarea vanelor, atât la închidere cât și la deschidere, este condiționată de poziția închis a vanei sferice de pe admisia turbinei respective. Caracteristici tehnice vană plană :

- Deschiderea în lumină 3200 mm
- Înălțimea în lumină 4700 mm
- Presiunea de calcul 100 mca
- Sistem de acționare cu servomotor hidraulic

Instalații mecanice auxiliare-pentru dotarea centralei s-au prevăzut următoarele instalații mecanice auxiliare:

- instalație de apă de răcire;
- instalație de aer comprimat de înaltă și joasă presiune;
- gospodărie de ulei; instalație de epuizament;
- instalație de golire a aspiratoarelor și a galeriilor de înaltă și joasă presiune, inclusiv instalația de umplere a galeriei de mare presiune;
- instalație de evacuare a apei din centrală în caz de avarie.

Instalații de ridicat-Pentru manevrarea echipamentelor mecanice și electrice din centrală s-au prevăzut două poduri rulante 200/50 tf – 16 m, acționate electric. Cele două poduri rulante se vor cupla în vederea manevrării echipamentelor cu greutatea mai mare decât capacitatea de ridicare a unui pod și vor funcționa independent pentru manevrarea celorlalte echipamente din centrală. Pentru manevrarea vanelor plane în carcasă, s-a prevăzut un pod rulant cu electropalan.

Instalații de măsură nivele, debite, grad înfundare grătare-În vederea măsurării și transmiterii la camera de comandă a centralei, a nivelelor apei în lacul inferior și superior, a gradului de înfundare a grătarelor de la prize și pentru determinarea parametrilor de funcționare ai turbinelor-pompă, s-au prevăzut instalații adecvate, dotate corespunzător cerințelor.

Grup electrogen de intervenție -Pentru asigurarea alimentării cu energie electrică a consumatorilor vitali din centrală în cazul întreruperii alimentării de bază, s-a prevăzut un grup electrogen de intervenție cu puterea de 2000 kVA.

Fig.4.18 Grup reversibil turbina-pompa în funcțiune



Sursa: Voith

Derivația de joasă presiune

Priza -Priza din lacul inferior este echipată cu grătar des, înclinat, fix, astfel conceput încât să permită curgerea apei în ambele sensuri cu pierderi de sarcină minime și fără fenomene perturbatorii. Grătarul este prevăzut cu mașină de curățat. Caracteristici tehnice:

- Tipul des, înclinat la 70°
- Suprafață 100 mp
- Lumina între bare 120 mm

Casa vanelor-Este prevăzută câte o casă de vane pe fiecare fir de aducțiune, constând din câte un puț umed în care sunt montate o vană plană (organ de lucru) și un batardou (organ de revizie a vanei plane) și o cavernă supraterană echipată cu instalațiile de acționare a acestora. Caracteristici tehnice instalație de vană plană în puț umed:

- Deschiderea în lumină 3700 mm
- Înălțimea în lumină 5500 mm
- Presiunea de calcul 25 mca
- Acționare vana plană hidraulică, cu ulei sub presiune
- Acționare batardou electromecanică

Vana va funcționa în poziție complet deschisă, atât în regim de turbinare cât și de pompare, sau complet închisă asigurând oprirea accesului apei în galeria de mică presiune atât pentru efectuarea operațiilor de mentenanță cât și în caz de avarie. Batardoul va asigura izolarea dinspre lac a vanei pentru efectuarea operațiilor de mentenanță de scurtă durată sau, împreună cu vana, va asigura punerea la uscat a galeriei de mică presiune în cazul intervențiilor (revizii sau reparații).

Vana se va închide sub greutate proprie, în curent sau în apă echilibrată și se va deschide, primii 100 mm sub sarcină și apoi în apă echilibrată iar batardoul se va manevra în presiuni egalizate (prin by-pass încorporat), atât la închidere cât și la deschidere.

Echipament electric și racordare la SEN-Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Târnița – Lăpușești este o centrală subterană, echipată cu 4 agregate reversibile cu viteză constantă 4 x 250MW, 15,75kV Echipamentele electrice care urmează a fi instalate în centrala subterană Târnița – Lăpușești sunt:

- patru grupuri reversibile cu viteză constantă;
- aparatajul electric de la bornele grupurilor reversibile;
- transformatoarele de forță de bloc (15,75/400 kV) și de alimentare a serviciilor auxiliare de bloc și a serviciilor generale ale centralei;
- cablurile electrice de medie tensiune (6 și 20 kV) și înaltă tensiune (110 și 400 kV);
- stațiile electrice de medie tensiune (6 și 20 kV) și înaltă tensiune (110 kV);
- instalațiile auxiliare (de legare la pământ, pod rulant, etc.);
- instalațiile electrice de alimentare a serviciilor auxiliare de curent continuu și curent alternativ pentru grupuri și pentru servicii generale ale centralei;
- instalațiile electrice de comandă, protecții și automatizare pentru grupuri și pentru centrală;
- instalațiile de măsură parametri electrici și neelectrici (temperaturi, nivele, debite etc.);
- instalațiile auxiliare de circuite secundare (diagnoză, protecție la spargerea conductei forțate, semnalizare incendii, comunicații etc.).

Racordarea la sistem a CHEAP Târnița – Lăpușești a fost stabilită printr-un studiu de racordare întocmit de ISPE București în octombrie 2012.

Studiu de racordare a analizat varianta de racordare la sistem a CHEAP Târnița – Lăpușești:

- racordare prin LEA 400 kV CHEAP Târnița – Gădălin;
 - racordare prin LEA 400 kV CHEAP Târnița – Mintia.
- Pentru varianta arătată mai sus s-au analizat următoarele:
- dimensionarea liniilor și unităților de transformare în variantele cu N și N-1 elemente în funcțiune;
 - nivelul pierderilor de putere în regimuri permanente (RMB), pierderi calculate pentru ambele regimuri de funcționare a grupurilor (generator – turbină și motor-pompă);
 - condițiile de stabilitate a rețelelor în urma conectării centralei la sistem;
 - condițiile de stabilitate tranzitorie, stabilindu-se:
 - timpul critic de eliminare a scurtcircuitelor, pentru stabilitatea centralelor electrice din zonă;
 - determinarea timpului critic la scurtcircuite trifazate la 400 kV, pentru ambele regimuri de funcționare ale centralei;
 - protecțiile mașinilor electrice sincrone contra ieșirii din sincronism;
 - participarea grupurilor din CHEAP la reglajul tensiunii din zonă;

- analiza solicitărilor la scurtcircuit.

Ținând cont de analizele arătate mai sus, în condițiile dezvoltării liniilor și surselor de putere din sistem la nivelul anului 2018-2022, a rezultat ca optimă următoarea variantă de racordare la sistem a CHEAP Tarnița-Lăpușești:

- realizarea unei stații de 400 kV la CHEAP;
- realizarea unei LEA dublu circuit de cca 158 km până la stația de 400 kV Mintia, pentru care traseul posibil a fost analizat și este fezabil;
- realizarea unei LEA 400 kV dublu circuit de cca 74 km până la stația de 400 kV Gădălin.

Instalațiile electrice de medie și înaltă tensiune montate în centrală-CHEAP Tarnița – Lăpușești este o centrală subterană, formată din:

- caverna principală (sala mașinilor) în care sunt instalate cele patru grupuri reversibile și anexele lor (115 x 23 x 45 m);
- caverna trafo, în care sunt instalate cele 4 transformatoare de bloc și celelalte transformatoare de 110/15,75 kV și de 110/ 20 kV;
- caverna trafo este legată de caverna principală printr-o galerie cu lățimea de 12 m și lungimea de 35 m;
- galeriile de legătură dintre grupurile reversibile și transformatoarele bloc, galerii în care sunt instalate barele capsulate de 15,75 kV, 12 kA de evacuare a puterii produse/consumate și barele capsulate de 15,75 kV, 2,5 kA de lansare grup reversibil în regim de motor;
- galeria secundară de legătură între cele două caverne, amplasată la capătul opus platformei de montaj. Această galerie asigură evacuarea personalului de exploatare în caz de incendiu;
- galeria de acces principal, în lungime de cca 1070 m, este utilizată pentru transportul în subteran a tuturor echipamentelor și materialelor, precum și pentru accesul persoanelor.
- galeria de cabluri, în lungime de cca 800 m, este utilizată pentru montarea cablurilor de 400 kV, 110 kV, 20 kV, 6 kV și a cablurilor de circuite secundare. Această galerie este calea de rezervă pentru evacuarea personalului de exploatare.

Grupurile reversibile generator-motor = În centrală se instalează grupurile, în conformitate cu eșalonarea în două etape a montării celor 4 grupuri reversibile. Fiecare grup reversibil generator-motor este antrenat de o mașină hidraulică reversibilă turbină – pompă. Grupul reversibil este o mașină de curent alternativ trifazat, tip sincron, cu ax vertical și care se livrează cu toate instalațiile funcționale anexă și anume:

- mașina electrică propriu-zisă, compusă din:
- stator (carcasă, circuit magnetic, înfășurări etc.);
- rotor (arbore, circuit magnetic, poli cu înfășurări de excitație, înfășurare de amortizare etc.);
- lagăr radial și steaua de reazem și fixare;
- lagăr axial-radial și steaua de reazem și fixare;
- sistemul de fixare în fundație;
- sistemul de excitație, tip static, cuprinde:
- transformatorul de excitație, tip uscat, 15,75 kV, 1500 kVA;
- sistemul de redresare, cu tiristori;

- căile de curent pentru conectarea transformatorului de excitație la bornele grupului, inclusiv dispozitivele de comutare și protecție;
- aparatajul de comutație pe partea de curent continuu;
- sistemul de dezexcitare;
- regulatorul automat de tensiune;
- instalațiile auxiliare ale grupului reversibil:
- instalația de ventilație, pentru ambele regimuri de funcționare, ventilația făcându-se în circuit închis, cu ajutorul unor ventilatoare acționate cu motoare electrice;
- instalația de răcire a aerului de ventilație cu răcire aer-apă;
- sistemul de control termic, cu termorezistențe plate și cilindrice;
- sistemul de frânare electrică, mecanică și de ridicare rotor;
- instalația de detectare și stingere incendii în interiorul generatorului-motor;
- sistemul de măsură și supraveghere a vibrațiilor;
- sistemul de măsură și supraveghere a întrefierului;
- instalația de încălzire a grupului reversibil pe perioadele de staționare a acestora;
- instalația de injecție ulei sub presiune la lagărul axial;
- instalația de răcire ulei lagăre radial și axial-radial în răcitoare ulei-apă;
- sistemul de pornire a grupului în regim de motor, instalație cu frecvență variabilă, cuprinzând:
- transformatorul de alimentare 110/15,75 kV;
- echipamentul principal de pornire, cu tiristori;
- aparatajul de comutație și protecție de pe circuitul de alimentare;
- dulapurile cu aparatajul de automatizare a echipamentului de pornire;
- barele capsulate de legătură dintre instalația cu frecvență variabilă și grupurile reversibile (15,75 kV, 2,5 kA);
- traductorul de turație, pentru alimentarea regulatorului de turație al turbinei;
- sistemul de automatizare și semnalizare a proceselor de funcționare, în toate regimurile de funcționare posibile, cu posibilitatea supravegherii și conducerii prin calculator a oricărei instalații;
- un set de SDV-uri pentru montaj și reparații, inclusiv dispozitivele pentru manevrarea rotorului și statorului în centrală;
- un set de piese de uzură și rezervă, care se vor livra odată cu furnitura grupului;
- documentația tehnică pentru ambalare, transport, depozitare, montaj, probe, punere în funcțiune, exploatare, mentenanță etc.

Principalele caracteristici tehnice preliminate pentru grupul reversibil generator-motor:

- | | |
|---|------------------------------------|
| • puterea nominală funcționând ca generator | 280 MVA; |
| • puterea nominală funcționând ca motor | 250 MW; |
| • tensiunea nominală | 15,75 kV; |
| • frecvența nominală | 50 Hz; |
| • turația nominală | corespunzătoare turației turbinei; |
| • factor de putere (generator/motor) | 0,9/0,98; |
| • momentul de inerție | min. 3500 tm ² ; |
| • clasa de izolație (stator – rotor) | F; |
| • diametru rotor | cca 4520 mm; |
| • diametru stator (fără răcitoare) | cca 6800 mm; |

- lungime arbore cca 11600 mm;
- greutate totală grup reversibil cca 730 t;

limitele maxime de temperatură:

- înfășurare statorică 100° C;
- înfășurare rotorică 100° C;
- miezul de fier 100° C;
- inele colectoare 90° C;
- lagăre 45° C.

Generatorul se livrează în subansamble, cu gabaritul maxim pentru căile ferate sau cu piese agabaritice, dar care să nu depășească sarcinile și dimensiunile de gabarit pentru drumurile publice.

Satorul se assemblează pe platforma de montaj a centralei. Împachetarea tolelor satorice se face pe platforma de montaj. Tot aici se vor monta bobinele satorice în creștăturile miezului satoric.

Rotorul se assemblează pe platforma de montaj a centralei (butuc rotor, miez magnetic, poli rotorici).

Satorul și rotorul asambleate se transportă și se montează în centrală cu podurile rulante.

Instalațiile electrice de la bornele grupurilor reversibile

La bornele grupului reversibil este montat următorul aparat electric:

- transformatoare de curent 15,75 kV, 12.000/5/5/5 A, instalate la bornele principale, în barele capsulate de racord și la bornele de nul, în cutiile de nul;
- transformatoare de tensiune 15,75/√3 /0,1/√3 /0,1/√3 /0,1/3 kV, montate în barele capsulate de legătură cu transformatorul de bloc;
- bare capsulate monofazate de 15,75 kV, 12.000 A, montate între bornele grupului reversibil și bornele transformatorului de 280 MVA. Din aceste bare capsulate de mare intensitate sunt realizate derivații tot în bare capsulate pentru:
- racordul transformatorului de servicii auxiliare grup de 2500 kVA 15,75/0,4 kV;
- racordul transformatorului de excitație de 1500 kVA, 15,75/0,4 kV;
- racordul la barele generale de pornire cu convertizor de frecvență variabilă;
- aparatul de scurtcircuitare pentru frânarea electrică a grupului reversibil;
- aparatul electric pentru conectare (întreruptoare, separatoare) de pe circuitul de pornire grup reversibil în regim de motor (instalația cu convertizor cu frecvență variabilă);
- transformatoarele de curent 15,75 kV, 75 (100)/5/5/5A, montate pe racordul transformatoarelor de excitație (de servicii auxiliare) grup;
- transformatoarele de servicii auxiliare de 2500 kVA, 15,75/0,4 kV, montate la bornele grupului reversibil, inclusiv aparatul de comutație de pe partea de medie și joasă tensiune;
- racordul cu separatoare de 15,75 kV, separatoare ce realizează inversarea fazelor în scopul trecerii grupului din regim de generator în regim de motor.

Transformatoarele de forță de 280 MVA și celelalte transformatoare de forță montate în centrala subterană—În centrală sunt montate 4 transformatoare de bloc de 280 MVA în patru boxe separate, situate în caverna transformatoarelor. Transformatoarele de 280 MVA sunt de tip trifazat, cu înfășurări din cupru, izolație în ulei, pentru montaj într-o

încăpere subterană, răcirea uleiului fiind făcută cu răcitoare ulei-apă. Principalele caracteristici tehnice ale transformatorului de 280 MVA sunt:

- tip transformator TTUS-OFNF;
- puterea nominală 280 MVA;
- număr de înfășurări 2;

tensiuni nominale:

- înaltă tensiune 400 kV;
- joasă tensiune 5,75 kV;
- reglaj sub sarcină pe partea de înaltă tensiune $\pm 8 \times 1,56\%$;
- grupa de conexiuni YNd-11;
- tensiunea nominală de scurtcircuit 15,5 %.

În afara transformatoarelor bloc de 280 MVA, în caverna trafo se vor mai instala:

- două transformatoare de forță de 25 MVA, 110/15,75 kV, pentru alimentarea celor două convertizoare de pornire cu frecvență variabilă;
- un transformator de forță de 10 MVA, 110/20 kV, pentru alimentarea cu energie electrică a stației de 20 kV.

Fiecare din transformatoarele de mai sus sunt instalate în boxe separate, prevăzute cu cuve din beton, capabile să rețină cca 20% din volumul de ulei din transformatorul respectiv, restul de 80% din uleiul transformatorului fiind colectat într-un rezervor central (rezervor de ulei uzat).

Transformatoarele de servicii auxiliare grup (2500 kVA) și de excitație (1500 kVA), inclusiv cele de rezervă pentru servicii auxiliare și de excitație, sunt transformatoare uscate, cu bobinajul de ÎT și de JT înglobate în rășină. Transformatoarele de servicii auxiliare grup (2500 kVA) sunt montate lângă fosa grupurilor reversibile, legătura dintre barele capsulate de 15,75 kV, 12 kA și transformatorul de servicii auxiliare de 2500 kVA făcându-se în bară capsulată. Transformatoarele de excitație (1500 kVA) sunt instalate lângă bornele grupurilor. În toate boxele transformatoarelor de 400/15,75 kV, 110/15,75 kV 110/20 kV sunt prevăzute instalații de detectarea incendiilor și o instalație de stins incendiu cu apă pulverizată.

Stația de conexiuni 400 kV -Conform proiectului de racordare la sistem, CHEAP Tarnița – Lăpușești se racordează la SEN prin două linii aeriene de 400 kV, dublu circuit:

- LEA 400 kV dublu circuit CHEAP – Mintia,
- LEA 400 kV dublu circuit CHEAP – Gădălin.

La CHEAP Tarnița -Lăpușești este prevăzută o stație de 400 kV, cu bare duble, amplasată pe o platformă la suprafață, formată din 9 celule capsulate, cu SF6 (tip GIS), pentru racordarea celor 4 linii de 400 kV, a celor 4 blocuri de 4 blocuri grup reversibil – trafo 280 MVA și o celulă de cuplă transversală și măsură bare.

În subteran se va monta o altă stație de 400 kV, formată din 4 celule cu SF6 capsulate, de tip GIS echipate cu întreruptor, separator cu un cuțit de punere la pământ, transformatoare de măsură a tensiunii și a curentului și cuțit de punere la pământ.

Legăturile dintre transformatoarele de forță de 280 MVA și stația de 400 kV în SF6 subterană sunt realizate în bare capsulate de 400 kV, iar legăturile dintre stația de 400 kV subterană și stația de 400 kV supraterană, sunt realizate în cabluri de 400 kV.

Stația de 400 kV subterană are următoarele roluri:

- conectarea la barele stației a blocurilor grup reversibil – transformator ridicător;
- evacuarea în SEN a puterii produse de blocuri în regimul de funcționare ca generator;
- alimentarea din SEN a blocurilor funcționând în regimul de motor;
- sincronizarea grupurilor reversibile cu SEN-ul;

- măsura puterii și energiei debitate/consumate de fiecare grup reversibil.
Pentru fiecare celulă 400 kV au fost prevăzute dulapuri locale de comandă și dulapuri de protecții electrice realizate cu terminale de protecție numerice.

Stația de 110 kV-La CHEAP Tarnița – Lăpușești, stația de 110 kV are următoarele roluri:

- alimentarea cu energie electrică a instalațiilor de pornire în regim de motor(pompaj)cu convertizor static de frecvență;
- alimentarea cu energie electrică a stației 20 kV din centrală.

Data fiind puterea foarte mare a grupurilor reversibile, cât și masa mare a rotoarelor motorului și pompei, pentru pornirea în regim de motor a grupului reversibil este necesară o putere de cca 18 – 22 MW, putere care poate fi asigurată din SEN la tensiunea de 110 kV.

Stația de 110 kV cuprinde 5 celule echipate cu întreruptoare și o celulă de măsură tensiune (2 LEA 110 kV, 2 trafo 25MVA, 1 trafo 10MVA). Stația de 110 kV este formată din celule cu SF 6 capsulate, de interior, tip GIS, amplasate în subteran, deasupra boxelor transformatoarelor de 25 MVA și 10 MVA.

Legăturile dintre stația 110 kV de la centrală și stația de 110 kV de sistem se face prin intermediul unei LES 110 kV dublu circuit.Pentru fiecare celulă 110 kV au fost prevăzute dulapuri locale de comandă și dulapuri de protecții electrice realizate cu terminale de protecție numerice.

Cablurile de 400 kV -Legăturile dintre stația de 400 kV în SF6 (Sulf hexafluoride)amplasată în subteran și stația de 400 kV în SF6, amplasată la suprateran, se fac în cabluri monofazate de 400 kV, montate în treflă, susținute de construcții metalice prefabricate pe galeria de cabluri.Cutiile terminale ale cablurilor de 400 kV amplasate în stațiile de 400 kV (tip GIS) de la subteran și suprateran sunt cu izolație în SF6.

Principalele caracteristici tehnice ale cablurilor de 400 kV sunt:

- | | |
|--------------------------------------|--------------------------------|
| • tip cablu | monofazat, cu izolație uscată; |
| • tensiunea nominală între faze | 400 kV; |
| • tensiunea maximă de funcționare | 420 kV; |
| • puterea transportată pe circuit | 560 MVA; |
| • puterea de scurtcircuit | 20 000 MVA; |
| • curentul de scurtcircuit monofazat | 12 kA; |
| • durata scurtcircuitului | 1s; |
| • regim de lucru | continuu; |
| • neutrul rețelei de 400 kV | legat la pământ; |
| • materialul conductorului | cupru; |

Stațiile de 20 kV și 6 kV-Este prevăzută o stație de 20 kV, de interior, dublu sistem de bare, amplasată în subteran, în caverna transformatoarelor, deasupra boxelor transformatoarelor de 280 MVA, cu următoarele funcții:

- asigurarea energiei electrice pentru serviciile generale ale centralei;
- asigurarea energiei electrice pentru serviciile proprii 0,4 kV ale grupului în timpul pornirii centralei;
- asigurarea alimentării de rezervă a excitației grupurilor;
- asigurarea energiei electrice pentru serviciile proprii ale stației de 400 kV supraterană.

Data fiind importanța stației de 20 kV în asigurarea cu energie electrică a serviciilor proprii și generale 0,4 kV, sunt asigurate următoarele alimentări:

- din sistemul local de 20 kV, din LEA 20 kV d.c., existentă, Mărișelu - Tarnița;
- din rețeaua de 110 kV, prin transformatorul de forță 110/20 kV, 10 MVA;

- din grupul electrogen de 2000 kVA, conectat la barele stației supratereane de 6 kV, amplasată la gura galeriei de cabluri.

Este prevăzută o stație de 20 kV, supratereană, amplasată la gura galeriei de cabluri, care are rolul de a asigura energia electrică necesară blocului tehnic de la gura galeriei de cabluri și stației supratereane de 6 kV.

Este prevăzută și o stație de 6 kV, supratereană, amplasată la gura galeriei de cabluri. Această stație asigură alimentarea electropompelor de avarie, pe barele ei fiind conectat și grupul electrogen de 2000 kVA.

Stațiile de 20 kV precum și stația de 6 kV sunt realizate cu celule metalice, prefabricate, de interior, tip închis, rezistente la arc liber, cu întreruptor cu SF6. În compartimentele de circuite secundare ale celulelor stațiilor de 20 kV și 6 kV sau fost prevăzute terminale de protecție numerice.

Instalații electrice exterioare. Obiectele exterioare centralei subterane sunt:

Instalațiile electrice de la gura galeriei de cabluri-Galeria de cabluri servește pentru montarea circuitelor de cabluri de forță de 400, 110, 20, 6 kV și de circuite secundare. Ea servește și pentru:

- cale de evacuare de siguranță pentru personalul de exploatare;
- cale de introducere a aerului proaspăt pentru ventilație, prin tuburi de ventilație de secțiune corespunzătoare;
- cale de evacuare a fumului, prin tuburi speciale.

Ventilația galeriei de cabluri (evacuare aer cald) se face prin baterii de ventilatoare montate la gura galeriei de cabluri. La gura galeriei de cabluri este prevăzut un bloc tehnic, cuprinzând și un post de transformare, 20/0,4 kV, format din:

- o stație de 20 kV, cu celule metalice prefabricate de 24 kV, 630 A (2 celule LEA 20 kV, 2 celule trafo 630 kVA și 1600 kVA, 1 celulă legătură cu stația de 20 kV din subteran, 1 celulă măsură + descărcător);
- un transformator de forță 630 kVA, 20/0,4 kV montat în interior;
- o stație de 6 kV, cu 10 celule metalice prefabricate de 7,2 kV, 630 A, (2 celule trafo 400 kVA și 1600 kVA, 1 celulă racord grup Diesel, 1 celulă măsură, 6 celule alimentare consumatori 6 kV);
- un transformator de forță 1600 kVA, 6/20 kV, montat în interior;
- dulapuri metalice prefabricate echipate cu aparataj de distribuție pentru consumatori de 0,4 kV (ventilatoare, baterii de încălzire, electrovane apă incendiu pentru galeria de cabluri, iluminat galerie și bloc tehnic, redresori etc.);
- un dulap metalic prefabricat cu aparataj de distribuție 24 V curent continuu. În același dulap sunt instalate și bateria de acumulatori de 24 V cu electrolit gel și redresorul de încărcare baterie de acumulatori;
- un grup electrogen de intervenție, acționat de un motor Diesel, generatorul acestuia fiind conectat la barele stației de 6 kV și prin transformatorul de 1600 kVA, 6/20 kV acest grup de intervenție poate alimenta stația de 20 kV de la gura galeriei de cabluri și stația de 20 kV din centrala subterană;
- cablurile de 20 kV, 6 kV și 0,4 kV de alimentare a consumatorilor;
- dulapurile de distribuție de la partea de instalații, (iluminat, prize de forță etc.)
- dulapurile de comandă a stațiilor de racord de 110 kV;
- instalația de legare la pământ a blocului tehnic (țărâși verticali din țevă zincată, benzi de legătură din oțel zincat, legături cu centrala subterană din benzi de oțel zincat montate pe galeria de cabluri, centuri interioare de legare la pământ, legături la aparate).

Instalațiile electrice de la gura galeriei de acces principal-Galeria de acces principal reprezintă calea de acces pentru transportul materialelor de construcție necesare realizării centralei, a echipamentelor și materialelor de montaj a acestora și cale de acces principal pentru personalul de execuție și de exploatare. Prin galeria de acces principal se evacuează aerul din centrală (priza de aer proaspăt și tubulatura de evacuare fum sunt prevăzute pe galeria de cabluri). La gura galeriei de acces principal este prevăzut un bloc tehnic cuprinzând și un post de transformare 20/0,4 kV, format din :

- o stație de 20 kV, cu 6 celule metalice prefabricate de interior 20 kV, 630 A (2 celule de LEA, 1 celulă de trafo 630 kVA, 1 celulă măsură, 1 celulă descărcători, 1 celulă rezervă);
- un transformator de forță 630 kVA, 20/0,4 kV, montat în interior;
- dulapuri metalice prefabricate, echipate cu aparataj de distribuție pentru consumatori de 0,4 kV (iluminat galerie acces și bloc tehnic, încălzire și prize de forță bloc tehnic, ateliere etc.);
- cablurile de 20 kV și 0,4 kV de alimentare consumatori și cablurile de circuite secundare;
- dulapurile de distribuție de la partea de instalații (PIL, PF);
- instalația de legare la pământ a blocului tehnic (priză de legare la pământ exterioară, centuri interioare de legare la pământ, benzi de legătură etc.).

Instalațiile electrice de la acumularea superioară-La acumularea superioară sunt instalate:

- vanele plane pentru golirea de fund a acumulării;
- vanele plane în puț umed și batardourile pentru priza de apă a aducțiunii.

Instalațiile electrice vane priză lac superior sunt:-instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare batardouri priză, formată din:

- dulap de alimentare, comandă și semnalizare pentru batardou plan de la priză;
- limitatori pentru urmărire cursă batardou, utilizați la instalația de comandă și semnalizare;
- instalațiile electrice de la troliul de acționare batardou;
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;
- instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare vană priză, formată din:
- dulap electric de alimentare, comandă și semnalizare pentru vană plană priză;
- limitatori pentru urmărirea cursei vanei, utilizați în circuitele de comandă și automatizare vană;
- parte electrică cuprinsă în grupul de pompare pentru acționarea hidraulică a vanei (motoare, traductori nivel, electrovane, limitatori de cursă etc.);
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;
- instalația de legare la pământ de la casa vanelor (priză de legare la pământ, centuri interioare de legare la pământ, legături la echipamente etc.).

Instalațiile electrice vane golire de fund lac superior sunt: -instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare vane plane golire de fund acumulare superioară, formată din:

- dulap electric de alimentare, comandă și semnalizare pentru vane plane golire de fund;
- limitatori pentru urmărire poziții vane golire de fund, utilizați în instalația de comandă și automatizare vane;
- partea electrică cuprinsă în grupul de pompare pentru acționarea hidraulică a vanelor (motoare electrice, traductori nivel, electrovane, limitatori de cursă etc.);
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;

- instalația de legare la pământ de la casa vanelor (priză de legare la pământ, centuri interioare de legare la pământ, legături la echipamente etc.);
- instalații electrice mașină de ridicat din casa vanelor.
La acumularea superioară este prevăzută „Casa barajistului”, care cuprinde:
- un post de transformare 20/0,4 kV amplasat la parterul clădirii, compus din:
- stație de 20 kV, cu 6 celule metalice prefabricate de interior 24 kV, 630 A (2 celule de LEA 20 kV, 1 celulă de trafa, 1 celulă măsură + descărcători, 1 celulă rezervă);
- un transformator de forță 20/0,4 kV, 400 kVA, montat în interior;
- dulapuri metalice prefabricate de distribuție 0,4 kV pentru alimentarea consumatorilor de la golirea de fund și priză;
- dulap metalic prefabricat de distribuție 24 Vc.c., în care sunt instalate și bateria de acumulatori și redresorul de încărcare a bateriei;
- un dulap de comandă și automatizare pentru postul de transformare și pentru cele două case de vane. În acest dulap se centralizează toate informațiile și comenzile de la casele de vane și de la postul de transformare, fiind transmise prin fibră optică la centrală și de aici la dispecer;
- un grup Diesel de intervenție de 150 kW, montat într-o încăpere separată, conectat la barele de 0,4 kV din postul de transformare;
- cabluri de forță 20 kV și 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;
- priză de legare la pământ la postul de transformare (priză exterioară de legare la pământ, centuri interioare de legare la pământ, benzi de legătură, legături cu prizele de legare la pământ de la cele două case de vane etc.);
- camera de exploatare baraj, cuprinzând și încăperea AMC-urilor;
- încăperi de locuit cu anexele necesare.

Instalațiile electrice de la acumularea inferioară (Lacul Tarnița)-La acumularea inferioară (lacul existent Tarnița), sunt prevăzute următoarele:

- casa vanelor priză (câte o casă de vane pe fiecare aducțiune);
- mașina de curățat grătare;
- casa barajistului.

Instalațiile electrice de la fiecare din cele două case de vană priză lac inferior sunt:

a) instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare batardouri priză, formată din:

- dulap de alimentare, comandă și semnalizare pentru batardou;
- limitatoare pentru urmărirea cursei batardoului;
- instalațiile electrice de la troliul de acționare batardou;
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;

b) instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare vană priză, formată din:

- dulap electric de alimentare, comandă și semnalizare pentru vană priză lac inferior;
- limitatori pentru urmărirea cursei vanei, limitatori utilizați în circuitele de comandă și automatizare vană;
- partea electrică aferentă grupului de pompare pentru acționarea hidraulică a vanei (motoare, tractoare nivel, electrovane, limitator de cursă);
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;
- instalația de legare la pământ de la casa vanelor;
- instalația electrică aferentă mașinii de ridicat din casa vanelor.

c) Instalația electrică de alimentare și comandă aferentă mașinii de curățat grătare se compune din:

- cutia de alimentare cu energie electrică a mașinii de curățat grătare;
- instalația electrică de comandă și automatizare a mașinii de curățat grătare;
- limitatoare de cursă;
- motoarele electrice de acționare a mașinii de curățat grătare;
- cabluri electrice de alimentare și comandă.

La acumularea inferioară este prevăzută „ Casa barajistului ”, care cuprinde:

- un post de transformare 20/0,4 kV amplasat la parterul casei barajistului, compus din: stație de 20 kV, formată din 6 celule metalice prefabricate de 24 kV, 630 A (2 celule LEA 20 kV, 1 celulă trafo, 1 celulă măsură + descărcători, 1 celulă rezervă);
- un transformator de forță 400 kVA, 20/0,4 kV, pentru alimentarea consumatorilor;
- dulapuri metalice prefabricate de distribuție 0,4 kV pentru alimentarea consumatorilor de la priză (casa vanelor + mașină de curățat grătare);
- dulap metalic prefabricat de distribuție 24 Vc.c., în care sunt instalate și bateria de acumulatori și redresorul de încărcare a bateriei;
- un dulap de comandă și automatizare pentru postul de transformare și pentru cele două case de vane ale prizelor. În acest dulap se centralizează toate informațiile și comenzile de la postul de transformare și de la casele de vane pentru prizele de apă, aceste informații și comenzi fiind transmise prin fibră optică la centrala subterană și de aici la dispecer;
- un grup Diesel de intervenție de 125 kVA, montat într-o încăpere separată, conectat la barele de 0,4 kV din postul de transformare;
- cabluri de forță 20 kV și 0,4 kV și cablurile de comandă și semnalizare de la postul trafo;
- priza de legare la pământ din postul de transformare, priză legată cu instalațiile de legare la pământ de la casele de vane priză;
- camera de exploatare baraj, cuprinzând și încăperea AMC-urilor;
- încăperi de locuit cu camerele necesare.

AMC-aparate de masura si control-Supravegherea comportării construcțiilor are ca scop principal cunoașterea stării, stabilității și funcționalității construcțiilor în raport cu proiectul, pe baza unui program de măsurători AMC și de observații directe. Comportarea construcțiilor trebuie urmărită în toate fazele vieții acestora – execuție, punere sub sarcină, exploatare – precum și după evenimente deosebite ca solicitări excepționale, accidente, avarii ș.a.

Parametrii de comportare propuși pentru urmărirea specială și tipurile de AMC la **Rezervorul superior:**

- tasările corpului de umplutură al digului, prin tubații verticale de tasare și ale coronamentului acestei construcții, prin măsurători pe reperi de nivelment; tasările digurilor vor fi măsurate în timpul execuției cu ajutorul tubațiilor verticale de tasare, care vor fi scoase din funcțiune în timpul exploatării;
- evoluția încărcării hidrostatice amonte a digului, prin măsurarea nivelurilor apei pe miră și la telelimnometru;
- nivelurile de filtrație prin corpul digurilor lacului, cu foraje piezometrice și pe zona exterioară acumulării, prin măsurători în foraje hidrogeologice; atât forajele piezometrice, cât și cele hidrogeologice vor fi echipate cu senzori piezometrici;
- debitele drenate în galeria perimetrală de vizitare și drenaj de la piciorul amonte al digului, cu deversoare; deversoarele vor fi echipate cu senzori de măsură debit;
- deplasările relative dintre tronsoanele de galerie perimetrală, cu cleme dilatometrice;

- măsurătorile de la toate aparatele cu telecitire vor fi colectate cu ajutorul unei stații automate de achiziție.

Centrala hidroelectrică și caverna trafo:

- nivelul apei în jomplul pompelor de epuismen, prin măsurători la miră;
- temperatura în caverna centralei, prin măsurători la traductori de temperatură;
- deformațiile rocii cavernei și stările de eforturi unitare, prin măsurători la telerocmetre, celule de presiune totală și dinamometre de armătură;
- înclinările stâlpilor centralei, prin măsurători la teleclinometre;
- tasările centralei și ale galeriei de acces, prin măsurători la reperi de nivelment;
- măsurătorile de la toate aparatele cu telecitire vor fi colectate cu ajutorul unei stații automate de achiziție.

Derivația de mică presiune:

- deformațiile absolute ale suprafeței versantului pe trei direcții de referință, prin măsurători de microtriangulație și nivelment.

Parametrii de comportare urmăriți de AMC pe Obiect de construcție

Lac superior lapustesti

- niveluri apă, niveluri și debite de infiltrație, tasări, deplasări relative miră, telimnometru, deversoare, reperi, tubații de tasare, foraje piezometrice și hidrogeologice, cleme dilatometrice
- Centrala hidroelectrică și caverna trafo niveluri, temperaturi, eforturi unitare, deformații rocă, înclinări, tasări mira, traductori de temperatură, celule de presiune totală, dinamometre, telerocmetre, teleclinometre, reperi de nivelment

Derivația de mică presiune

- deformații versanți, reperi topo de nivelment și microtriangulație

Parametrii urmăriți sunt în principal nivelurile de apă de retenție și de infiltrație, deformațiile și stările de eforturi. Tot în tabelul de mai sus sunt prezentate tipurile de aparate de măsură și control cu care se urmăresc prin măsurători parametrii de comportare ai construcțiilor. Pentru echiparea cu AMC s-au avut în vedere prevederile legislative tehnice specifice aflate în vigoare la data elaborării prezentei documentații.

Organizare de șantier și socială-Lucrările de construcții-montaj pentru obiectivele ce compun CHEAP Tarnița – Lăpușești din zona lacului de acumulare existent Tarnița se situează din punct de vedere administrativ în județul Cluj. Accesul în zonă este asigurat pe drumul existent pe conturul lacului Tarnița – Mărișelu la cota 530 mdM, drum care este asfaltat și comportă unele redimensionări în vederea asigurării transportului echipamentului greu cu un convoi de 55 m și raza minimă de viraj de cca 30 m.

Criteriile care au stat la baza inițierii schemei generale de organizare sunt:

- amplasarea obligatorie a obiectelor amenajării (acumularea, derivațiile, centrala) cu punctele de lucru stabilite;
- sursele de material de construcții existente în zonă;
- căile de acces existente;
- volumele de lucrări programate conform graficului general de eșalonare în vederea respectării duratei de execuție stabilite de 7 ani;
- necesitățile tehnico-administrative și de organizare a platformelor tehnologice de lucru;
- volumul de materiale necesare de aprovizionat.

Pentru realizarea tuturor obiectelor amenajării se propune realizarea unui grup de șantier principal amplasat în colonia Tarnița, format din:

- **șantierul 1 („Rezervor superior”)**, este amplasat pe platforma centralizată de la cota 1050 mdM;
- **șantierul 2 („Centrala”)**, amplasat pe platforma centralizată, de la cota 530 mdM.

Organizarea tehnologică-principalele volume de lucrări ce intră în lucrare sunt:

- Excavații la zi 3.265.000 mc;
- Excavații în rocă la zi 3.700.000 mc;
- Excavații subterane 560.000 mc;
- Umpluturi 5.200.000 mc;
- Beton la zi 16.000 mc;
- Beton în subteran 192.000 mc;
- Pereu din beton asfaltic 433.000 mp;
- Injecții 12.000 tone;
- Drenaje 2.400 ml.

Principalele cantități de materiale ce se pun în operă în lucrare sunt:

- Oțel beton 15.000 tone;
- Profile metalice 2.000 tone;
- Tablă neagră 72 tone;
- Țevi – conducte 210 tone;
- Ciment 57.000 tone;
- Cabluri electrice 8,6 km;
- Chereștea 7.400 mc;
- Nisip 150.000 mc;
- Pietriș 400.000 mc;
- Blindaje 19.000 tone;

Pentru aprovizionarea continuă a șantierelor și punctelor de lucru cu materiale, utilaje, unelte, echipamente etc., se propune modernizarea depozitului central de la Gârbau.

Platformele de lucru vor fi prevăzute cu obiectele strict necesare pentru realizarea obiectivului respectiv și asigurarea condițiilor optime privind buna desfășurare a lucrărilor de bază. S-au preconizat următoarele categorii de lucrări:

- spații administrative, birouri;
- magazine de materiale, închise și deschise;
- depozite speciale pentru păstrarea materialelor ușor inflamabile;
- estacade, rampe, planuri înclinate;
- remize p.s.i.;
- construcții și instalații de folosință generală: drumuri, căi de rulare, rețele electrice, rețele de apă, împrejmuiri etc.

Organizarea socială-În punctul destinat lucrărilor de organizare de șantier, se vor executa construcții cu caracter provizoriu pentru cazarea și deservirea muncitorilor constructori și a personalului tehnico-administrativ. Necesarul forțelor de muncă și dinamica acestuia sunt determinate de graficul de eșalonare a valorii de C + M și de productivitatea anuală a muncitorului.

Spațiile necesare cazării populației șantierelor, cât și spațiile pentru acoperirea necesităților sociale și culturale, au fost determinate conform normativelor în vigoare, sau prin indici rezultați din lucrări asemănătoare, proiectate de ISPH și executate de constructori autohtoni. Schema de organizare propune amenajarea următoarelor colonii:

- Colonia Mărișelu, platforma existentă la confluența pâraului Someșul Cald cu pâraul Leșu;
- Colonia Lăpuștești – platforma de lângă satul Lăpuștești și de lângă Rezervorul Superior, la cota 1050 mdM;
- Colonia Tarnița – pe amplasamentul fostei colonii de la execuția barajului Tarnița.

Coloniile au fost dimensionate la strictul necesar, ținând cont de necesarul forței de muncă, în conformitate cu structura prevăzută de normele în vigoare.

Drumuri-Drumurile sunt destinate atât transportului de materiale și utilaje în perioada de construire a amenajării, cât și accesului auto pentru intervenții și exploatare la obiectivele amenajării. La stabilirea căilor de acces s-a ținut seama de folosirea rețelei de drumuri existente și de ocuparea cât mai redusă de noi suprafețe de teren.

SF ISPH prevedea realizarea drumului de legătură între rezervorul inferior (lacul Tarnița) și rezervorul superior (Lăpuștești) prin intermediul unui drum nou de coastă care pe lângă execuția laborioasă era prevăzut a fi realizat prin defrișarea pădurii - prin PUZ s-a convenit reabilitarea/modernizarea drumului forestier existent și care face în prezent legătura între cele două zone, evitându-se astfel defrișarea pădurii. Accesul la obiectivele investiției energetice se realizează pe căi rutiere, deoarece în zona amplasamentului acestor lucrări nu există posibilitatea transportului feroviar pentru material și utilaje necesare executării lucrărilor și mai apoi a echipamentelor cu care este dotată amenajarea.

Accesul auto în zona amenajării este asigurat din drumul național DN1 Cluj-Oradea sau prin autostrada Transilvania A3 până în localitatea Gilău de unde, prin intermediul DJ 107, se ajunge la amplasament.

Pentru lucrările ce se vor executa pe creastă, în zona Lăpuștești accesul este asigurat tot din DN1 Cluj-Oradea prin localitatea Căpuș pe DJ 108 C1 care face legătura până la localitatea Râșca iar apoi se urmează traseul DC Râșca-Lăpuștești pentru a ajunge la platoul unde va fi amenajat rezervorul superior. Legătura rutieră între partea inferioară a investiției, situată la cota 530 mdM, și partea superioară, reprezentată de platoul Lăpuștești, este realizată de două rute:

- drumul ce se desprinde la coada lacului Tarnița din DJ 107 P și urmează conturul de pe latura stângă a lacului Tarnița până la intersecția cu pâraul Fărcașa de unde prin intermediul unui drum forestier (greu practicabil) se ajunge pe platoul Lăpuștești (traseu modificat față de SF 2008);
- drumul ce se desprinde în zona Coloniei Mărișelu din DJ107 P și care ajunge la satul Lăpuștești de unde, prin intermediul unui drum local, se ajunge la platoul Lăpuștești (rezervorul superior).

Accesul atât auto cât și pietonal la centrala subterană se va efectua prin intermediul unei galerii de acces care deșeuzează în frontul Tarnița pe drumul local. Prin galeria de cable se asigură un al doilea acces la construcțiile subterane. Pentru accesul la obiectivele investiției va fi necesar a fi construite următoarele drumuri noi cu o lungime de 20,6 km :

- Drum de acces la centrală (drum de exploatare categ. I L=1,50 km) ;
- Drum de acces la galeria de cabluri și prize (drum de exploatare categ. II L=1,30 km)
- Drum de acces la colonia Lăpuștești (drum de exploatare categ. I L=2,50 km) ;
- Drum contur lac superior (drum de exploatare categ. I L=2,50 km) ;
- Drum coronament și bretele de urcare și cob. (categ. II L=5,00 km) ;
- Drum de acces la cariera superioară (drum de exploatare categ. I L=0,60 km) ;
- Bretele de acces cariera superioară (drum de exploatare categ. II L=1,40 km) ;
- Drum de acces la haldă și bretele acces (drum de exploatare categ. I L=1,80 km) ;

- Drum de exploatare (drum de exploatare categ II L=4,00 km) ;
Pentru accesul la obiectivele investiției va fi necesar a fi reamenajate următoarele drumuri în lungime de cca 75 km :

- Drum de acces la rezervor superior (drum exploat. categ I L=8,00 km)
- Reamenajări drum DM-Col.Lap.Drum comunal L=6,00 km
- Reamenajare drum Rîșca-Baraj Fânt. Drum comunal L=6,75 km
- Reamenajare drum Baraj Fânt.-cariera +trepte (dr.exp.c.I; L=3,10km)
- Reamenajare drum DM-Risca Drum comunal L=6,00 km
- Reamenajare și consolidare drum gara Gârbîu Baraj Tarnita- halda Someșul Cald-drum nat +județean +exploatare L=45,00km

Accesul la obiectiv se va face pe căi rutiere. Se preconizează a se construi drumuri noi-29,6 km, în paralel cu amenajarea a 66,85 km existenți pentru trafic sporit.

Situația existentă a utilităților și analiza de consum:

Alimentare cu apă-În cazul localității Lăpușești există un proiect realizat parțial care prevede alimentarea cu apă a zonei. În zona plajelor din comuna Gilău - zona lacului Tarnița se află, în fază de proiect urmând a fi implementat, un sistem de alimentare cu apă a zonei turistice. Asigurarea cu apă potabilă se realizează în special prin intermediul unor puțuri forate.

Alimentare cu energie electrică -Zonele de intravilan ale comunelor sunt racordate la rețeaua de energie electrică existentă în zonă. Gradul de electrificare al comunelor se apropie de 100% fapt datorat în special existenței în zonă a centralelor electrice. De la centrala CHE Mărișelu pornește linia de 220 kV Cluj-Florești-Mărișelu și o linie de 110 kV. Rețelele locale de 20 kV și de 0,4 kV existente servesc la alimentarea construcțiilor din zonă.

Alimentarea cu gaze naturale-În zona studiată nu există o rețea de alimentare cu gaze naturale. Încălzirea locuințelor și prepararea hranei se face fie prin intermediul unor aparate electrice] si butelii cu gaz..

Rețeaua de canalizare-În zona studiată nu există rețea publică de canalizare, deversarea apelor menajere facându-se în cel mai bun caz în fose septice. Administrația comunei Gilău are în faza de implementare un proiect care vizează realizarea unei rețele de apă și canalizare în zona turistică a comunei Gilău.

Realizarea investiției va conduce la atingerea unora dintre obiectivele strategice de mediu stabilite la nivel național, regional sau local.
Principalele obiective (*) urmărite cât și unele dintre acțiunile care vor conduce la atingerea acestora:

*** îmbunătățirea calității aerului**

- intrarea în exploatare a CHEAP-ului va conduce la creșterea ponderii surselor regenerabile de energie în totalul producției de energie electrică;
- realizarea unor drumuri noi care vor ocoli zonele locuite;
- modernizarea unor drumuri existente;

*** prevenirea eroziunii**

- aplicarea unor măsuri de consolidare a suprafețelor ce pot fi supuse unor astfel de fenomene;

*** administrarea durabilă a suprafețelor împădurite**

- alegerea unor amplasamente așa încât suprafețele ce urmează a fi defrișate să fie limitate;
- redarea în circuit vegetal a terenurilor ocupate temporar;

*** conservarea calității surselor de apă**

- instituirea zonei de protecție în jurul rezervorului superior, similară cu cea instituită la lacul Tarnița;
- monitorizarea calității apei lacului Tarnița cu o frecvență mai mare pe perioada desfășurării lucrărilor;
- aplicarea de tehnologii care să evite producerea unor poluări accidentale ale apelor;
- realizarea unui sistem de gardă perimetrală în jurul carierei, haldei pentru epurarea apelor înainte de deversare în emisarii naturali;
- evaluarea potențialului de generare de ape acide a sterilului depozitat în haldă;
- toate facilitățile care generează ape uzate menajere vor fi dotate cu microstații de epurare sau fose vidanjabile;
- elaborarea unui plan de combatere a poluărilor accidentale;

***gestionarea deșeurilor**

- minimizarea cantităților de steril ce vor fi depuse la haldă;
- utilizarea sterilului la amenajări de drumuri în zonă;
- colectarea, depozitarea și eliminarea tuturor categoriilor de deșeuri generate în perioada realizării lucrărilor se vor face în condițiile legii;
- ecologizarea suprafeței haldei de steril prin cele mai bune practici în domeniu;

*** prevenirea / diminuarea poluării solului și a apelor subterane**

- utilizarea unor tehnici adecvate de pușcare în carieră;
- implementarea unui sistem eficient de identificare, izolare și remediere a oricărei eventuale poluări accidentale a solului;

*** diminuarea impactului asupra mediului natural și construit**

- selectarea amplasamentelor optime;
- reducerea la minimum tehnologic a suprafețelor ocupate;
- optimizarea traseelor drumurilor de acces prin ocolirea zonelor locuite;
- redarea în circuitul vegetal – la finalizarea lucrărilor – a suprafețelor ocupate temporar;

*** creșterea calității vieții**

- crearea de noi locuri de muncă pentru comunitățile locale din apropiere;
- implementarea unor măsuri active de calificare a personalului angajat;
- amenajarea de noi drumuri care vor extinde actuala infrastructură;
- crearea premizelor intensificării turismului.

Având în vedere că prin acțiunile prezentate se vor atinge obiectivele de mediu relevante, conform raportului de mediu investiția propusă satisface pe deplin obiectivele și cerințele de protecția mediului.

5.Evaluarea investiției

5.1 Identificarea investiției și definirea obiectivelor

Studiul ISPH din 2014 s-a elaborat în ideea adaptării potențialului energetic românesc la cerințele impuse de Uniunea Europeană și în conformitate cu Strategia Națională Energetică a României. Realizarea unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj va crea posibilitatea ca, pe lângă participarea la acoperirea vârfului de sarcină intern, să exporte

energie de vârf pe terțe piețe, precum și să furnizeze servicii de sistem pe piața internă și externă în vederea asigurării creșterii calității energiei furnizate consumatorilor.

5.2.Deviz general

Devizul general din studiul de fezabilitate al ISPH 2014 privind cheltuielile necesare realizării CHEAP Tarnita –Lapustesti, are urmatoarele valori,pe capitole:

	COSTURI	Mii Euro
CAP.1	Cheltuieli cu obținerea și amenajarea terenului	14.470
CAP. 2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare	186.955
CAP.3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehn	50.517
CAP.4	Cheltuieli pentru investiția de bază	780.767
CAP.5	Alte cheltuieli	113.359
CAP.6	Cheltuieli pentru probe tehnologice, teste și PIF	4.913
	Total General	1.150.981

Devizul General al investiției a fost calculat in Studiul de Fezabilitate ISPH 2014 in două ipoteze, și anume:

A) costul integral al investiției

TOTAL DEVIZ GENERAL:1.150.981 mii €

din care C + M: **709.276 mii €**

B) investiție fără valoarea aferentă stației de 400 kV și racordare SEN(184.513mii€)

TOTAL DEVIZ GENERAL: 966.468 mii €

din care C + M: **563.948 mii €**

Execuția lucrărilor este prevăzută a se desfășura pe durata a 7 ani cu punerea în funcțiune în doua etape:

- etapa I cu PIF pentru 2 hidroagregate la sfârșitul anului 5;
- etapa a II-a cu PIF alte 2 hidroagregate la sfârșitul anului 7.

Planificarea valorica a lucrarilor pe ani de executie:

Anul	Etapa I					Etapa a II-a		Total
	1	2	3	4	5	6	7	
%	10	15	18	22	16	11	8	100
DG total (mii €)	115.098	172.647	207.177	253.216	184.157	126.608	92.079	1.150.981
DG fără stația de 400 kV și racordare SEN (mii €)	96.647	144.970	173.964	212.623	154.635	106.311	77.317	966.468

5.3. Comparație cost investiții în proiecte CHEAP

Costuri investitionale centrale cu acumulare prin pompaj pe plan mondial

Nr.	Nume proiect	Țara	Capacitate instalata	Cost inv. total	Cost/MW instalat	An PIF
		-	MW	Mii Euro	Mii Euro	-
1	Siah Bishe	Iran	1000	400.000	400	2013
2	Cisokan	Indonesia	1040	615.000	591	2018
3	Alqueva	Portugal	240	167.000	696	2012

4	Avce	Slovenia	185	120.000	649	2009
5	Feldsee	Austria	70,4	50.000	715	2009
6	Huizhou	China	2400	900.000	375	2011
7	Kopswerk 2	Austria	450	400.000	888	2008
8	Lima	Sud-Africa	1470	770.000	525	2015
10	Limberg 2	Austria	480	365.000	760	2011
11	Tehri	India	1000	368.000	368	2013
12	Xilongchi	China	1200	500.000	416	2009
13	Zhanghewan	China	1020	210.000	200	2009
14	Goldisthal	Germania	1060	600.000	566	2004
15	Yixing	China	1000	490.000	490	2008
16	Liyang	China	1500	900.000	600	2016
17	Nant de Drance	Elvetia	900	800.000	880	2016
18	Jixi	China	1800	900.000	500	2015
19	Grimsel 3	Elvetia	660	550.000	833	2016
20	Atdorf	Germania	1400	1.200.000	857	2018
21	Reisseck 2	Austria	430	335.000	779	2014
22	Dniester	Ucraina	2268	720.000	317	2012
23	Ingula	South-Africa	1350	600.000	444	2013
24	Tarnita (fara racord)	Romania	1000	1.000.000	1000	2025

5.4. Analiza opțiunilor

Având în vedere gradul mare de incertitudine privind evoluția cererii de energie electrică, a prețurilor combustibililor pe piața internațională, a cerințelor de mediu etc., în ”Studiul de soluție pentru încadrarea funcționării CHEAP în curba de sarcină în perspectiva dezvoltării SEN și dezvoltării unei piețe regionale de energie electrică” realizat ISPE-Bucuresti s-au analizat diferite scenarii de realizare, ținându-se seama de prognozele consumului de energie electrică pe termen lung. In final proiectul CHEAP Tarnita-Lapustesti are urmatorii parametrii hidroenergetici și constructivi ai amenajării:

Parametrul	U.M.	Valoarea
• NNR rezervor superior (ac. Lăpuștești)	mdM	1.086,00
• Nivel centru de greutate (ac. Lăpuștești)	mdM	1.071,00
• Nivel minim rezervor superior (ac. Lăpuștești)	mdM	1.053,50
• NNR rezervor inferior (ac. Tarnița)	mdM	521,50
• Nivel centru de greutate (ac. Tarnița)	mdM	518,00
• Nivel minim de exploatare energetic (ac. Tarnița)	mdM	514,00
• Volum rezervor superior (ac. Lăpuștești)	mil. m ³	10,00
• Cădere brută maximă (1086-514)	m	572,00
• Cădere brută medie (1086-521,50)	m	564,50
• Cădere brută minimă (1053,50-521,50)	m	532,00
• Debit maxim la turbinare	m ³ /s	4 x 53
• Debit maxim la pompare	m ³ /s	4 x 38
• Echipare: 4 grupuri reversibile pompă-turbină:		
- în regim de generator	MVA	4 x 280
- în regim de motor	MW	4 x 250
• Putere instalată	MW	1.000
• Ciclu de pompaj		săptămânal
• Energie produsă în regim de generator	GWh/an	1.649
• Energie consumată în regim de pompă	GWh/an	2.103
• Coeficient de transformare		0,78
• Reglaj secundar f/P	hMW	916.300

• Rezerva terțiară rapidă	hMW	4.108.650
• Serviciul de sistem consum dispecerizabil	hMW	2.352.000

Datorită manevrabilității ridicate și a posibilității de funcționare în pompare sau turbinare, această centrală hidroelectrică de acumulare prin pompaj asigură următoarele servicii pentru SEN:

- îmbunătățește regimul de funcționare al grupurilor mari din CNE Cernavodă și centralele termoelectrice de condensare pe combustibili fosili și cogenerare prin transferul de energie electrică de la gol la vârf;
- participă la reglajul frecvență-putere;
- asigură rezerva terțiară rapidă;
- asigură rezerva de avarie de scurtă durată;
- asigură condiții optime pentru funcționarea centralelor electrice eoliene etc.;
- furnizează putere reactivă și funcționarea în regim compensator asigurând respectarea standardelor de calitate a energiei electrice;
- îmbunătățește participarea SEN la piața unică de energie electrică, măbind gradul de siguranță pe ansamblu SEN,
- posibilitatea exploatării SEN în condiții tehnice și economice superioare.

Varianta propusă în cadrul studiului de fundamentare prevede execuția lucrărilor în 5 ani Analiza financiară s-a realizat pentru această variantă actualizată din punct de vedere tehnic și economic.

Determinarea parametrilor CHEAP și dimensionarea lacului Lăpușești s-a facut ținând seama de următoarele ipoteze:

- Funcționarea CHEAP ca centrală de vârf în cadrul SEN;
- Funcționarea pentru reglajul frecvență-putere cu $P_i = 1.000 \text{ MW}$;
- Funcționarea ca centrală de rezervă de avarie de scurtă durată;

- Ciclu de pompaj săptămânal, cu 2 zile nelucrătoare (lacul superior se umple complet, prin pompaj, în timpul zilelor de repaus și nopții de luni, urmând ca în zilele lucrătoare să se golească prin turbinare, la orele de vârf și să se umple parțial în orele de gol).

Ținând seama de încadrarea în curba de sarcină a CHEAP Tarnița–Lăpuștești (conf. Studiul ISPE) s-a realizat simularea planului de exploatare a unei săptămâni medii caracteristice (ce caracterizează un an mediu multianual), cu următorul mod de funcționare:

Numărul total de ore de pompare/turbinare pe săptămână este:

Numărul de ore de pompare:

- număr de ore de pompare cu 2 pompe/săptămână: 30 h;
- număr de ore de pompare cu 3 pompe/săptămână: 36 h;
- număr de ore de pompare cu 4 pompe/săptămână: 6 h;
- număr total de ore de pompare/săptămână: 72 h.

Numărul de ore de turbinare:

- număr de ore de turbinare cu 2 turbine/săptămână: 8 h;
- număr de ore de turbinare cu 3 turbine/săptămână: 40 h;
- număr total de ore de turbinare /săptămână: 48 h.

Ținând cont de aceste informații și de faptul că rezervorul superior trebuie să parcurgă un ciclul complet de umplere – golire pe parcursul unei săptămâni, au fost determinate energiile consumate și produse:

- energia pompată / săptămână 42,93 GWh;
- **total energie pompată / an 2.103,33 GWh;**
- energia produsă / săptămână 33,66 GWh;
- **total energie produsă / an 1.649,46 GWh.**

Parametrii hidroenergetici principali ai CHEAP Tarnița – Lăpuștești sunt:

- **Puterea instalată (Pi) 1.000 MW;**
- **Ciclul de pompaj săptămânal;**
- **Cantitatea de energie produsă în regim de generator 1.649.457 MWh/an;**
- **Cantitatea de energie consumată în regim de pompă 2.103.328 MWh/an;**
- **Coeficient de transformare 0,78%**

Volumul de servicii de sistem

Principalele caracteristici care au stat la baza estimării volumelor de servicii de sistem sunt:

- Puterea instalată pe grup în regim de turbină = 250,0 MW;
- Puterea instalată pe grup în regim de pompă = 250,0 MW;
- Banda de reglaj secundar pe grup (regim turbină) = 137,5 MW;
- Banda de rezervă terțiară rapidă pe grup (regim turbină) = 243,7 MW;
- Banda de consum dispecerizabil pe grup (regim pompă) = 250,0 MW;

Corelat cu programul de funcționare estimat, atât în regim de generator, cât și în regim de pompă, pe baza caracteristicilor tehnice s-a estimat volumul de servicii de sistem maxim disponibil, și anume:

- **Reglaj secundar f/P 916.300 hMW;**
- **Rezervă terțiară rapidă 4.108.650 hMW;**
- **Consum dispecerizabil* 2.352.000 hMW;**

Deoarece, conform prevederilor Codului Comercial și Codului Tehnic al RET, CHEAP poate furniza și serviciul de sistem „Consum dispecerizabil” pe lângă reglajul secundar și rezerva terțiară rapidă s-a făcut și estimarea acestui serviciu de sistem. (**Consum**

despecerizabil: loc de consum la care puterea consumată poate fi modificată la cererea Operatorului de Transport și de Sistem)

5.5. Ipotezele de lucru

Obiectivul analizei financiare este de a calcula performanțele financiare ale investiției propuse pe parcursul perioadei de referință și de a stabili cea mai bună structură de finanțare a acesteia. Analiza financiară reprezintă o metodologie de evaluare a proiectelor de investiții bazată pe venituri și cheltuieli. Rezultatele analizei sunt prezentate sub forma unor indicatori de performanță financiară a proiectului:

- raportul beneficiu -cost (B/C);
- venitul net actualizat (VNA);
- rata internă de rentabilitate (RIR).

Acești indicatori arată capacitatea veniturilor nete de acoperire a costurilor de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate. Stabilirea eficienței financiare a CHEAP s-a făcut pe baza metodelor recomandate de organele financiare internaționale și folosite pe plan mondial.

Metodologia folosită se bazează pe influența factorului timp asupra fluxurilor monetare prin intermediul ratelor de actualizare utilizate. Calculele s-au făcut pentru valori ale ratei de actualizare cuprinse între 3 ÷ 10 %.

Analiza financiară s-a realizat în următoarele variante, la nivelul anului 2018:

Ipoteza A: Valoarea totală a investiției=1.150.981 mii €

Ipoteza B: Valoarea investiției nu cuprinde stația de 400 kV și racordarea la SEN =966.468 mii €+33.532(majorari datorate inflatiei si costurilor diverse ulterioare anului 2014)=1.000.000 mii € estimativ

Ipoteze de calcul:

- valoarea estimata a investitiei– 1 miliard euro;
- investitie intr-o singura etapa;
- perioada contractului PPP – 30 ani din care 5 ani inchidere financiara, proiectare si executie;
- plata anuala de disponibilitate – 50 milioane euro;
- bonificatie pentru devansare termen de realizare – 100 milioane euro/an.
- prețul mediu de valorificare a energiei produse pe deficit – 61,0 €/MWh;
- prețul mediu de achiziție a energiei consumate pentru pompare pe excedent – 14,7 €/€/MWh;

Serviciile de sistem au fost evaluate conform tarifelor reglementate (Decizia ANRE 2014)și anume:

- pentru Reglajul secundar; 13,7 euro/hMW
- pentru Rezerva terțiară rapidă;6,8euro/hMW
- pentru Consumul dispecerizabil;6,8 euro/hMW (Loc de consum la care puterea consumată poate fi modificată la cerereaOperatorului de Transport și de Sistem)

Proгноza veniturilor (estimatii in baza preturilor actuale)

Serviciul de sistem	Pret minim	Pret maxim	Cantitate	Venit minim	Venit maxim
Reglaj secundar	13,7Euro/hMW	16 Euro/hMW	916.300	12.553.310	14.660.800

Reglaj terțiar rapid	6,8 Euro/hMW	8 Euro/hMW	4.108.650	27.938.820	32.869.200
Consum dispecerizabil	6,8 Euro/hMW	11 Euro/hMW	2.352.000	15.993.600	29.172.000
Producție de en. electrică	45 Euro/MWh	61 Euro/MWh	1.650.000	74.250.000	100.650.000
Consumul de en. electrică	14,7 Euro/MWh	25 Euro/MWh	2.103.000	(30.914.199)	(52.575.000)
Total venituri				130.735.730	177.352.000
Total cheltuieli				(30.914.199)	(52.575.000)
Total general				99.821.531	124.777.000

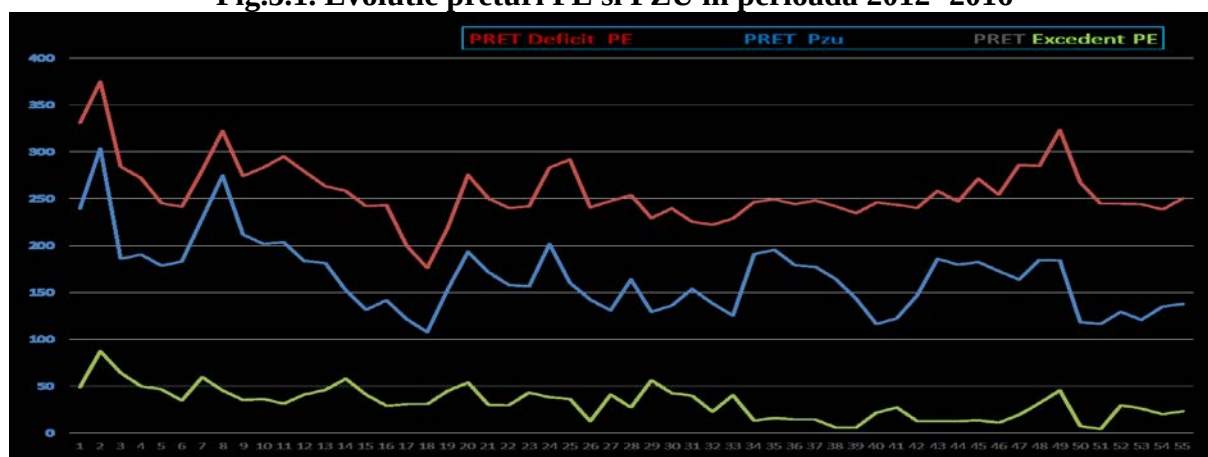
Model financiar de baza (estimatii orientative pentru evaluarea Debt vs Equity)

Variante	minim	maxim
Venit (GPI=gross possible income) minim/maxim	99.821.531	124.777.000
Cost O&M anual (0,7 % val investitie-recomandat in SF ISPH)	7000.000	7.000.000
NOI(net operating income) Venit-Cost O&M	92.821.531	117.717.000
Debt Coverage Ratio=DCR (dezirabil 1,4-1,5)	1,5	1,4
NOI: DCR=Annual Debt Service (ADS)	61.881.021	84.076.430
ADS:coeficient de recuperare imprumut ($K = 0,103$ pt 6% interest, 15 ani pay back) =Debt	600.076.650	816.276.005
Credit (posibil de imprumutat la banci)	cca 600.000.000	cca 816.000.000
NOI-ADS =cash flow before taxes -CFBT	30.940.510	33.641.570
11.CFBT: rate of return on equity-(RRE- desirabil 18%)	172.000.000	187.000.000
Total invest (Equity+ debt) estimare	772 mil.euro	1.003 mil. Euro

Din analiza modelului financiar prezentat se observa foarte clar ca la un maxim estimativ de venituri (124.777.000) in conditiile unui DCR de 1,4 se poate obtine un imprumut bancar de cca.820.000.000 Euro in conditiile unui imprumut pe 15 ani cu 6% dobanda, adica cca 80% din investitie.

Valoarea Equity e de cca 187.-200 mil Euro, ceea ce inseamna cca 18-20 % din investitie si care asigura un Return of Equity anual de 18%, de 3-4 ori mai mare decat dobanda bancara.

Fig.5.1. Evolutie preturi PE si PZU in perioada 2012 -2016



(studiu Giga Energy 2017)

6. Studii și analize cu privire la modul de realizare al proiectului

6.1. Diferențe între PPP și achiziția publică tradițională

6.1.1. Contextul actual

Pentru a stabili meritele relative ale metodelor alternative ale dezvoltării și finanțării proiectului, metoda abordată, în cadrul studiului de fundamentare, s-a bazat pe compararea costurilor dezvoltării proiectului, în cazul unui mecanism PPP versus costurile dezvoltării proiectului, în ipoteza achizițiilor publice tradiționale.

Cu privire la potențiala finanțare a proiectului, în cadrul POIM 2014-2020 sau în cadrul altor programe cu finanțare comunitară, contextul pe termen mediu, actual și previzionat, este următorul:

- Proiectul este generator de venituri financiare. Rezultatele analizei financiare (a se vedea secțiunile următoare) arată faptul că rentabilitatea financiară, a capitalului total, este pozitivă prin urmare, rata deficitului de finanțare ar fi una ridicată, ceea ce ar presupune o pondere ridicată a contribuției publice (co-finanțare). Toate aceste aspecte fac improbabilă accesarea de finanțare nerambursabilă, pentru proiectul de față, având în vedere caracteristicile prezentate în studiul de față.
- Luând în considerare urmatorul program operațional (2021-2027) și distribuția anvelopei financiare, în domeniul energetic este improbabilă finanțarea integrală a proiectului în aceste ipoteze, considerând valoarea ridicată a costului de capital, precum și particularitățile proiectului (rentabilitatea financiară pozitivă).
- Așadar, proiectele care nu sunt pasibile de finanțare, din fonduri europene nerambursabile și care sunt asumate de către statul român ca fiind prioritare, nu își pot găsi posibilitatea de implementare decât prin două modalități, după cum urmează: finanțare de la bugetul de stat sau parteneriat public privat.

Prin urmare, având în vedere constrângerile identificate, au fost stabilite doar două modalități posibile de finanțare a implementării proiectului, și anume:

- 1) procedura de achiziție publică, pentru servicii de proiectare și lucrări de execuție, pentru finalizarea lucrărilor deja începute și ulterior, după finalizare, a unor contracte de întreținere și operare cu finanțare de la bugetul de stat;

procedura de servicii de proiectare și lucrări de execuție pentru finalizarea lucrărilor în regim de parteneriat public privat, parteneriat în baza căruia partenerul privat, ulterior finalizării lucrărilor de construcție rămase de executat, să opereze activele CHEAP.

Analizând varianta procedurii de achiziție publică tradițională, pentru servicii de proiectare și lucrări de execuție, constatăm că angajarea unor astfel de cheltuieli de la bugetul de stat, ne aduce în situația în care presiunea pe buget și deficitul bugetar, să crească la o dimensiune prea mare comparativ cu angajamentele României în fața Uniunii Europene. Așadar această alternativă, deși există în fapt, nu este decât o pseudo-alternativă, luată în calcul pentru a ne conforma legislației în vigoare.

Referitor la parteneriatul public privat, luând în considerare cele de mai sus, privitoare la presiunea bugetară și deficitul bugetar, am luat în calcul (conform Ordonanței de urgență nr. 39/2018, privind parteneriatul public-privat) următoarele:

Art. 10. -

Finanțarea investițiilor, care se realizează în cadrul contractelor de parteneriat public-privat, se poate asigura după caz:

a) integral, din resurse financiare asigurate de partenerul privat;
sau

b) din resurse financiare asigurate de partenerul privat, împreună cu partenerul public.

Dar, toate acestea, având în vedere deficitul bugetar, care este afectat de plățile de disponibilitate (conform Ordonanței de urgență nr. 39/2018, privind parteneriatul public-privat).

Art. 14. -

(1) Prin contractul de parteneriat public-privat, partenerul public va putea transmite sau constitui, în favoarea societății de proiect, dreptul de a colecta și utiliza pentru derularea proiectului tarife de la beneficiarii bunului/bunurilor sau serviciului public, ce formează obiectul contractului de parteneriat public-privat. Tipurile de tarife și nivelul acestora se reglementează în condițiile legii.

(2) Veniturile proiectului, rezultate din colectarea tarifelor de către societatea de proiect, se completează cu obligațiile de plată ale partenerului public, către societatea de proiect sau partenerul privat, după caz, conform prevederilor contractului de parteneriat public-privat.

Veniturile proiectului rezultate din colectarea tarifelor, vor fi completate cu obligații de plată ale partenerului public, astfel încât să se asigure un profit rezonabil la nivelul Partenerului Privat.

Pentru ca investitorul, conform Ordonanței de urgență nr. 39/2018, să poată să se asigure de un profit rezonabil și pentru ca tarifele aferente taxei să fie rezonabile și suportabile, s-a prevăzut o durată de contract de 25 de ani, din care operare 20 de ani.

Art. 33. -

(1) Durata contractului de parteneriat public-privat se stabilește, în principal, în funcție de perioada de amortizare a investițiilor, ce urmează să fie realizate de către societatea de proiect și în funcție de modalitatea de finanțare a acestor investiții.

(2) Stabilirea duratei se va face astfel încât:

a) să se evite restricționarea artificială a concurenței;

b) să se asigure un profit rezonabil pentru domeniul respectiv, ca urmare a exploatării bunului/bunurilor și operării serviciului public, ce formează obiectul proiectului;

c) să se asigure un nivel rezonabil și suportabil al prețurilor, pentru serviciile ce formează obiectul proiectului, ce urmează să fie plătite de către beneficiarii serviciilor.

Alegerea uneia sau alteia dintre cele două opțiuni, se realizează pe baza unei analize (studiu de fundamentare) din care rezultă dacă realizarea proiectului în regim de PPP, din punct de vedere economic, este mai eficientă sau nu, decât realizarea proiectului în regim de achiziție publică clasică.

Următoarele secțiuni prezintă diferențele dintre cele două opțiuni de achiziție, precum și o scurtă trecere în revistă a metodologiei utilizate, conform standardelor internaționale, privind determinarea oportunității de realizare a unui proiect în regim de PPP, denumită în mod curent analiza „Value for Money” (analiza privind beneficiile economico-financiare), din cadrul studiilor anterioare și a celor realizate cu ocazia prezentului studiu de fundamentare.

6.1.2. Modalitatea tradițională de achiziție publică

În domeniul infrastructurii, în funcție de infrastructura specifică, pe care o autoritate publică intenționează să o construiască/reabiliteze, autoritatea publică trebuie să aibă în vedere

Hotărârea nr. 1/ 2018 pentru aprobarea condițiilor generale și specifice, pentru anumite categorii de contracte de achiziție, aferente obiectivelor de investiții finanțate din fonduri publice.

Implementarea se poate realiza prin două modalități:

- 1) O singură procedură de achiziție publică – lansare procedură de achiziție publică, pentru servicii de proiectare, proiect tehnic de execuție și lucrări de execuție.
- 2) Două proceduri de achiziție publică – lansare procedură de achiziție publică, pentru servicii de proiectare, proiect tehnic de execuție urmată de lansare procedură de achiziție publică, lucrări de execuție, în baza proiectului tehnic de execuție.

Cea de-a doua variantă oferă însă cea mai îndepărtată perspectivă la nivel de implementare vis-a-vis de necesitatea stringentă la implementare, necesitate inclusiv cu respectarea angajamentelor la nivel de perioadă de implementare față de Uniunea Europeană.

Pentru proiectul de construire a CHEAP Tarnița-Lăpușești, în cazul modalității tradiționale (în regim de achiziție publică), comparația s-a realizat prin raportare la condițiile de contract conform Hotărârea nr. 1/2018 pentru aprobarea condițiilor generale și specifice pentru anumite categorii de contracte de achiziție aferente obiectivelor de investiții finanțate din fonduri publice pentru proiectare și construcție. Această modalitate este în același timp și cea mai apropiată structurii de PPP (dat fiind că riscul de proiectare este preluat în ambele scenarii de către contractant) și este utilizată cu caracter general de către Ministerul Energiei în procedurile de achiziții pentru proiectare și construcție de infrastructură energetică, aferente în principal lucrărilor mari de infrastructură mult întârziate la implementare.

a) Etapa de proiectare și construcție

- o mai multe contracte de proiectare și construcție ar fi atribuite prin licitație pentru diverse componente ale investiției, în funcție de bugetul alocat pentru proiect;
- o având în vedere baza de date istorice, perioada de la lansare până la atribuire durează aproximativ 12 luni
- o preț fix nominal pentru perioada planificată de proiectare și construcție, dar numai pentru etapa de construcție planificată inițial;
- o procedurile de atribuire a contractelor de achiziție publică se demarează în funcție de asigurarea sursei de finanțare. În acest caz este vorba de bugetul de stat;
- o plățile se efectuează în funcție de progresul lucrărilor, așadar implică necesitatea unor fonduri publice suficiente pentru derularea etapei de proiectare și construcție, ceea ce ar putea conduce la limitarea disponibilității fondurilor pentru lucrări necesare în cadrul altor proiecte publice; pe scurt avem presiune pe buget și pe deficitul bugetar într-o perioadă de timp complicată relativ la respectarea angajamentelor față de Comisia Europeană, inclusiv la nivel de deficit bugetar;
- o spre deosebire de varianta în regim PPP, riscurile aferente interfaței existente între diversele părți implicate în proiect sunt suportate de către autoritatea contractantă.
- o nu există un interes al Constructorului pentru realizarea unor lucrări durabile, ușor și optim de întreținut sub aspect al costurilor.

b) Etapa de întreținere și operare

- o lucrările de întreținere și operare ar urma să fie achiziționate separat de lucrările pentru etapa de construcție/ în regie proprie în funcție de bugetul alocat anual și nu neapărat după criterii de performanță;
- o în cazul lucrărilor de întreținere și operare în baza achiziționării acestor servicii și lucrări intervine procedura de achiziție publică care poate conduce la decalări și întârzieri în realizarea acestora. Nu se are în vedere o strategie pe termen lung corelată cu partea de proiectare inițială.
- o după caz, plățile se efectuează în funcție de progresul lucrărilor sau sunt cuprinse în bugetul ME în cazul lucrărilor în regie proprie; cu toate că decizia privind realizarea altor investiții și concepția lor (cu privire la obiect, calendar, specificații tehnice)

rămâne a autorității contractante, este posibil ca întreținerea să nu se realizeze pe baza unor considerente de optimizare din punct de vedere tehnic, ci pe considerente legate de prioritizarea utilizării fondurilor disponibile, în cazul în care ar exista proiecte cu nevoi de investiții imediate sau mai ridicate.

c) Finanțare

- o sursa de finanțare a costurilor ar fi bugetul de stat și, deci, în ultimă instanță, orice credit este contractat la nivel de stat, costurile fiind înregistrate imediat în bilanțul sectorului public, contribuind astfel la creșterea deficitului bugetar;
- o nevoi ridicate de finanțare pentru autoritatea contractantă, în special în etapa de realizare a investiției propriu-zise;
- o pentru realizarea plăților privind lucrările de construcție, activitățile de întreținere etc., autoritatea contractantă are nevoie de un nivel ridicat de împrumut, rezultând un nivel crescut al gradului de îndatorare pentru Guvernul României; pe de altă parte, într-o abordare a proiectului în regim PPP, necesarul de plată este defalcat în tranșe periodice distribuite pe parcursul etapei de exploatare conform contractului PPP, deci numai după începerea exploatarei CHEAP, este direct dependent de performanța partenerului privat care se reflectă în nivelul serviciilor către utilizatori.

6.1.3. Parteneriat Public-Privat

Conform Ordonanței de urgență nr. 39/2018 privind parteneriatul public-privat „Mecanismul parteneriatului public-privat este caracterizat de următoarele elemente principale:”

a) „cooperarea dintre partenerul public și partenerul privat, în vederea implementării unui proiect public;”

Ministerul Energiei pune la dispoziție un proiect deja demarat și un amplasament bine stabilit pentru execuția lucrărilor. Proiectul și lucrările de execuție se vor realiza conform prevederilor legislației și reglementărilor tehnice valabile în România. Pe durata contractului veniturile din vânzarea de energie electrică și participația partenerului public vor reprezenta singurele venituri din care partenerul privat va recupera investiția și va realiza profitul.

Se va asigura permanent că partenerul privat, pe durata de operare aferentă contractului, va menține producția de energie electrică în anumiți parametri, în baza definirii unor criterii de performanță stabilite prin contract.

b) „durata relativ lungă de derulare a raporturilor contractuale, de peste 5 ani, care să permită partenerului privat recuperarea investiției și realizarea unui profit rezonabil;”

Durata contractuală propusă de 25 de ani. Această etapă va fi precedată de etapa 2-a astfel încât se va ține cont de perioada de timp, perioada de amortizare a lucrărilor estimată la aproximativ 50 de ani, conform Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare a mijloacelor fixe din 30.11.2004, aprobat de Guvernul României prin Hotărâre nr. 2139/2004 din 30 noiembrie 2004. Se permite în acest fel indubital un profit pentru partenerul privat, profit care este pe măsura riscurilor asumate.

c) finanțarea proiectului, în principal din fonduri private și, după caz, prin punerea în comun a fondurilor private cu fonduri publice;

Finanțarea proiectului, în principal prin fonduri private, deoarece la ora actuală nu există o altă formă de finanțare. Această nevoie de finanțare apare ca urmare a unei necesități stringente de realizare a unei noi CHEAP, practic cererea neîntâlnindu-se cu disponibilitatea de finanțare a proiectului prin fonduri europene nerambursabile sau bugetul de stat.

d) „atingerea scopului urmărit de partenerul public și partenerul privat

Partenerul public trebuie să realizeze această CHEAP în mod imperativ și nu o poate face astăzi decât prin partenerul privat. Partenerul privat prin durata contractuală mare își va atinge dezideratul său în ceea ce privește realizarea profitului.

e) distribuirea riscurilor între partenerul public și partenerul privat, în funcție de capacitatea fiecărei părți contractante de a evalua, gestiona și controla un anumit risc.

Prin studiul de fundamentare se propune o matrice a riscurilor, matrice care se va discuta în amănunt pe perioada dialogului competitiv cu cei înscriși la dialog.

În situația contractului PPP, partenerul privat are obligația de a asigura construirea și finanțarea proiectului din resurse proprii (minim 75%), fără implicarea directă a autorității publice. Întrucât analiza datelor curente indică faptul că veniturile din producția de energie electrică vor fi suficiente pentru a acoperi toate costurile de capital, de finanțare și de întreținere, nu va trebui să existe o plată de contribuție la amortizare asigurată de către Guvern.

Cu toate acestea, compania de proiect/partenerul privat care furnizează serviciul va genera profituri pentru distribuirea către furnizorii de capitaluri proprii și va genera astfel un flux de numerar înapoi către autoritatea publică sub forma impozitelor pe venit. Deși există în mod clar alte efecte potențiale asupra colectării impozitelor în întreaga economie care rezultă din proiect, s-a presupus că acestea sunt în general comune celor două metode de achiziție și, prin urmare, nu generează diferențe între cele două.

Modelul compară fluxurile de numerar nete în cazul PSC și, în cazul PPP, exprimate în total NPV din totalul fluxurilor de numerar, pentru fiecare categorie de costuri.

Deci diferențele semnificative între achiziția în regim de PPP și metoda tradițională de achiziții publice constau în:

- o responsabilitatea pentru lucrările de întreținere și operare o poartă aceeași companie care este responsabilă pentru proiectare și construcție, fapt ce duce la optimizarea acestor două activități în cadrul ciclului de viață al proiectului;
- o partenerul privat este o companie de proiect (denumită în literatura de specialitate „Special Purpose Vehicle” - SPV sau „Vehicul cu Scop Special” - VSS) al cărei obiectiv este de a îndeplini obligațiile care decurg din contract;
- o finanțarea acestei companii este una de tip non-recurs sau recurs limitat și se bazează exclusiv pe fluxurile de numerar viitoare estimate care vor fi obținute din activitatea derulată de această companie pentru scopul unic al implementării contractului și utilizate pentru rambursarea fondurilor puse la dispoziție (capital propriu și împrumutul contractat);
- o implicarea acționarilor companiei de proiect este în general limitată la finanțarea companiei de proiect prin contribuții la capitalul social și împrumuturi ale acționarilor;
- o activitățile concrete de proiectare, construcție, operare și întreținere se realizează de către subcontractanți, afiliați ai companiei de proiect, care constituie garanții de bună execuție în favoarea companiei de proiect;
- o plățile către partenerul privat se realizează exclusiv în baza și în funcție de disponibilitatea și calitatea serviciilor prestate în perioada contractuală, calitatea construcției fiind astfel asigurată pe baza interesului comercial; în consecință, la semnarea contractului PPP costurile de operare și întreținere a CHEAP sunt cunoscute, spre deosebire de procedura tradițională de achiziție publică, unde deciziile privind realizarea activităților de operare și întreținere se iau la momente viitoare de timp, când infrastructura va fi fost deja realizată, rezultând astfel o predictibilitate a costurilor mult mai ridicată în cazul unui PPP decât al unui proiect realizat în sistem de achiziție clasică;

- o majoritatea riscurilor sunt alocate partenerului privat, regula fiind că partenerul public suportă exclusiv riscurile alocate în mod expres acesteia prin contract.
- o comparativ cu procesul de achiziție tradițională, costurile de finanțare ale partenerului privat sunt mai ridicate în cazul unui proiect de PPP; pe de altă parte, în mod corespunzător, achiziția serviciilor de producție a energiei electrice în sistem PPP față de achiziția unor contracte distincte de producție și furnizare a energiei electrice (defalcat prin construirea mai multor CHEAP cu puteri mai mici) conduce la un nivel ridicat de transfer al riscurilor către partenerul privat și la economii pentru acesta, fapt ce se poate traduce în licitarea unor prețuri competitive pentru autoritatea contractantă cât și în existența stimulentele corespunzătoare ale partenerului privat de a derula contractul în termenele contractuale și în costurile stabilite (în caz contrar fiindu-i afectată capacitatea de rambursare a împrumutului ca urmare a lipsei de venituri, proiectul neintrând în etapa de exploatare la termenele stabilite cu autoritatea contractantă și finanțatori), beneficiile economico- sociale urmărite putând fi astfel și atinse.
- o având în vedere accentul pus asupra performanței partenerului privat de a furniza servicii pe tot parcursul etapei operaționale a proiectului, conform naturii contractelor de PPP, atenția acordată utilizatorului final al investiției este esențială.

Dincolo de aceste diferențe, stabilirea avantajelor în favoarea uneia sau alteia dintre cele două opțiuni se realizează prin intermediul unei analize economico-financiare, consacrate în literatura de specialitate drept „Value for Money” (capitolul 5.3.).

6.2. Eficiența economică a proiectului prin prezentarea unei analize cost – beneficiu

6.2.1. Abordare generală

Prin analiza economică se urmărește estimarea impactului și a contribuției proiectului la creșterea economică la nivel regional și național. Aceasta este realizată din perspectiva întregii societăți (municipiu, regiune sau țară), nu numai din punctul de vedere al proprietarului infrastructurii. Proiectul este unul cu impact național și chiar transfrontalier.

Analiza financiară este considerată drept punct de pornire pentru realizarea analizei socio-economice. În vederea determinării indicatorilor socio-economici trebuie realizate anumite ajustări pentru variabilele utilizate în cadrul analizei financiare.

Principalele recomandări privind analiza armonizată a proiectelor de producere a energiei electrice se referă la următoarele elemente:

- o Elemente generale: tehnici de evaluare, transferul beneficiilor, tratarea impactului necuantificabil, actualizare și transfer de capital, criterii de decizie, perioada de analiză a proiectelor, evaluarea riscului viitor și a sensibilității, costul marginal al fondurilor publice, surplusul de valoare al consumatorilor de energie electrică, tratarea efectelor socio-economice indirecte;
- o Costuri de mediu;
- o Costurile și impactul indirect al investiției de capital (inclusiv costurile de capital pentru implementarea proiectului, costurile de întreținere, operare și administrare, valoarea reziduală).

6.2.2. Orizontul de analiză (perioada de referință)

Prin perioada de referință se înțelege numărul maxim de ani pentru care se fac prognoze în cadrul analizei economico-financiare. Prognozele privind evoluțiile viitoare ale proiectului trebuie să fie formulate pentru o perioadă corespunzătoare în raport cu durata pentru care proiectul este util din punct de vedere economic. Alegerea perioadei de referință poate avea un efect extrem de important asupra indicatorilor financiari și economici ai proiectului.

Concret, alegerea perioadei de referință afectează calcularea indicatorilor principali ai analizei cost-beneficiu și poate afecta, de asemenea, determinarea ratei de cofinanțare (în cazul proiectelor cu finanțare comunitară). Pentru majoritatea proiectelor de infrastructură, perioada de referință este de cel puțin 20 de ani, iar pentru investițiile productive este de aproximativ 10 ani.

Durata medie de viață a CHEAP este de cel puțin 50 de ani.

Prin urmare, pentru a surprinde într-un mod cât mai relevant impactul socio-economic al implementării proiectului, analiza economică va fi efectuată pe un orizont de perspectivă de 50 de ani, care include perioada de implementare a proiectului (7 ani).

În schimb, analizele de profitabilitate financiară a proiectului vor fi realizate pe o perioadă de 32 de ani, ceea ce include aceeași perioadă de implementare a investiției (7 ani).

6.2.3. Ipoteze de bază

Scopul principal al analizei economice este de a evalua dacă beneficiile proiectului depășesc costurile acestuia și dacă merită să fie promovat. Analiza este elaborată din perspectiva întregii societăți nu numai din punctul de vedere al beneficiarilor proiectului, iar pentru a putea cuprinde întreaga varietate de efecte economice, analiza include elemente cu valoare monetară directă, precum costurile de construcție și întreținere și economiile din costurile de operare ale navelor și ale vehiculelor, precum și elemente fără valoare de piață directă, precum creșterea notorietății zonei, fapt ce ar putea să atragă și alți investitori în viitor și impactul de mediu.

Toate efectele sunt cuantificate financiar (adică primesc o valoare monetară) pentru a permite realizarea unei comparări consistente a costurilor și beneficiilor în cadrul proiectului și apoi sunt adunate pentru a determina beneficiile nete ale acestuia. Astfel, se poate determina dacă proiectul este dezirabil și merită să fie implementat. Cu toate acestea, este important de acceptat faptul că nu toate efectele proiectului pot fi cuantificate financiar, cu alte cuvinte nu tuturor efectelor socio-economice li se pot atribui o valoare monetară.

Anul 2018 este luat ca bază fiind anul întocmirii analizei cost-beneficiu. Prin urmare, toate costurile și beneficiile sunt actualizate prin prisma prețurilor reale din anul 2018.

Perioada de referință folosită este de 50 de ani. Aceste ipoteze au fost de asemenea adoptate în conformitate cu normele europene așa cum sunt descrise în ‘Guide to cost-benefit analysis of investment projects’ – “Evaluation Unit - DG Regional Policy”, Comisia Europeană.

Ca indicator de performanță a lucrărilor de modernizare s-au folosit Valoarea Actualizată Netă (beneficiile actualizate minus costurile actualizate) și Gradul de Rentabilitate (rata beneficiu/cost). Acesta din urmă exprimă beneficiile actualizate raportate la unitatea monetară de capital investit. În final, rezultatele sunt exprimate și sub forma Ratei Interne de Rentabilitate: rata de actualizare pentru care Valoarea Netă Actualizată ar fi zero.

▪ Rata Internă de Rentabilitate Economică

Calculul Ratei Interne de Rentabilitate a Proiectului (EIRR) se bazează pe ipotezele:

- o Toate beneficiile și costurile incrementale sunt exprimate în prețuri reale 2018, în Euro;
- o EIRR este calculată pentru o durată de 50 ani a Proiectului. Aceasta include perioada de investiție (primii șapte ani, notați convențional cu anii 0-6), precum și perioada de exploatare, până în anul 50 (anul efectiv 2067);
- o Viabilitatea economică a Proiectului se evaluează prin compararea EIRR cu Costul Economic real de Oportunitate al Capitalului (EOCC). Valoarea EOCC utilizată în analiză este 5,5%. Prin urmare, Proiectul este considerat fezabil economic, dacă EIRR este mai mare sau egală cu 5,5%, condiție ce corespunde cu obținerea unui raport beneficii/costuri supraunitar.

▪ **Eșalonarea Investiției**

Eșalonarea investiției s-a presupus a se derula pe o perioadă de cinci ani, pentru anii de analiză 0-6, conform Calendarului Proiectului.

▪ **Beneficiile economice**

Au fost considerate pentru analiza socio-economică, doar o parte din componentele monetare care au influență directă. Pentru determinarea acestor beneficii s-a aplicat același concept de analiză incrementală, respectiv se estimează beneficiile în cazul diferenței între cazul “cu proiect” și “fără proiect”.

Impactul socio-economic dorit a se obține prin implementare este legat de îmbunătățirea accesului la resursele și serviciile comunității, dar și în ceea ce privește efectele pozitive directe asupra utilizatorilor și a comunității.

Indicatorii folosiți pentru estimarea abilității proiectului de a realiza aceste obiective sunt:

- o populația deservită precum și furnizorii de energie electrică;
- o impactul direct asupra utilizatorilor, sub forma reducerii costului generalizat;
- o impactul (pozitiv) asupra dezvoltării locale și regionale;
- o creșterea oportunităților de angajare în zona de influență a proiectului;
- o gradul de acceptabilitate de către populație;
- o indicatorii de rentabilitate economică;
- o alți factori pozitivi dificil de identificat sau de cuantificat.

Tabelul următor prezintă ipotezele de bază ale analizei economice, costurile și beneficiile cuantificate, precum și indicatorii de rezultat, de apreciere a eficienței economice a proiectului.

Tabel 6-1. Ipotezele de bază, măsurile cuantificate și indicatorii de rezultat ai analizei economice

Categorie	Indicator	Descriere
Ipoteze de bază		
Rata de actualizare economică	EOCC	5,5%
Anul de actualizare a costurilor	2018	
Anul de bază al costurilor	2018	
Perioada de analiză, din care	50 ani	
Construcție	5 ani	2019-2025

Categorie	Indicator	Descriere
Operare	43 ani	2025-2068
Rata de schimb	Lei/Euro	4,66
Costuri economice	CapEx	Costul de investiție
	OpEx	Costuri de întreținere și operare
Beneficii economice cuantificate		Beneficii din reducerea efectelor negativa asupra mediului
		Beneficii din producerea și furnizarea de energie electrică
		Beneficii din evitarea pagubelor produse de inundații
		Beneficii din crearea de locuri de muncă temporare și permanente
		Beneficii din turism
		Beneficii din creșterea veniturilor bugetare
Indicatori de rezultat	EIRR	Rata Interna de Rentabilitate Economică
	ENPV	Valoarea Netă Prezentă Economică
	BCR	Raportul Beneficii/Costuri

6.2.4. Cuantificarea beneficiilor economice

Analiza Economică evaluează fezabilitatea economică a proiectului, pe baza beneficiilor socio-economice generate la nivel regional și național.

Având în vedere complexitatea și magnitudinea proiectului de investiții, identificarea și monetizarea beneficiilor economice induse este un proces complex și dificil.

Vor fi evaluate următoarele categorii de beneficii socio-economice induse:

- o Beneficii sociale
- o Beneficii din activități induse

Sinteza beneficiilor sociale ce vor fi monetizate este prezentată în continuare:

Tabel 6-2. Beneficii economice cuantificate

A. Beneficii sociale	B. Beneficii din activități induse
A.1 Beneficii din reducerea efectelor negative asupra mediului	B.1 Beneficii din creșterea notorietății zonei
A.2 Beneficii din crearea de locuri de muncă temporare și permanente	B.2 Beneficii din creșterea veniturilor bugetare

▪ Doar o parte din beneficiile economice sociale pot fi cuantificate (monetizate). Acestea sunt :

- o Beneficii din crearea de locuri de muncă temporare și permanente
- o Beneficii din creșterea veniturilor bugetare

▪ A. Evaluarea beneficiilor sociale

Proгноza beneficiilor din crearea de locuri de muncă temporare și permanente

Impactul va fi la nivel regional și național. Este dificil a oferi o estimare exactă a efectelor pozitive generate asupra gradului de ocupare al forței de muncă.

Pentru a evita supraevaluarea acestei categorii de beneficii, vor fi evaluate strict numărul de locuri de muncă generate la nivelul Administratorului și al Constructorului.

Astfel, pentru soluția tehnică recomandată (construcția CHEAP), se estimează :

- o În faza de execuție: 5000 locuri de muncă * 7500 lei salariul brut
- o În faza de operare: 300 locuri de muncă * 7500 lei salariul brut (la nivelul anului 2019, conform previziunilor CNP)

Structura locurilor de muncă ocupate este următoarea:

- o În faza de execuție: muncitori calificați, personal tehnico-economico-administrativ și de supraveghere
- o În faza de operare: muncitori calificați pentru întreținere și exploatare, tehnicieni, ingineri, contabili, biologi

Valoarea totală neactualizată a beneficiilor din generarea de locuri de muncă este 57,1 milioane de euro în primii șapte ani la care se adaugă 12,1 milioane de euro în anii de exploatare.

▪ **B. Evaluarea beneficiilor din activități induse**

Apariția CHEAP Târnița-Lăpușești va avea un impact major asupra activităților economice din zona de influență. Se apreciază că impacturile vor fi la nivel local, regional, național dar și european.

Doar o parte din beneficiile economice din activitățile induse pot fi cuantificate (monetizate).

Proгноza beneficiilor din taxarea veniturilor

Veniturile directe evaluate în cadrul analizei financiare vor fi supuse taxării directe. Astfel, veniturile la nivelul Bugetului de Stat vor crește. Coeficientul de impunere este evaluat la 32% (compus din TVA, impozit pe profit, impozit pe cifra de afaceri, alte taxe). Valoarea totală actualizată a acestor beneficii economice este cuprinsă între 500 și 605 milioane Euro, în funcție de prețurile la care va fi vândută energia electrică produsă.

Sinteza beneficiilor socio-economice, evaluate în cadrul analizei cost-beneficiu, este prezentată în continuare. Ponderea majoră este deținută de beneficiile din generarea de locuri de muncă, de beneficiile din reducerea efectelor negative asupra mediului precum și de beneficiile din creșterea veniturilor la nivelul Bugetului de Stat.

6.2.5. Analiza beneficiilor socio-economice induse nemonetizate

Această secțiune analizează datele existente în termeni de beneficii directe și indirecte sociale și de mediu asociate producerii și furnizării de energie electrică, care nu au fost evaluate în secțiunea anterioară. Acoperirea datelor, existente pentru această secțiune este deficitară. Impacturile economice sunt calculate în general din măsurile investițiilor în infrastructură, facilități și activități asociate afacerilor.

Beneficii formale directe

Câteva dintre afacerile legate de producția și furnizarea energiei electrice sunt evidente. Acestea includ furnizorii/dealer-ii și consumatorii direcți de energie electrică. Alte beneficii sunt mai puțin evidente, de exemplu poate fi îmbunătățit iluminatul public în acea regiune, deoarece energie electrică este echiziționată la un preț mult mai accesibil. Acestea nu sunt amplasate în directă învecinătate a CHEAP însă profită în mod direct de pe urma activităților generate de către CHEAP. Impacturile directe (beneficii) includ runda inițială de cheltuieli și angajări generate de sectoarele de activitate legate direct de CHEAP. Impacturile directe nu conțin efectul multiplicator; cu alte cuvinte ele nu includ nici o altă „rundă” adițională de cheltuieli în economie. Aceste date tind să fie cele mai robuste.

Beneficii formale indirecte

Toate afacerile care se află în regiunea construcției CHEAP sunt consumatoare de energie electrică. O dată cu o mai bună deservire a zonei, numărul acestora poate crește. Acestea includ business-uri care furnizează bunuri și servicii firmelor amplasate lângă regiunea unde se construiește CHEAP. Activitatea economică este generată și de acele afaceri ale căror afaceri sunt indirect legate de existența și funcționarea CHEAP (precum mâncare, îmbrăcăminte, adăpost, combustibil, etc) către oamenii care sunt implicați direct în activitățile și afacerile legate de exploatarea CHEAP. Aceste activități de afaceri sunt legate de operarea CHEAP și contribuie la economia locală prin generarea de vânzări, venituri personale și prin crearea de noi locuri de muncă. Vânzările generate de afacerile legate de exploatarea CHEAP creează cheltuieli adiționale de alte business-uri și/sau gospodării în economie, deci beneficiile economice sunt multiplicare. Aceste runde de cheltuieli (impacturi economice) sunt măsurate ca directe, indirecte și vânzări induse ale afacerilor, venituri personale și generarea de noi locuri de muncă în economia locală.

Beneficiile economice indirecte pot fi substanțiale. Nu este de neglijat nici potențialul important de dezvoltare a segmentului rezidențial, prin construcția de locuințe private sau în regim hotelier (pensiuni).

Date despre beneficiile indirecte și cele induse sunt în general lipsite de acuratețe, mai puțin robuste decât cele extrase pentru beneficiile directe. Cele mai multe date extrase provin din analiza investițiilor locale specifice, cu folosirea inconsistentă a multiplicatorilor și niște evidențe de numărări multiple. Fără niște date exacte legate de rezultatele acestor activități, nu este posibil să se însumeze acești indicatori pentru a produce niște scheme la o scară mai largă. Oricum, trendul este clar și indică beneficii substanțiale, cu raporturi investiții-beneficii de 1:10 sau mai mari.

Efectul Multiplicator

Efectul multiplicator generat de implementarea proiectului poate fi asimilat următoarelor variabile:

- o Creșterea economică durabilă indusă de către implementarea Proiectului;
- o Beneficiile exogene apărute ca urmare a îmbunătățirii condițiilor sociale în zona de influență a Proiectului
- o Alți factori care sunt greu de cuantificat și de identificat.

6.2.6. Calculul indicatorilor de performanță economică ai proiectului

În ceea ce privește aprecierea rentabilității economice a investiției, au fost calculați, pentru o rată economică de actualizare a capitalului de 5,5% (rata de actualizare), următorii indicatorii de eficiență economică:

- o Rata Internă de Rentabilitate Economică (EIRR)
- o Valoarea Netă Actualizată Economică (ENPV)
- o Raportul Beneficii/Costuri (BCR).

S-au calculat două scenarii, unul pentru situația în care producția de energie electrică produsă (respectiv consumată) va fi vândută (respectiv cumpărată) la prețurile minime de pe piață și unul pentru situația în care energia electrică produsă va fi vândută la prețurile maxime de pe piață.

Tabel 6-3. Indicatorii de rentabilitate economică ai proiectului

Principalii parametri și indicatori	Valori pentru prețuri minime	Valori pentru prețuri maxime
Rata socială de actualizare (%)	5,5%	5,5%
Rata internă de rentabilitate economică (EIRR)	19.97%	22.09%
Valoare actualizată netă economică (ENPV)	1.55 miliarde euro	1.89 miliarde euro
Raporturi beneficii-costuri (BCR)	2.82	3.22

Analiza economică a proiectului arată oportunitatea investiției, ENPV fiind pozitiv, dar și efectul benefic al acesteia asupra economiei locale, superior costurilor economice și sociale pe care acesta le implică, raportul beneficii/cost fiind mai mare decât 1, indiferent dacă vânzarea de energie electrică se face la prețuri minime sau maxime.

În ceea ce privește rata internă de rentabilitate economică a proiectului, aceasta este cuprinsă între 19,97% și 22,09%, valoare superioară ratei de actualizare socială de 5,5%. Acest lucru reflectă rentabilitatea din punct de vedere economic a investiției.

Efectele pozitive asupra utilizatorilor și asupra societății sunt evidente, ceea ce conduce la concluzia că proiectul merită promovat.

Condițiile impuse celor trei indicatori economici pentru ca un proiect să fie viabil economic sunt:

- o ENPV să fie pozitiv;
- o EIRR să fie mai mare sau egală cu rata socială de actualizare (5%);
- o BCR să fie mai mare decât 1.

Analizând valorile indicatorilor economici rezultă că proiectul este viabil din punct de vedere economic. Indicatorii economici au valori bune datorită beneficiilor economice generate de implementarea proiectului.

6.3. Analiza „Value for money” în ambele variante

6.3.1. Introducere

Stabilirea avantajelor în favoarea uneia sau alteia dintre cele două opțiuni se realizează prin intermediul unei analize economico-financiare, consacrate în literatura de specialitate drept „Value for Money”. Alegerea uneia sau alteia dintre cele două opțiuni se realizează pe baza unei analize din care rezultă dacă realizarea proiectului în regim de concesiune/PPP este mai eficientă din punct de vedere economic decât realizarea proiectului în regim de achiziție publică clasică sau nu.

Pentru a stabili meritele relative ale metodelor alternative de dezvoltare a proiectului, metoda abordată în cadrul studiului de fundamentare s-a bazat pe compararea costurilor de dezvoltare a proiectului în PPP cu costurile de dezvoltare a proiectului în achizițiile publice tradiționale.

În cazul achizițiilor tradiționale, societățile private angajate pentru proiecte de infrastructură de mare amploare sunt plătite în cursul perioadei aferente construcției, care durează, de obicei, un număr limitat de ani. Autoritățile publice trebuie, prin urmare, să asigure resurse bugetare suficiente pentru a finanța întreaga construcție într-o perioadă de timp relativ scurtă.

În situațiile în care finanțarea disponibilă nu este suficientă, proiectele pot fi divizate în mai multe secțiuni diferite care sunt atribuite în ani diferiți în funcție de disponibilitățile bugetare și, în acest mod, construcția întregii infrastructuri este repartizată de-a lungul unui număr mai mare de ani.

În schimb, în cadrul parteneriatelor public-privat, partenerul privat este cel care trebuie, de regulă, să finanțeze întreaga construcție, cheltuielile sale fiind apoi rambursate de către partenerul public sau de către utilizatori în cursul perioadei operaționale a contractului, care durează, de obicei, până la 20-25 de ani sau, adesea, până la 30 de ani. Acest lucru îi dă posibilitatea partenerului public să dispună imediat de demararea lucrărilor de construcție a întregii infrastructuri și, astfel, să accelereze finalizarea și realizarea tuturor beneficiilor care rezultă din infrastructură în ansamblul ei.

Conform prevederilor legale aplicabile și practicilor internaționale în domeniu, pentru a se putea stabili dacă achiziția în regim de concesiune a activităților de proiectare, finanțare, construcție, operare și întreținere a CHEAP va asigura „Value for Money” pentru autoritatea contractantă, au fost comparate două scenarii diferite: primul este achiziția publică tradițională și al doilea este opțiunea PPP.

Astfel, s-a realizat o comparație a plăților estimate (inclusiv a valorilor anticipate de risc) în ambele variante de achiziție din perspectiva autorității publice, pe baza valorii nete actuale (metoda fluxului de numerar actualizat).

În cadrul scenariului achiziției publice tradiționale au fost evaluate costurile de planificare, construcție, întreținere și operare în situația unei achiziții conform procedurilor prevăzute de legislația națională privind achiziția unui contract de execuție lucrări conform condițiilor de contract (contract de construcție și proiectare), urmată de derularea activităților de operare și întreținere de către Ministerul Energiei, în mod direct și/sau prin intermediul unor contractori specializați selectați potrivit aceluiași proceduri de achiziție.

În cadrul scenariului referitor la varianta concesiune/PPP, s-au evaluat plățile efectuate către concesionar (ce urmează a fi folosite de concesionar pentru a acoperi costurile de planificare, construcție, întreținere, operare și finanțare), fără a fi necesare plățile de disponibilitate realizate de către autoritatea publică (o sumă anuală fixă). Pe de altă parte, compania de proiect care are calitatea de concesionar va genera profituri pentru a fi distribuite acționarilor, generând astfel un flux de numerar înapoi către sectorul public sub formă de impozite pe profit.

Activitățile care au fost luate în considerare pentru analiza „Value for Money” au inclus în mod special activitatea de planificare/proiectare (la nivel de detalii de execuție) în legătură cu proiectul CHEAP, construcția în sine (ținând cont de perioada de timp planificată prevăzută în proiectul de contract de concesiune), întreținerea și operarea CHEAP până la expirarea perioadei contractului.

În funcție de modalitatea de licitare a proiectului, profilul distribuțiilor de numerar este proiectat în mod diferit de-a lungul timpului pentru fiecare din cele două opțiuni posibile. Fluxurile de plăți în cazul unui proiect atribuit conform procedurilor de achiziție tradiționale sunt ridicate pe perioada de construcție și mult diminuate în perioada de întreținere și operare, în funcție de costurile aferente acestor activități (de multe ori, dimensionate în funcție de bugetul disponibil, fără a reflecta în mod necesar nevoile reale). Fluxurile de plăți în cazul unui proiect atribuit în regim concesiune/PPP sunt bazate pe nivelul de disponibilitate al infrastructurii stabilite prin contract și constau în sume plătite în primii ani, în faza de construcție.

Atunci când se analizează opțiunea realizării unui proiect de investiții în regim PPP/concesiune versus achiziție tradițională, un instrument fundamental în stabilirea celei mai bune variante de urmat îl reprezintă modelul financiar în baza căruia se va determina beneficiul net („Value for Money”). În fiecare dintre cele două opțiuni de achiziție a proiectului, se vor prevedea toate fluxurile de numerar, incluzând toate costurile și veniturile generate de proiect. Dat fiind că profilul plăților realizate în cele două variante diferă, cât și

faptul că analiza include o perioadă mare de timp (de 30 de ani), metodologia de comparare a celor două variante de realizare a proiectului se bazează pe așa-numita valoare netă actualizată (Net Present Value - NPV), ce reprezintă practic valoarea de azi a tuturor fluxurilor de numerar planificate pentru următorii 30 de ani ai proiectului. Evaluarea pe baza valorii nete actualizate reprezintă o evaluare standard în structuri de finanțare pe bază de proiect („project finance”), fără de care compararea opțiunilor de realizare a proiectelor analizate nu ar putea produce rezultate fundamentate pentru selectarea celei mai bune variante de implementare.

Pentru a se putea efectua o comparație a variantelor de achiziție, având în vedere distribuția diferită a plăților în timp în funcție de varianta de achiziție respectivă, toate sursele de plată relevante din ambele variante de achiziție (inclusiv valorile monetare anticipate ale riscurilor relevante) au fost comparate pe baza valorii nete actualizate (Net Present Value - NPV).

Având în vedere faptul că analiza “Value for Money” se bazează pe compararea tuturor costurilor generate de proiect, în varianta de achiziție tradițională și în varianta de achiziție în regim PPP/concesiune, și costurile de finanțare sunt incluse în estimările realizate. Dat fiind că discuțiile cu potențialii finanțatori reprezintă un proces de lungă durată în urma căruia se vor definitiva termenii și condițiile de finanțare, analiza “Value for Money” a fost realizat prin studierea mai multor ipoteze privind termenii de finanțare, iar rezultatele obținute au fost pozitive în fiecare scenariu studiat.

6.3.2. Modelul financiar

Principalul obiectiv al analizei financiare îl reprezintă calcularea indicatorilor performanței financiare a proiectului (profitabilitatea sa). Această analiză este dezvoltată din punctul de vedere al Administratorului infrastructurii (al partenerului privat în scenariul PPP sau al Ministerului Energiei, în scenariul în care proiectul este implementat exclusiv din surse bugetare publice).

Analiza financiară a utilizat ca date de intrare veniturile ce pot fi obținute din vânzarea de energie electrică și ale evaluărilor tehnice privind costul investiției și, totodată, se fundamentează pe baza reglementărilor tehnice în vigoare în România.

Analiza cost-beneficiu se bazează pe principiul comparației costurilor alternativelor de proiect propuse în situația actuală. Modelul teoretic aplicat este Modelul DCF – Discounted Cash Flow (Cash Flow Actualizat) – care cuantifică diferența dintre beneficiile și costurile generate de proiect pe durata sa de funcționare, ajustând aceasta diferență cu un factor de actualizare, operațiune necesară pentru a „aduce” o valoare viitoare la anul de bază al evaluării costurilor.

Analiza cost-beneficiu este realizată în prețuri constante, pentru anul de bază al analizei 2018, echivalent cu anul de bază al actualizării costurilor. Prin urmare, toate costurile sunt exprimate în prețuri constante 2018.

Ratele de actualizare folosite în estimarea rentabilității Proiectului au fost de 5% pentru analiza financiară, respectiv 5,5% pentru analiza socio-economică.

Pentru actualizarea prețurilor la momentul anului de bază 2018 s-au utilizat datele furnizate de Eurostat privind evoluția ratei inflației pentru moneda de referință (euro).

Modelul de analiză financiară a proiectului va analiza cash-flow-ul financiar consolidat și incremental generat de proiect, pe baza estimărilor costurilor investiționale și a costurilor cu întreținerea, generate de implementarea proiectului, evaluate pe întreaga perioadă de analiză.

Indicatorii utilizați pentru analiza financiară sunt:

- Valoarea Netă Actualizată Financiară a proiectului;
- Rata Internă de Rentabilitate Financiară a proiectului;

- o Raportul Beneficiu - Cost; și
- o Fluxul de Numerar Cumulat.

Valoarea Netă Actualizată Financiară (VNAF) reprezintă valoarea care rezultă deducând valoarea actualizată a costurilor previzionate ale unei investiții din valoarea actualizată a beneficiilor previzionate.

Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) reprezintă rata de actualizare la care un flux de costuri și beneficii exprimate în unități monetare are valoarea actualizată zero. Rata internă de rentabilitate este comparată cu rate de referință pentru a evalua performanța proiectului propus.

Raportul Beneficiu-Cost (R B/C) evidențiază măsura în care beneficiile proiectului acoperă costurile acestuia. În cazul când acest raport are valori subunitare, proiectul nu generează suficiente beneficii și are nevoie de finanțare (suplimentară).

Fluxul de numerar cumulat reprezintă totalul monetar al rezultatelor de trezorerie anuale pe întreg orizontul de timp analizat.

Indicatorii de performanță mai sus prezentați se vor determina atât pentru Scenariul PPP, cât și pentru Scenariul de implementare a proiectului exclusiv din surse bugetare publice.

Valoarea investiției totale de capital este de 1 miliard EURO, eșalonată pe o perioadă de 5 ani, cu procente de eșalonare conform graficului de eșalonare a investiției. S-a luat în considerare următoarea eșalonare a costurilor de capital:

Anul 1	11%
Anul 2	22%
Anul 3	26%
Anul 4	28%
Anul 5	13%

Orizontul de analiză pentru analiza financiară va fi de 30 de ani, primii 5 ani sunt destinați fazei de proiectare și execuție, în timp ce următorii 25 de ani sunt pentru operare. Astfel, în primul an de execuție se vor realiza doar 11 procente din total (110 milioane euro), cea mai mare parte a investițiilor de capital urmând a realiza în anii doi, trei și patru, respectiv 760 milioane Euro (76% din total). Ultimul an, în anul cinci, vor fi făcute și celelalte investiții, în valoare de 130 milioane euro (sau 13% din total).

Așadar, orizontul de previziune a costurilor și veniturilor generate de implementarea Proiectului este de 30 ani, din care anii de analiză 1-5 constituie perioadă de proiectare, construcție și execuție, iar următorii 25 de ani reprezintă perioadă de operare în regim de parteneriat public privat (PPP).

Potrivit legii, partenerul public poate suporta maxim 25% din valoarea proiectului, în timp ce partenerul privat suportă minim diferența de 75% din valoarea proiectului. Din perspectiva partajării costurilor, în scenariul de bază am presupus că partenerul public va suporta 20% din valoarea costurilor cu investiția – cu excepția costurilor de operare –, în timp ce partenerul privat va fi cel care va suporta 80% din costurile proiectului.

Rata de actualizare folosită în estimarea rentabilității financiare Proiectului de investiții a fost de 5% pentru analiza financiară. Acest procent a fost identificat ca fiind încadrat într-un interval rezonabil la nivelul unor eșantioane reprezentative de proiecte similare în Spațiul Economic European.

Pentru aprecierea ratei economice de rentabilitate când se consideră și implicațiile, impactul proiectului din punct de vedere socio-economic, se va utiliza rata de 5,5% în vederea calculării indicatorilor de performanță. Creșterea ratei de actualizare se datorează unor riscuri

suplimentare avute în considerare pentru că proiectul adresează în mod direct problematicii de mediu.

Prin urmare, am considerat că o investiție este rentabilă din punct de vedere financiar, respectiv economic, dacă prezintă o rată internă de rentabilitate superioară ratei de actualizare adoptate; echivalent, dacă valoarea netă prezentă este pozitivă, iar raportul dintre beneficii (veniturile actualizate obținute de investitor) și costuri este unul supraunitar.

În ceea ce privește **costurile de operare** ale CHEAP Tarnița-Lăpușești, se estimează costuri pe întreaga perioadă ce se ridică 110 milioane euro, la valoarea actualizată, în primul an de operare de 7 milioane euro, valoare ce va crește cu o rată anuală de 3%. Suplimentar, au fost incluse costuri de înlocuire în valoare de 10% din valoarea investiției după 13 de ani de funcționare.

Au fost estimate următoarele categorii de venituri financiare, generate de implementarea investiției, venituri care se colectează exclusiv la nivelul partenerului privat pe perioada de derulare a parteneriatului public privat. Acestea sunt estimate să ajungă în termeni nominali la o valoare cuprinsă între 3,63 miliarde euro (vânzare de energie electrică la prețuri minime) și 4,42 miliarde euro (vânzare de energie electrică la prețuri maxime) pe întreaga perioadă de operare. Valoarea actualizată a veniturilor se ridică la valori cuprinse între 1,56 miliarde euro și 1,90 miliarde euro.

De menționat că valorile prezentate privind estimările privind cantitatea de energie electrică produsă sunt date estimative, la nivelul anilor 2017 – 2018, date calculate în condiții de normalitate și care nu au fost indexate cu indicii prețurilor de consum sau cu indicii de creștere a salariilor

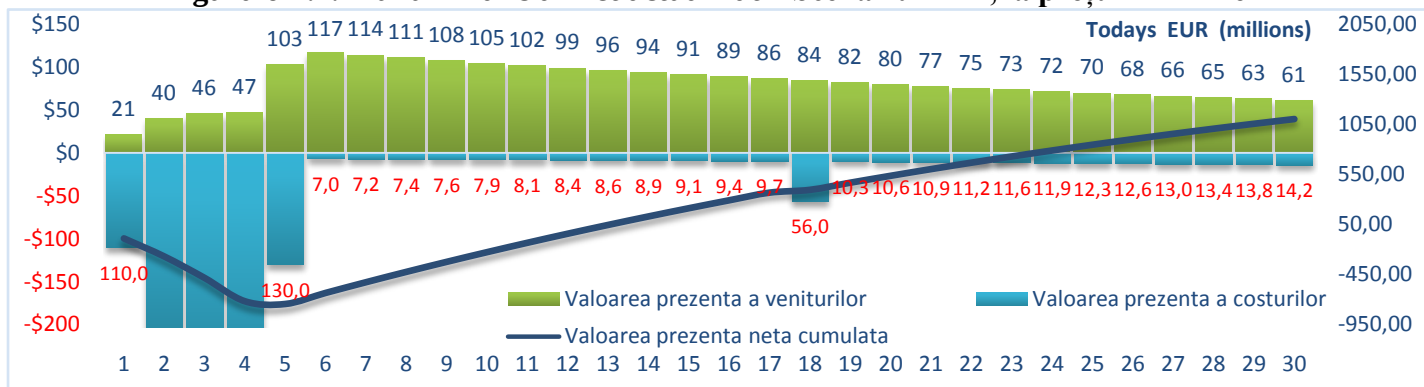
6.3.3. Rezultatele analizei financiare în Scenariul PPP

Tabel 6-5.1 Calculul Ratei Interne de Rentabilitate Financiară – Scenariul PPP, la prețuri minime

Anul de analiza	Anul de operare	Intrări	Venituri financiare directe	Contribuția publică	Iesiri	Cost de investiție	Costuri de operare si intretinere	Costuri cu înlocuirea	Flux de numerar net	Flux de numerar cumulat
2019		21262296	0	21262296	110000000	110000000			-88737704	-88737704.00
2020		40499611.4	0	40499611.43	220000000	220000000			-179500388.6	-268238092.57
2021		45583978.2	0	45583978.23	260000000	260000000			-214416021.8	-482654114.34
2022		46752798.2	0	46752798.19	280000000	280000000			-233247201.8	-715901316.15
2023		102943253	0	102943253.5	130000000	130000000			-27056746.52	-742958062.67
2024	1	117389167	78212859.08	39176308.32	7000000	0	7000000		110389167.4	-632568895.27
2025	2	114033860	76723090.34	37310769.83	7210000	0	7210000		106823860.2	-525745035.09
2026	3	110795765	75261698.14	35534066.51	7426300	0	7426300		103369464.6	-422375570.44
2027	4	107670110	73828141.99	33841968.1	7649089	0	7649089		100021021.1	-322354549.36
2028	5	104652337	72421891.66	32230445.81	7878561.67	0	7878561.67		96773775.81	-225580773.55
2029	6	101738090	71042427.06	30695662.68	8114918.52	0	8114918.52		93623171.22	-131957602.33
2030	7	98923202.4	69689237.97	29233964.45	8358366.076	0	8358366.076		90564836.35	-41392765.98
2031	8	96203694.8	68361823.92	27841870.91	8609117.058	0	8609117.058		87594577.77	46201811.79
2032	9	93575761.5	67059693.94	26516067.53	8867390.57	0	8867390.57		84708370.9	130910182.69
2033	10	91035764.1	65782366.43	25253397.65	9133412.287	0	9133412.287		81902351.8	212812534.49
2034	11	88580223.9	64529368.98	24050854.9	9407414.655	0	9407414.655		79172809.23	291985343.72
2035	12	86205814.2	63300238.14	22905576.1	9689637.095	0	9689637.095		76516177.15	368501520.86
2036	13	83909353.7	62094519.32	21814834.38	56045579.21	0	35947461.91	20098117.3	27863774.49	396365295.35
2037	14	81687799.3	60911766.57	20776032.74	10279735.99	0	10279735.99		71408063.32	467773358.67
2038	15	79538240.3	59751542.45	19786697.85	10588128.07	0	10588128.07	0	68950112.22	536723470.90
2039	16	77457892	58613417.83	18844474.14	10905771.92	0	10905771.92		66552120.05	603275590.95
2040	17	75444090	57496971.77	17947118.23	11232945.07	0	11232945.07		64211144.93	667486735.88
2041	18	73494284.9	56401791.36	17092493.55	11569933.43	0	11569933.43		61924351.49	729411087.37
2042	19	71606036.8	55327471.52	16278565.29	11917031.43	0	11917031.43		59689005.38	789100092.75
2043	20	69777010.4	54273614.92	15503395.51	12274542.37	0	12274542.37		57502468.07	846602560.82
2044	21	68004970.4	53239831.78	14765138.58	12642778.64	0	12642778.64		55362191.72	890196475.52
2045	22	66287776.5	52225739.75	14062036.75	13022062	0	13022062		53265714.49	955230467.04
2046	23	64623379.7	51230963.75	13392415.95	13412723.86	0	13412723.86		51210655.84	1006441122.88
2047	24	63009817.7	50255135.87	12754681.86	13815105.58	0	13815105.58		49194712.15	1055635835.03
2048	25	61445211.2	49297895.19	12147316.05	14229558.75	0	14229558.75		47215652.5	1102851487.53
Total		2404131591	1567333500	836798091	1301280103	1000000000	281181986	20098117.3	7410823388	6508808769.50
Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)							19.88%			
Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)							1527250673.07			
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)							1.85			

În ipoteza finanțării proiectului printr-un mecanism de tip PPP, în cazul în care producția de energie electrică va fi vândută la prețurile cele mai mici de pe piață, pe un orizont de analiză de 30 de ani randamentul așteptat al investiției este pozitiv, de cca. 20%, în condițiile în care fluxul net cumulat actualizat devine pozitiv începând cu anul 8 de operare.

Figura 6-1.1. Fluxul financiar net actualizat – Scenariul PPP, la prețuri minime

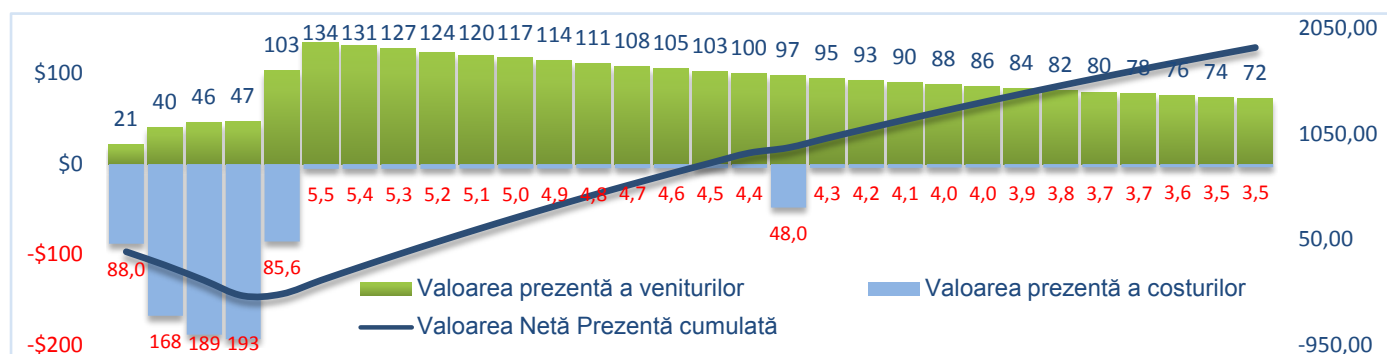


Tabel 6-5.2 Calculul Ratei Interne de Rentabilitate Financiară – Scenariul PPP, la prețuri maxime

Anul de analiza	Anul de operare	Intrări	Venituri financiare directe	Contribuția publică	Iesiri	Cost de investiție	Costuri de operare si intretinere	Costuri cu înlocuirea	Flux de numerar net	Flux de numerar cumulat
2019		21262296	0	21262296	88000000	88000000	0	0	-66737704	-66737704
2020		40499611.4	0	40499611.4	167619047.6	167619047.6	0	0	-127119436	-193857140.2
2021		45583978.2	0	45583978.2	188662131.5	188662131.5	0	0	-143078153	-336935293.5
2022		46752798.2	0	46752798.2	193499622.1	193499622.1	0	0	-146746824	-483682117.4
2023		102943253	0	102943253	85561057.38	85561057.38	0	0	17382196.1	-466299921.3
2024	1	134356716	95180408.12	39176308.3	5484683.165	0	5484683.165	0	128872003	-337427888
2025	2	130678218	93367447.97	37310769.8	5380213.01	0	5380213.01	0	125298005	-212129883.2
2026	3	127123087	91589020.39	35534066.5	5277732.762	0	5277732.762	0	121845354	-90284529.05
2027	4	123686436	89844467.62	33841968.1	5177204.519	0	5177204.519	0	118509231	28224702.15
2028	5	120363590	88133144.43	32230445.8	5078591.099	0	5078591.099	0	115284999	143509701.3
2029	6	117150081	86454417.87	30695662.7	4981856.031	0	4981856.031	0	112168225	255677925.8
2030	7	114041632	84807667.05	29233964.5	4886963.535	0	4886963.535	0	109154668	364832593.8
2031	8	111034154	83192282.92	27841870.9	4793878.515	0	4793878.515	0	106240275	471072869.1
2032	9	108123736	81607668	26516067.5	4702566.544	0	4702566.544	0	103421169	574494038.1
2033	10	105306634	80053236.23	25253397.6	4612993.848	0	4612993.848	0	100693640	675187678.1
2034	11	102579268	78528412.68	24050854.9	4525127.298	0	4525127.298	0	98054140.3	773241818.4
2035	12	99938209.5	77032633.39	22905576.1	4438934.397	0	4438934.397	0	95499275.1	868741093.5
2036	13	97380179.5	75565345.14	21814834.4	47984052.03	0	4354383.266	43629668.76	49396127.5	918137221
2037	14	94902038	74126005.23	20776032.7	4271442.632	0	4271442.632	0	90630595.3	1008767816
2038	15	92500779.2	72714081.32	19786697.9	4190081.82	0	4190081.82	0	88310697.4	1097078514
2039	16	90173525.3	71329051.2	18844474.1	4110270.738	0	4110270.738	0	86063254.6	1183141768
2040	17	87917520.8	69970402.61	17947118.2	4031979.867	0	4031979.867	0	83885541	1267027309
2041	18	85730126.6	68637633.03	17092493.6	3955180.25	0	3955180.25	0	81774946.3	1348802256
2042	19	83608814.8	67330249.55	16278565.3	3879843.483	0	3879843.483	0	79728971.4	1428531227
2043	20	81551164.1	66047768.6	15503395.5	3805941.703	0	3805941.703	0	77745222.4	1506276449
2044	21	79554854.5	64789715.87	14765138.6	3733447.575	0	3733447.575	0	75821406.9	1582097856
2045	22	77617662.8	63555626.04	14062036.7	3662334.288	0	3662334.288	0	73955328.5	1656053185
2046	23	75737458.6	62345042.69	13392416	3592575.54	0	3592575.54	0	72144883.1	1728198068
2047	24	73912199.9	61157518.07	12754681.9	3524145.529	0	3524145.529	0	70388054.4	1798586122
2048	25	72139929	59992612.96	12147316.1	3457018.948	0	3457018.948	0	68682910.1	1867269032
Total		2744149950	1907351859	836798091	876880917.7	723341858.6	109909390.4	43629668.76	1867269032	20357594768
Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)							22.01%			
Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)							1867269032.32			
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)							3.13			

În ipoteza finanțării proiectului printr-un mecanism de tip PPP, în cazul în care producția de energie electrică va fi vândută la prețurile cele mai mari de pe piață, pe un orizont de analiză de 30 de ani randamentul așteptat al investiției este pozitiv, de cca. 22%, în condițiile în care fluxul net cumulat actualizat devine pozitiv începând cu anul 4 de operare.

Figura Error! No text of specified style in document.-2.2. Fluxul financiar net actualizat –



Scenariul PPP, la prețuri maxime

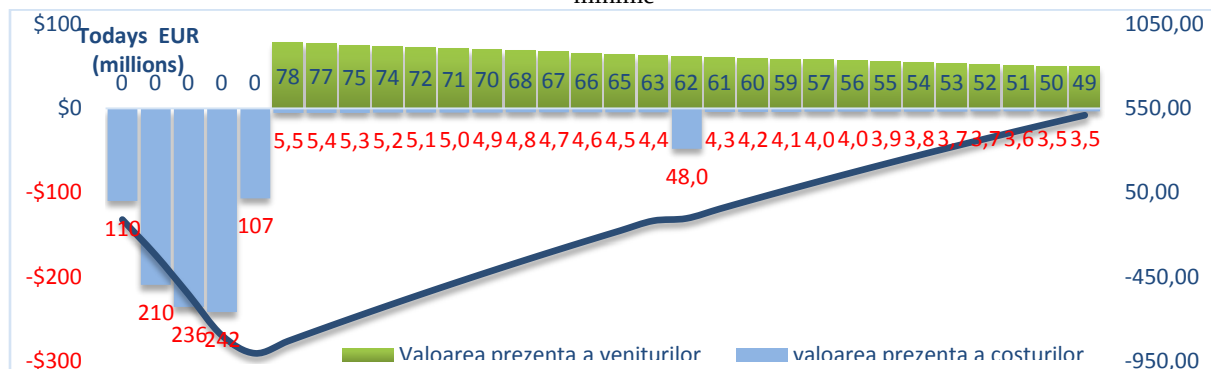
6.3.4. Rezultatele analizei financiare în Scenariul Finanțare publică 100%

Tabel 6-6.1. Calculul Ratei Interne de Rentabilitate Financiară – Scenariul finanțare publică 100%, la prețuri minime

Anul de analiza	Anul de opera re	Intrări	Venituri financiare directe	Contribuția publică	Iesiri	Cost de investiție	Costuri de operare si intretinere	Costuri cu înlocuirea	Flux de numerar net	Flux de numerar cumulat
2019		0	0	0	110000000	110000000	0	0	-110000000	-110000000
2020		0	0	0	209523809.5	209523809.5	0	0	-209523810	-319523809.5
2021		0	0	0	235827664.4	235827664.4	0	0	-235827664	-555351473.9
2022		0	0	0	241874527.6	241874527.6	0	0	-241874528	-797226001.5
2023		0	0	0	106951321.7	106951321.7	0	0	-106951322	-904177323.2
2024	1	78212859.08	78212859.08	0	5484683.165	0	5484683.165	0	72728176	-831449147.3
2025	2	76723090.34	76723090.34	0	5380213.01	0	5380213.01	0	71342877	-760106270
2026	3	75261698.14	75261698.14	0	5277732.762	0	5277732.762	0	69983965	-690122304.6
2027	4	73828141.99	73828141.99	0	5177204.519	0	5177204.519	0	68650937	-621471367.1
2028	5	72421891.66	72421891.66	0	5078591.099	0	5078591.099	0	67343301	-554128066.6
2029	6	71042427.06	71042427.06	0	4981856.031	0	4981856.031	0	66060571	-488067495.5
2030	7	69689237.97	69689237.97	0	4886963.535	0	4886963.535	0	64802274	-423265221.1
2031	8	68361823.92	68361823.92	0	4793878.515	0	4793878.515	0	63567945	-359697275.7
2032	9	67059693.94	67059693.94	0	4702566.544	0	4702566.544	0	62357127	-297340148.3
2033	10	65782366.43	65782366.43	0	4612993.848	0	4612993.848	0	61169373	-236170775.7
2034	11	64529368.98	64529368.98	0	4525127.298	0	4525127.298	0	60004242	-176166534
2035	12	63300238.14	63300238.14	0	4438934.397	0	4438934.397	0	58861304	-117305230.3
2036	13	62094519.32	62094519.32	0	47984052.03	0	4354383.266	43629668.76	14110467	-103194763
2037	14	60911766.57	60911766.57	0	4271442.632	0	4271442.632	0	56640324	-46554439.06
2038	15	59751542.45	59751542.45	0	4190081.82	0	4190081.82	0	55561461	9007021.565
2039	16	58613417.83	58613417.83	0	4110270.738	0	4110270.738	0	54503147	63510168.65
2040	17	57496971.77	57496971.77	0	4031979.867	0	4031979.867	0	53464992	116975160.6
2041	18	56401791.36	56401791.36	0	3955180.25	0	3955180.25	0	52446611	169421771.7
2042	19	55327471.52	55327471.52	0	3879843.483	0	3879843.483	0	51447628	220869399.7
2043	20	54273614.92	54273614.92	0	3805941.703	0	3805941.703	0	50467673	271337072.9
2044	21	53239831.78	53239831.78	0	3733447.575	0	3733447.575	0	49506384	320843457.1
2045	22	52225739.75	52225739.75	0	3662334.288	0	3662334.288	0	48563405	369406862.6
2046	23	51230963.75	51230963.75	0	3592575.54	0	3592575.54	0	47638388	417045250.8
2047	24	50255135.87	50255135.87	0	3524145.529	0	3524145.529	0	46730990	463776241.2
2048	25	49297895.19	49297895.19	0	3457018.948	0	3457018.948	0	45840876	509617117.4
Total		1567333500	1567333500	0	1057716382	904177323.2	109909390.4	43629668.76	509617117	-5459508122
Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)							8.65%			
Valoarea Netă Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)							509617117.39			
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)							1.48			

În ipoteza finanțării proiectului exclusiv din surse bugetare publice, pe orizontul de analiză de 30 ani (din care primii 5 ani sunt alocați implementării proiectului iar perioada de operare este de 25 de ani) randamentul așteptat al investiției în cazul vânzării energiei electrice la prețuri minime este, de cca. 8,65%, considerabil mai mic față de varianta PPP.

Figura 6-3.1. Fluxul financiar net actualizat – Scenariul finanțare publică 100%, la prețuri minime



Tabel 6-6.1. Calculul Ratei Interne de Rentabilitate Financiară – Scenariul finanțare publică 100%, la prețuri maxime

Anul de analiza	Anul de operare	Intrări	Venituri financiare directe	Contribuția publică	Iesiri	Cost de investiție	Costuri de operare si intretinere	Costuri cu înlocuirea	Flux de numerar net	Flux de numerar cumulat
2019		0	0	0	110000000	110000000	0	0	-110000000	-110000000
2020		0	0	0	209523810	209523810	0	0	-209523809.5	-319523810
2021		0	0	0	235827664	235827664	0	0	-235827664.4	-555351474
2022		0	0	0	241874528	241874528	0	0	-241874527.6	-797226002
2023		0	0	0	106951322	106951322	0	0	-106951321.7	-904177323
2024	1	95180408.1	95180408.1	0	5484683.17	0	5484683.165	0	89695724.96	-814481598
2025	2	93367448	93367448	0	5380213.01	0	5380213.01	0	87987234.96	-726494363
2026	3	91589020.4	91589020.4	0	5277732.76	0	5277732.762	0	86311287.63	-640183076
2027	4	89844467.6	89844467.6	0	5177204.52	0	5177204.519	0	84667263.1	-555515813
2028	5	88133144.4	88133144.4	0	5078591.1	0	5078591.099	0	83054553.33	-472461259
2029	6	86454417.9	86454417.9	0	4981856.03	0	4981856.031	0	81472561.84	-390988697
2030	7	84807667	84807667	0	4886963.54	0	4886963.535	0	79920703.51	-311067994
2031	8	83192282.9	83192282.9	0	4793878.52	0	4793878.515	0	78398404.4	-232669590
2032	9	81607668	81607668	0	4702566.54	0	4702566.544	0	76905101.46	-155764488
2033	10	80053236.2	80053236.2	0	4612993.85	0	4612993.848	0	75440242.38	-80324245.7
2034	11	78528412.7	78528412.7	0	4525127.3	0	4525127.298	0	74003285.39	-6320960.28
2035	12	77032633.4	77032633.4	0	4438934.4	0	4438934.397	0	72593699	66272738.72
2036	13	75565345.1	75565345.1	0	47984052	0	4354383.266	43629668.76	27581293.11	93854031.83
2037	14	74126005.2	74126005.2	0	4271442.63	0	4271442.632	0	69854562.6	163708594.4
2038	15	72714081.3	72714081.3	0	4190081.82	0	4190081.82	0	68523999.5	232232593.9
2039	16	71329051.2	71329051.2	0	4110270.74	0	4110270.738	0	67218780.46	299451374.4
2040	17	69970402.6	69970402.6	0	4031979.87	0	4031979.867	0	65938422.74	365389797.1
2041	18	68637633	68637633	0	3955180.25	0	3955180.25	0	64682452.78	430072249.9
2042	19	67330249.5	67330249.5	0	3879843.48	0	3879843.483	0	63450406.07	493522656
2043	20	66047768.6	66047768.6	0	3805941.7	0	3805941.703	0	62241826.9	555764482.9
2044	21	64789715.9	64789715.9	0	3733447.58	0	3733447.575	0	61056268.29	616820751.2
2045	22	63555626	63555626	0	3662334.29	0	3662334.288	0	59893291.76	676714042.9
2046	23	62345042.7	62345042.7	0	3592575.54	0	3592575.54	0	58752467.15	735466510.1
2047	24	61157518.1	61157518.1	0	3524145.53	0	3524145.529	0	57633372.54	793099882.6
2048	25	59992613	59992613	0	3457018.95	0	3457018.948	0	56535594.01	849635476.6
Total		1907351859	1907351859	0	1057716382	904177323	109909390.4	43629668.76	849635476.6	-700545509
Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)							10.94%			
Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)							879735157.06			
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)							1.86			

Iar, în ipoteza finanțării proiectului exclusiv din surse bugetare publice, pe orizontul de analiză de 30 ani (din care primii 5 ani sunt alocați implementării proiectului iar perioada de operare este de 25 de ani) randamentul așteptat al investiției în cazul vânzării producției de energie electrică la prețurile maxime aflate pe piață, este de cca. 10,9%, considerabil mai mic față de varianta PPP, în ambele situații.

Figura 6-4.2. Fluxul financiar net actualizat – Scenariul finanțare publică 100%, la prețuri maxime



Se poate concluziona că varianta PPP este optimă în oricare dintre cele 2 variante.

6.3.5. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate permite identificarea acelor variabile critice ale proiectului și reprezintă un instrument pentru măsurarea modului în care variația acestora (în sensul scăderii sau creșterii) are impact asupra performanțelor financiare și economice ale proiectului derulat în parteneriat public-privat. De exemplu, cum o variație în sens negativ a energiei electrice produse influențează veniturile încasate.

După cum se observă în tabelul 6.7, cele mai importante efecte asupra ratei de rentabilitate a proiectului le au scăderea cantității energie electrică produsă.

Astfel, analiza efectuată arată că nefinalizarea primelor construcției în primii 5 ani și neînceperea exploatării lor diminuează mărimea veniturilor, pe lângă pierderea primei de 100 milioane de euro de la stat, ceea ce va diminua și rata rentabilității de la 19,9% la 14%, în varianta vânzării energiei electrice la preturi minime și, respectiv diminuarea ratei rentabilității de la 22% la 16%, în cazul vânzării producției de energie electrică la prețurile maxime înregistrate pe piață.

Un impact mai puțin de important asupra ratei rentabilității îl are scăderea capacității de producție a energiei electrice în anii afectați de secetă puternică. O reducere a producției de energie cu 10%, se va traduce într-o scădere a ratei rentabilității de la 16% la 13,9%.

În schimb impactul pe care îl are scăderea cotei de contribuție a statului de la 20% la 10% pentru realizarea investiției, cauzează o scădere a ratei rentabilității de aproximativ 2pp, indiferent dacă producția de energie electrică este vândută la prețuri minime sau la prețuri maxime.

Nu în ultimul rând, analiza de senzitivitate arată faptul că în urma analizei impactului plăților de disponibilitate s-a observat că nealocarea sumelor de disponibilitate nu conduce la o valoare prezentă netă negativă, dar scade ratele rentabilității cu peste 4pp.

Tabel 6-7. Scenarii testate în cadrul analizei de senzitivitate

Variabile	Modificare a variabilelor explicative	Influența asupra ratei de rentabilitate	Impact Previzionat
Nealocarea sumelor de disponibilitate	Nefinalizarea construcției în 5 ani	Minus 6 p.p. pentru toata perioada	Foarte Important
Cantitatea produsă de energie pe parcursul celor 30 ani de exploatare	Scădere cu 10p.p. față de scenariul de bază	Minus 2 p.p. doar pentru perioada de exploatare	Moderat
Diminuarea cotei de participare a statului	Scădere cu 10p.p. față de scenariul de bază	Minus 2 p.p. pentru toata perioada	Moderat
Nealocarea sumelor de disponibilitate și primelor anuale		Minus 4 p.p. pentru toata perioada	Important

Pentru că singura sursă de venituri operaționale este reprezentată de veniturile din producția de energie electrică, am analizat și care ar fi pragul minim al veniturilor obținute din vânzări la care rata rentabilității ar fi zero, respectiv pragul la care partenerul privat nu reușește să-și acopere costurile din veniturile actualizate și să obțină un profit rezonabil, o rentabilitate mai mare de 5,5%, astfel încât investiția să fie atractivă.

Tabel 6-8. Scenarii privind evoluția ratei rentabilității

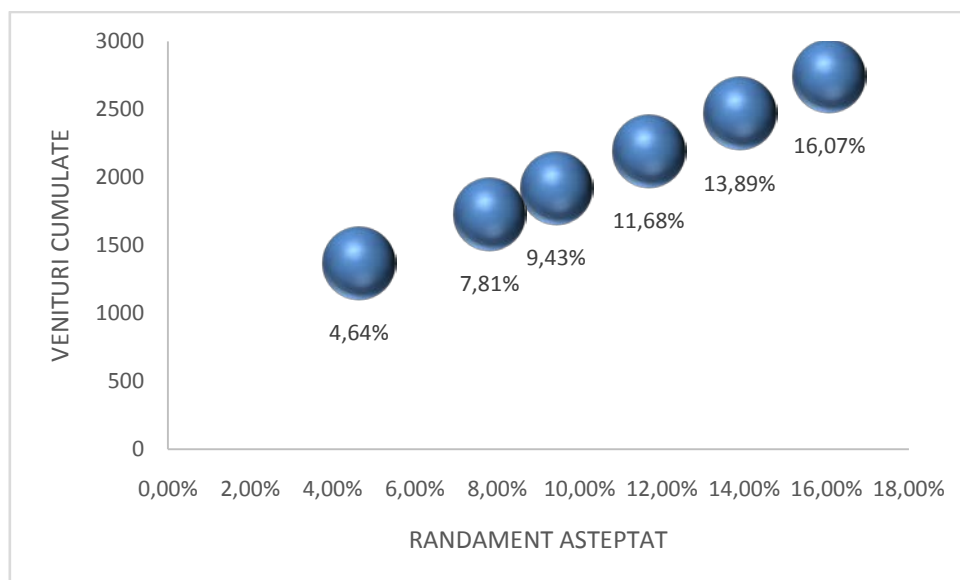
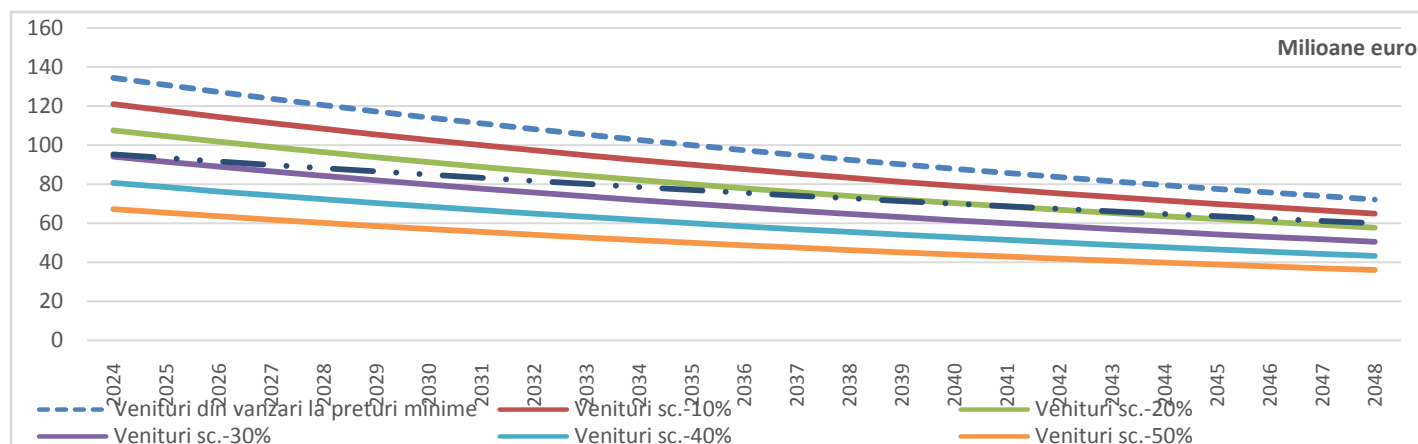
	Rata Rentabilității pe întreaga perioadă	Venituri anuale estimate 2024-2043
SCENARIUL DE BAZA, la preturi minime	16.07%	2744.15
Venituri sc.-10%	13.89%	2469.735
Venituri sc.-20%	11.68%	2195.32
Venituri sc.-30%	9.43%	1920.905
Venituri sc.-40%	7.81%	1728.814
Venituri sc.-50%	4.64%	1372.075

Astfel, pe baza datelor privind evoluția veniturilor estimate, se constată că, pentru ca partenerul privat să obțină o rată a rentabilității rezonabilă, veniturile obținute din producția de energie pot să se diminueze în perioada analizată și cu cel mult 40% pentru ca rata rentabilității să fie mai mare de 5,5%, așa cum am presupus încă de la începutul acestei analize, în condițiile vânzării de energie electrică la prețurile maxime de pe piață și a obținerii din partea statului a primei de disponibilitate și a primelor anuale. În același timp ce o scădere a veniturilor obținute din producerea de energie electrică de peste 10% face proiectul nerentabil (partenerul privat nu mai reușește să își recupereze investiția) în condițiile în care energia electrică este vândută la prețurile minime de pe piață și partenerul privat nu primește sumele de disponibilitate și primele anuale de la partenerul public.

Totuși, în cazul unei creșteri mai mari cu 10% față de scenariul de bază a cantității transportate, se constată o creștere semnificativă a ratei rentabilității.

Cu toate acestea, chiar și în scenariul pesimist, proiectul în regim PPP este rentabil, în condițiile unei scăderi de 10% a veniturilor pe întreaga perioadă de exploatare și fără alte plăți suplimentare din partea statului.

Figura 6-5. Scenarii privind evoluția veniturilor din traficul de marfă în perioada de operare, la prețuri maxime



6.4. Varianta recomandată de elaboratorul studiului și avantajele acesteia

Deoarece situația pieței energiei electrice este una imprevizibilă, iar partenerul privat ar putea fi nevoit să vândă producția de energie electrică la cele mai mici prețuri de pe piață, au fost întocmite două scenarii. Unul pesimist, în care pe toată durata de operare a investiției, partenerul privat vinde întreaga cantitate de energie electrică la cele mai mici prețuri de pe piață și un scenariu optimist, în care partenerul privat reușește să vândă energia electrică la cel mai mare preț de pe piață.

Tabelele următoare prezintă rezultatele modelului financiar în cele două ipoteze de lucru privind finanțarea și operarea obiectivului de investiții.

Tabel 6-9.1. Sumarul rezultatelor analizei financiare în cele două ipoteze privind finanțarea proiectului, varianta pesimistă

Scenariul I - PPP				Scenariul II - Finanțare publică			
preturi minime				preturi minime			
Costuri de investiție, cu întreținere, operarea și înlocuirea (Euro)				Costuri de investiție, cu întreținere, operarea și înlocuirea (Euro)			
	Valoare Totală Neactualizată	Valoare Totală Actualizată	%		Valoare Totală Neactualizată	Valoare Totală Actualizată	%
Costuri de investiție	800000000	675510278	85.31%	Costuri de investiție	1000000000.00	904177323.2	85.48%
Costuri cu întreținerea și operarea	255214850	113824258	14.37%	Costuri cu întreținerea și operarea	255214850.3	109909390.4	10.39%
Costuri cu înlocuirea	100000000	2502706	0.32%	Costuri cu înlocuirea	100000000	43629668.76	4.12%
Total costuri	1155214850	791837242	100.00%	Total costuri	1355214850.25	1057716382.36	100.00%
Venituri financiare				Venituri financiare			
	Valoare Totală Neactualizată	Valoare Totală Actualizată	%		Valoare Totală Neactualizată	Valoare Totală Actualizată	%
Producere energie electrică	3639423193	1567333500	65.19%	Producere energie electrică	3639423193	1561670858.20	100.00%
Contribuție publică	1543293600	836798091	34.81%	Contribuție publică	0.00	0.00	0.00%
Total venituri	5182716793	2404131591	100.00%	Total venituri	1567333499.75	1561670858.20	100.00%
Indicatori de rentabilitate financiară				Indicatori de rentabilitate financiară			
Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RI)			19.88%	Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RI)			8.65%
Rata Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VAN)			1527250673	Rata Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VAN)			509617117.39
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)			1.85	Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)			1.48
Randament așteptat			84.75%	Randament așteptat			48.18%

Randamentul așteptat în scenariul PPP, varianta pesimistă este de aproape 20%, în condițiile privind contribuția publică la costurile de investiție de 20%.

În schimb, în ipoteza implementării proiectului integral din surse bugetare publice, pentru un orizont de analiză de 30 de ani (din care 5 ani corespund fazei de execuție iar 25 de ani perioada de operare) rentabilitatea financiară a investiției este una mult mai mică (Rata Internă de Rentabilitate Financiară), de doar 8,69%.

În cazul scenariului optimist, randamentul așteptat în scenariul PPP, este de 22%, chiar și în condițiile unor scenarii conservatoare privind creșterea așteptată a prețului energiei electrice dar și privind contribuția publică la costurile de investiție (20%).

În schimb, în ipoteza implementării în aceleași condiții a proiectului integral din surse bugetare publice, pentru un orizont de analiză de 30 de ani rentabilitatea financiară a investiției este una mult mai mică, de 10,64%.

Prin urmare, varianta recomandată de implementare și operare a proiectului este mecanism PPP, în ambele situații, atât în cazul pesimist, cât și în cazul optimist, opțiune ce va asigura o operare optimă a CHEAP, împreună cu activele și activitățile conexe proiectului.

Tabel 6-9.2. Sumarul rezultatelor analizei financiare în cele două ipoteze privind finanțarea proiectului, scenariul optimist

Scenariul I - PPP		preturi maxime	
Costuri de investiție, cu întreținere, operarea și înlocuirea (Euro)			
	Valoare Totală Neactualizată	Valoare Totală Actualizată	%
Costuri de investiție	800000000	675510278	85.31%
Costuri cu întreținerea și operarea	255214850.3	113824258	14.37%
Costuri cu înlocuirea	100000000	2502706	0.32%
Total costuri	1155214850	791837242	100.00%
Venituri financiare			
	Valoare Totală Neactualizată	Valoare Totală Actualizată	%
Producere energie electri	4428962052	1907351859	79.34%
Contribuție publică	1543293600	836798091	34.81%
Total venituri	5972255652	2744149950	114.14%
Indicatori de rentabilitate financiară			
Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RI			22.01%
oarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VAN			1867269032
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)			3.13
Randament așteptat			212.94%

Scenariul II - Finanțare publică		preturi maxime	
Costuri de investiție, cu întreținere, operarea și înlocuirea (Euro)			
	Valoare Totală Neactualizată	Valoare Totală Actualizată	%
Costuri de investiție	1000000000.00	904177323.23	85.48%
Costuri cu întreținerea și operarea	255214850.25	109909390.36	10.39%
Costuri cu înlocuirea	100000000.00	43629668.76	4.12%
Total costuri	1355214850.25	1057716382.36	100.00%
Venituri financiare			
	Valoare Totală Neactualizată	Valoare Totală Actualizată	%
Producere energie electrică	4428962052.02	1907351859.00	100.00%
Contribuție publică	0.00	0.00	0.00%
Total venituri	4428962052.02	1907351859.00	100.00%
Indicatori de rentabilitate financiară			
Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RI)		10.64%	
oarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VAN)		849635476.64	
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C/C)		1.80	
Randament așteptat		80.33%	

Totodată, există și alte beneficii suplimentare rezultate din utilizarea metodei concesiune/PPP, cele mai importante dintre acestea fiind:

- o Modul de structurare a plăților facilitează realizarea proiectelor care presupun costuri de capital semnificative și care, altfel, nu ar putea fi suportate de către bugetul de stat.
- o Autoritatea publică obține beneficiile pentru un cost mai scăzut și servicii mai eficiente și mai inovative furnizate de sectorul privat.
- o Sectorul privat își asumă responsabilitatea pentru marea majoritate a riscurilor Proiectului.
- o Proiectele de tip Concesiune/PPP încurajează o abordare pe termen lung a creării și gestionării activelor sectorului public, în timp ce acesta din urma reține proprietatea finală asupra activelor create.
- o Sectorul public obține un beneficiu economico-financiar ("value for money") din furnizarea serviciilor acelor active, incluzând întreținerea și înlocuirea în ciclul de viață, acestea fiind furnizate de sectorul privat la standardul cerut, la cel mai scăzut cost economic pe termen lung. Sectorul privat, care este responsabil pentru construirea activelor, este de asemenea responsabil pentru întreținerea acestora pe termen lung, fapt care duce la obținerea unei calități îmbunătățite a activelor sectorului public.
- o În cazul în care concesionarul nu respectă standardele de performanță minime prevăzute în contractul de concesiune, atunci se percep penalități financiare de la concesionar.

- o Din punct de vedere al eficienței realizării proiectului, statistic, din practica internațională a rezultat că există o probabilitate mult mai ridicată ca proiectele realizate în regim concesiune/PPP să se realizeze în bugetele și calendarele de implementare stabilite inițial, asumarea majorității riscurilor de către sectorul privat și controlul finanțatorilor proiectului fiind elemente determinante în acest sens, în comparație cu proiectele de achiziție publică tradițională.

În concluzie, analizând rezultatele calculelor efectuate pentru un orizont de perspectivă de 30 ani, se recomandă realizarea proiectului în parteneriat public- privat.

6.5. Structura de distribuire a riscurilor pentru fiecare opțiune, cuantificarea acestora și alternative de alocare între părțile contractante, funcție de capacitatea de gestionare a riscurilor

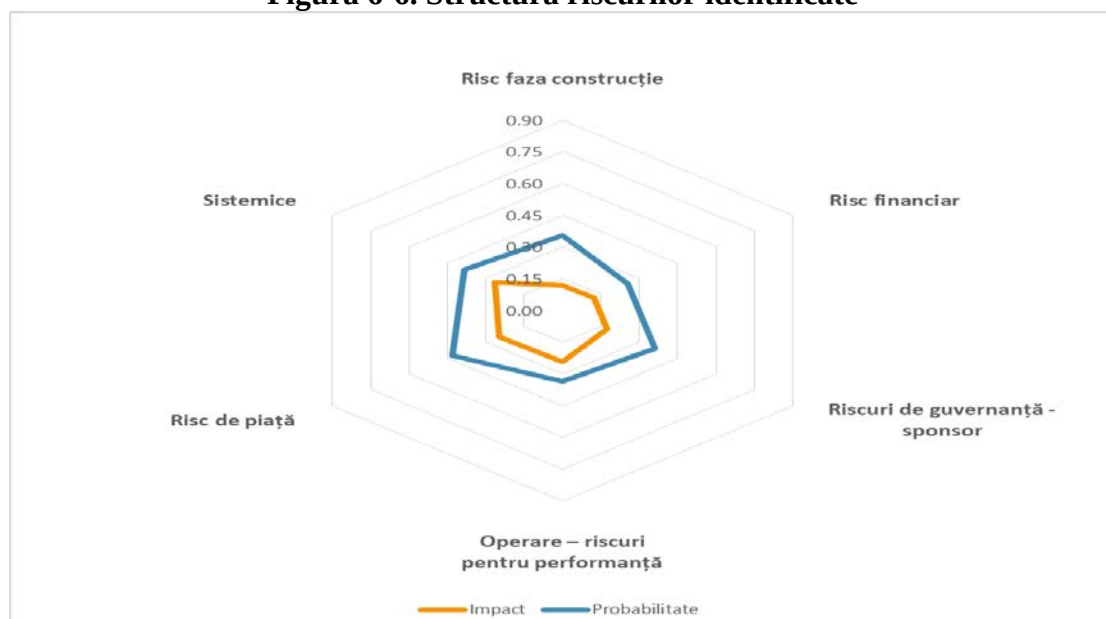
6.5.1. Identificarea și cuantificarea riscurilor

În general, riscul este extrem de greu de detectat și măsurat din cauza evenimentelor care au un grad ridicat de incertitudine. Cea mai utilizată metodă este aceea de a estima probabilitatea statistică a apariției unui eveniment negativ, asociindu-i ulterior un cost măsurabil.

Evaluarea riscului și scoringul este un pas important în procesul de management al riscului, acesta constând în determinarea valorii cantitative / calitative a riscului asociat unei situații concrete și a unor amenințări recunoscute. Evaluarea cantitativă a riscului necesită calcularea a două componente ale riscului: mărimea pierderii potențiale (impactul), pe de-o parte, și probabilitatea de apariție a respectivei pierderi, pe de alta.

Pentru evaluarea riscurilor la care proiectul de față este expus am construit o matrice a riscului, analizând probabilitatea și severitatea consecințelor care pot proveni ca urmare a concretizării mai multor categorii de riscuri, prezentate în figura alăturată.

Figura 6-6. Structura riscurilor identificate



Pe baza estimării impactului așteptat a aproximativ 77 de riscuri încadrate în cele șase categorii menționate mai sus (tabelul următor), și asocierii probabilităților aferente fiecărui risc, se constată următoarele:

- o Riscul de piață și cel de operare sunt cele mai importante riscuri cu care proiectul de investiții se poate confrunta.
- o Cele mai multe riscuri se regăsesc în categoria celor cu impact moderat spre scăzut.
- o Media impactului este de 0,198
- o Probabilitatea medie a riscurilor analizate este de 0,353, ceea ce încadrează proiectul în zona cu risc moderat spre scăzut, respectiv riscuri a căror apariție este puțin probabilă.
- o Cele mai importante riscuri pot proveni din zona riscurilor de piață, influența cea mai mare – în cazul concretizării – venind, de exemplu, din partea cererii pentru energia electrică produsă, creșterii concurenței din partea altor furnizori de energie electrică creșterii concurenței din partea altor modalități de produce energie electrică.
- o De asemenea, din zona riscurilor privind operarea, o influență importantă o poate avea depășirea costurilor de exploatare / necesitatea de a extinde lucrările de mentenanță.

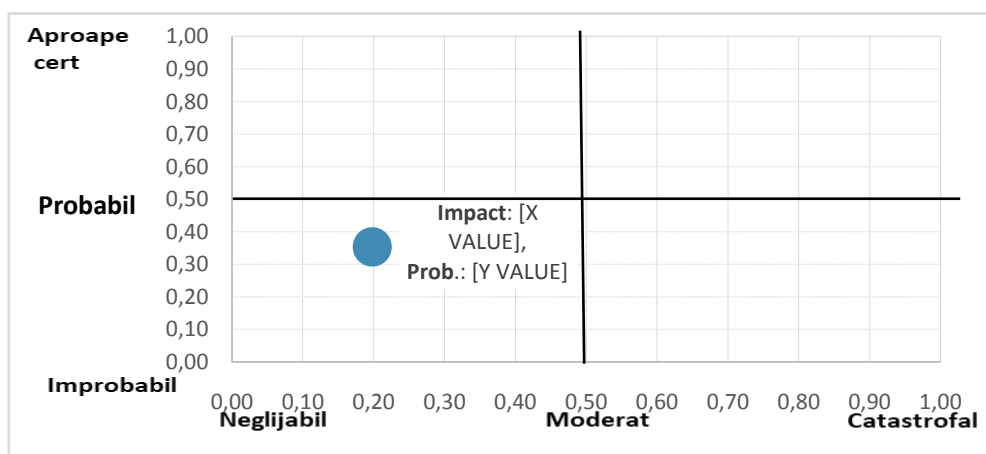
Tabel 6-10. Matricea riscurilor

		Riscul	Impact		Probabilitate		Risc estimat
			Denumire	Valoare	Denumire	Valoare	
1. Risc faza constructie	1	Structura existentă este inadecvată	Neglijabil	0.05	Probabil	0.5	0.025
	2	Condițiile șantierului	Neglijabil	0.05	Improbabil	0.1	0.005
	3	Obținerea avizelor necesare - opoziție politică	Moderat	0.2	Foarte probabil	0.7	0.140
	4	Mediul înconjurător și curățarea în urma șantierului	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	5	Design deficitar al proiectului	Moderat	0.2	Improbabil	0.1	0.020
	6	Mărimea si complexitatea lucrarilor a CHEAP	Neglijabil	0.05	Improbabil	0.1	0.005
	7	Întârzierea în demararea lucrărilor	Moderat	0.2	Foarte probabil	0.7	0.140
	8	Prețul materialelor și a materiilor prime	Scazut	0.1	Probabil	0.5	0.050
	9	Testarea construcției (recepția)	Moderat	0.2	Improbabil	0.1	0.020
	10	Durata de viață (a CHEAP)	Neglijabil	0.05	Improbabil	0.1	0.005
	11	Riscul tehnologic	Scazut	0.1	Foarte probabil	0.7	0.070
2. Risc financiar	12	Raportul calitate/preț	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	13	Ratele dobânzii înainte de alocarea proiectului	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	14	Durata proiectului	Scazut	0.1	Probabil	0.5	0.050
	15	Verificarea fluxului de numerar	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
	16	Necesitatea de finanțare suplimentară	Neglijabil	0.05	Putin probabil	0.3	0.015
	17	Lichiditate	Moderat	0.2	Putin probabil	0.1	0.020
	18	Gradul de maturitate (al împrumuturilor)	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060

	19	Existența unor investitori instituționali	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	20	Riscul valutar	Neglijabil	0.05	Putin probabil	0.3	0.015
	21	Valoarea contribuției publice	Neglijabil	0.05	Improbabil	0.1	0.005
	22	Plata în avans a grantului public	Moderat	0.2	Improbabil	0.1	0.020
	23	Intarea în faliment/incapacitate de plată a partenerului public	Neglijabil	0.05	Improbabil	0.1	0.005
	24	Partenerul privat operează cu rate de levier foarte ridicate	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
3. Riscuri de guvernanță / sponsor	25	Sponsor	Neglijabil	0.05	Improbabil	0.1	0.005
	26	Contracte de parteneriat	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	27	Schimbări în conducerea sau acționariatul partenerului privat	Neglijabil	0.05	Probabil	0.5	0.025
	29	Parteneri privați care au mai multe roluri în proiect	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	30	Fraudă/ Corupție	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
	31	Complexitatea proiectului	Moderat	0.2	Probabil	0.5	0.100
	32	Hazardul moral	Moderat	0.2	Improbabil	0.1	0.020
	33	Reputația pe care o construiesc consumatorii de energie electrica, clienti ai CHEAP	Neglijabil	0.05	Probabil	0.5	0.025
	34	Rețeaua creată - contribuția proiectului la dezvoltarea generală a zonei	Ridicat	0.4	Foarte probabil	0.7	0.280
	35	Renegocierea (contractelor)	Ridicat	0.4	Putin probabil	0.3	0.120
4. Operare – riscuri pentru performanță	36	Managementul proiectului	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
	37	Inputuri (preț, calitate, disponibilitate)	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	38	Modificări ale specificațiilor outputului	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
	39	Flexibilitate	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	40	Mentenanță - restructurare	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
	41	Securitate	Catastrofal	0.8	Putin probabil	0.3	0.240
	42	Falimentul (al contractorului sau sub-contractorului)	Ridicat	0.4	Putin probabil	0.3	0.120
	43	Uzura tehnică sau inovația	Ridicat	0.4	Probabil	0.5	0.200
	44	Testul pieței (benchmarking)	Scazut	0.1	Probabil	0.5	0.050
	45	Costuri cu angajații	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	47	Predarea	Neglijabil	0.05	Improbabil	0.1	0.005
	48	Nivel de competență și de know-how	Ridicat	0.4	Probabil	0.5	0.200
	49	Monitorizarea	Scazut	0.1	Improbabil	0.1	0.010
	50	Sub-contractarea	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
	51	Costuri generate de bias	Moderat	0.2	Probabil	0.5	0.100

	52	Venituri operaționale sub ținte	Moderat	0.2	Probabil	0.5	0.100
	53	Avariarea sistemelor ITC	Ridicat	0.4	Putin probabil	0.3	0.120
5. Risc de piata	54	Piața	Scazut	0.1	Improbabil	0.1	0.010
	55	Cererea de energie electrica	Neglijabil	0.2	Improbabil	0.1	0.020
	56	Cererea (bazată pe tarife / venituri comerciale)	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	57	Oferta de servicii alternative	Moderat	0.1	Probabil	0.5	0.050
	58	Lipsa experienței	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
	59	Criterii de selecție	Moderat	0.2	Probabil	0.5	0.100
	60	Standarde de pre-calificare ale licitatorilor	Moderat	0.2	Probabil	0.5	0.100
	61	Ofertă anormală	Moderat	0.2	Probabil	0.5	0.100
	62	Apelul (litigiu)	Ridicat	0.4	Foarte probabil	0.7	0.280
	63	Relații industriale și critică din partea societății civile	Ridicat	0.4	Probabil	0.5	0.200
	64	Aprobări	Ridicat	0.4	Foarte probabil	0.7	0.280
	65	Procedural	Ridicat	0.4	Foarte probabil	0.5	0.200
	66	Modificări ale cadrului legislativ și ale politicilor guvernamentale	Moderat	0.4	Probabil	0.5	0.200
	67	Reglementare	Ridicat	0.4	Probabil	0.5	0.200
	68	Modificări ale codului fiscal	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
	69	Contractual	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	70	Corupție	Moderat	0.2	Probabil	0.5	0.100
6. Sisteme	71	Forță majoră	Catastrofal	0.8	Putin probabil	0.3	0.240
	72	Riscul de țară	Scazut	0.1	Putin probabil	0.3	0.030
	73	Politic	Moderat	0.2	Probabil	0.5	0.100
	74	Schimbări demografice	Scazut	0.05	Improbabil	0.1	0.005
	75	Hidrologice	Ridicat	0.4	Foarte probabil	0.7	0.280
	76	Inflație	Scazut	0.1	Probabil	0.5	0.050
	77	Recesiune economică	Moderat	0.2	Putin probabil	0.3	0.060
			Total	0.198		0.35	0.0782

Figura 6-7. Rezultatele analizei de risc



Probabilitate	Aproape cert	0.90	0.045	0.090	0.180	0.360	0.720
	Foarte probabil	0.70	0.035	0.070	0.140	0.280	0.560
	Probabil	0.50	0.025	0.050	0.100	0.200	0.400
	Putin probabil	0.30	0.015	0.030	0.060	0.120	0.240
	Improbabil	0.10	0.005	0.010	0.020	0.040	0.080
			0.05	0.10	0.20	0.40	0.80
			Impact				
			<i>Neglijabil</i>	<i>Scazut</i>	<i>Moderat</i>	<i>Ridicat</i>	<i>Catastrofal</i>

Galben - Risc scăzut

Gri - Risc moderat

Verde - Risc semnificativ

Roșu - Risc ridicat

- o Impact: 0,198
- o Probabilitate: 0,353
- o Medie risc: 0,078

6.5.2. Alocarea riscurilor între Partenerul Public și Partenerul Privat

În tabelul următor este prezentată o posibilă modalitate de alocare a riscurilor proiectului, respectiv partajarea acestora între partenerul public și cel privat. Totuși, alocarea finală a riscurilor se va stabili în urma negocierilor cu investitorii. Abordarea generală a acestei probleme este în logica principiului că riscul se alocă acelei entități (Partenerul Public sau Partenerul Privat), care îl poate controla cel mai bine.

Matricea riscurilor construită cuprinde următoarele categorii:

- Riscul de proiectare și construcție (11 riscuri)
- Riscul financiar (13 riscuri)
- Riscul de guvernare (10 riscuri)
- Riscul de operare (17 riscuri)
- Riscul de piață (17 riscuri)
- Riscul sistemic (7 riscuri)

Tabel 6-11. Cuantificarea și alocarea riscurilor

Partajarea riscului							Risc estimat	Valoare mii euro	Partener privat	Partener public
Riscul		Partener privat	Comun	Partener public	Pro-babilitate	Impact				
1. Risc faza	1	Structura existentă este inadecvată	X		0.05	0.5	0.025	21836	17469	4367
	2	Condițiile șantierului	X		0.05	0.1	0.005	4367	3494	873

	3	Obținerea avizelor necesare - opoziție politică		X		0.2	0.7	0.14	122283	97826	24457
	4	Mediul înconjurător și curățarea în urma șantierului	X			0.1	0.3	0.03	26203	26203	0
	5	Design deficitar al proiectului	X			0.2	0.1	0.02	17469	17469	0
	6	Mărimea și complexitatea lucrărilor a CHEAP		X		0.05	0.1	0.005	4367	0	4367
	7	Întârzierea în demararea lucrărilor	X			0.2	0.7	0.14	122283	122283	0
	8	Prețul materialelor și a materiilor prime		X		0.1	0.5	0.05	43672	34938	8734
	9	Testarea construcției (recepția)		X		0.2	0.1	0.02	17469	13975	3494
	10	Durata de viață (a CHEAP)			X	0.05	0.1	0.005	4367	0	4367
	11	Riscul tehnologic		X		0.1	0.7	0.07	61141	48913	12228
	12	Raportul calitate/preț			X	0.1	0.3	0.03	26203	0	26203
	13	Ratele dobânzii înainte de alocarea proiectului		X		0.1	0.3	0.03	26203	20963	5241
2. Risc financiar	14	Durata proiectului		X		0.1	0.5	0.05	43672	34938	8734
	15	Verificarea fluxului de numerar		X		0.2	0.3	0.06	52407	41925	10481
	16	Necesitatea de finanțare suplimentară		X		0.05	0.3	0.015	13102	10481	2620
	17	Lichiditate	X			0.2	0.1	0.02	17469	17469	0
	18	Gradul de maturitate (al împrumuturilor)	X			0.2	0.3	0.06	52407	52407	0
	19	Existența unor investitori instituționali		X		0.1	0.3	0.03	26203	20963	5241
	20	Riscul valutar	X			0.05	0.3	0.015	13102	13102	0
	21	Valoarea contribuției publice		X		0.05	0.1	0.005	4367	3494	873
	22	Plata în avans a grantului public			X	0.2	0.1	0.02	17469	0	17469

	23	Intarea în faliment/incapacitate de plată a partenerului public	X			0.05	0.1	0.005	4367	4367	0
	24	Partenerul privat operează cu rate de levier foarte ridicate		X		0.2	0.3	0.06	52407	41925	10481
3. Riscuri de guvernănanță - sponsor	25	Sponsor			X	0.05	0.1	0.005	4367	0	4367
	26	Contracte de parteneriat	X			0.1	0.3	0.03	26203	26203	0
	27	Schimbări în conducerea sau acționariatul partenerului privat		X		0.05	0.5	0.025	21836	17469	4367
	29	Parteneri privați care au mai multe roluri în proiect	X			0.1	0.3	0.03	26203	26203	0
	30	Fraudă/ Corupție		X		0.2	0.3	0.06	52407	41925	10481
	31	Complexitatea proiectului		X		0.2	0.5	0.1	87345	69876	17469
	32	Hazardul moral		X		0.2	0.1	0.02	17469	13975	3494
	33	Reputația pe care o construiesc consumatorii de energie electrica, clienti ai CHEAP	X			0.05	0.5	0.025	21836	21836	0
	34	Rețeaua creată - contribuția proiectului la dezvoltarea generală a zonei			X	0.4	0.7	0.28	244565	0	244565
4. Operare – riscuri pentru performanță	35	Renegocierea (contractelor)		X		0.4	0.3	0.12	104814	83851	20963
	36	Managementul proiectului	X			0.2	0.3	0.06	52407	52407	0
	37	Inputuri (preț, calitate, disponibilitate)	X			0.1	0.3	0.03	26203	26203	0
	38	Modificări ale specificațiilor outputului			X	0.2	0.3	0.06	52407	0	52407
	39	Flexibilitate		X		0.1	0.3	0.03	26203	20963	5241
	40	Mentenanță - restructurare	X			0.2	0.3	0.06	52407	52407	0
	41	Securitate		X		0.8	0.3	0.24	209627	167702	41925
	42	Falimentul (al contractorului sau sub-contractorului)	X			0.4	0.3	0.12	104814	104814	0

	43	Uzura tehnică sau inovația		X		0.4	0.5	0.2	174689	139752	34938
	44	Testul pieței (benchmarking)	X			0.1	0.5	0.05	43672	43672	0
	45	Costuri cu angajații	X			0.1	0.3	0.03	26203	26203	0
	47	Predarea			X	0.05	0.1	0.005	4367	0	4367
	48	Nivel de competență și de know-how	X			0.4	0.5	0.2	174689	174689	0
	49	Monitorizarea			X	0.1	0.1	0.01	8734	0	8734
	50	Sub-contractarea	X			0.2	0.3	0.06	52407	52407	0
	51	Costuri generate de bias	X			0.2	0.5	0.1	87345	87345	0
	52	Venituri operaționale sub ținte	X			0.2	0.5	0.1	87345	87345	0
	53	Avariarea sistemelor ITC		X		0.4	0.3	0.12	104814	83851	20963
5. Risc de piața	54	Piața		X		0.1	0.1	0.01	8734	6988	1747
	55	Cererea de energie electrica			X	0.2	0.1	0.02	17469	0	17469
	56	Cererea (bazată pe tarife / venituri comerciale)		X		0.1	0.3	0.03	26203	20963	5241
	57	Oferta de servicii alternative	X			0.1	0.5	0.05	43672	43672	0
	58	Lipsa experienței		X		0.2	0.3	0.06	52407	41925	10481
	59	Criterii de selecție		X		0.2	0.5	0.1	87345	69876	17469
	60	Standarde de pre-calificare ale licitatorilor			X	0.2	0.5	0.1	87345	0	87345
	61	Ofertă anormală			X	0.2	0.5	0.1	87345	0	87345
	62	Apelul (litigiu)		X		0.4	0.7	0.28	244565	195652	48913
	63	Relații industriale și critică din partea societății civile	X			0.4	0.5	0.2	174689	174689	0
	64	Aprobări		X		0.4	0.7	0.28	244565	195652	48913
	65	Procedural		X		0.4	0.5	0.2	174689	139752	34938
	66	Modificări ale cadrului legislativ și ale politicilor guvernamentale			X	0.4	0.5	0.2	174689	0	174689
	67	Reglementare	X			0.4	0.5	0.2	174689	174689	0

	68	Modificări ale codului fiscal	X			0.2	0.3	0.06	52407	52407	0
	69	Contractual		X		0.1	0.3	0.03	26203	20963	5241
	70	Corupție		X		0.2	0.5	0.1	87345	69876	17469
6. Sisteme	71	Forță majoră		X		0.8	0.3	0.24	209627	167702	41925
	72	Hidrologice		X		0.1	0.3	0.28	244565	195652	48913
	73	Riscul de țară	X			0.2	0.5	0.03	26203	26203	0
	74	Politic	X			0.05	0.1	0.1	87345	87345	0
	75	Schimbări demografice		X		0.4	0.7	0.005	4367	3494	873
	76	Inflație		X		0.1	0.5	0.05	43672	34938	8734
	77	Recesiune economică		X		0.2	0.3	0.06	52407	41925	10481
TOTAL									5.033.8	3.763.5	1.270.2

Valoarea zilnică a riscurilor estimate este de 13,8 milioane EURO, reprezentând aproximativ 1,38% din valoarea totală a investiției inițiale. În ipoteza finanțării integrale a proiectului din surse bugetare publice, acest risc ar fi acoperit de către Stat în întregime.

În ipoteza finanțării proiectului printr-o schemă PPP, 74,76% din valoarea totală a riscurilor, ar fi transferată către Partenerul Privat, Partenerului Public fiind alocată valoarea rămasă de 25,24%

6.6. Posibilitatea generică a proiectului de a mobiliza resursele financiare necesare acoperirii costurilor (gradul de suportabilitate a proiectului)

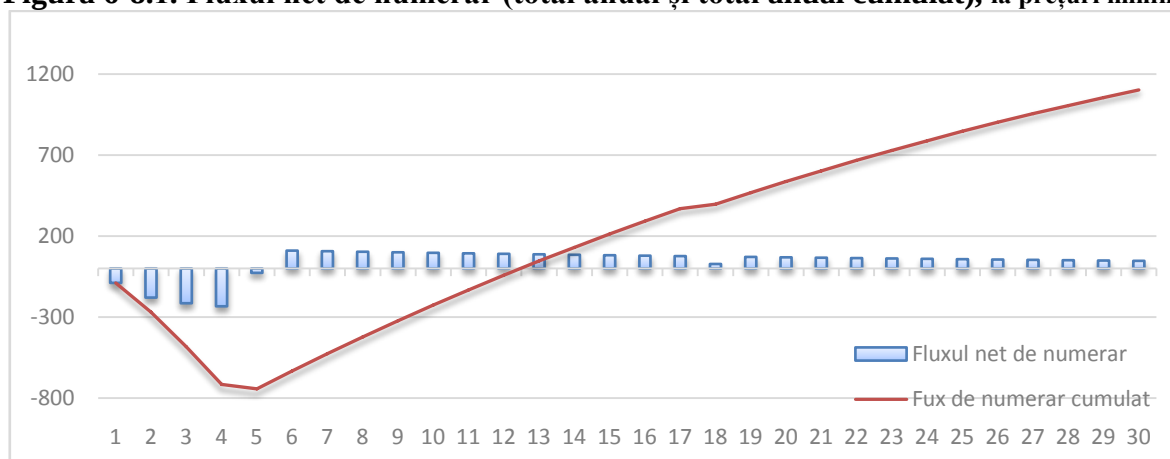
Analiza sustenabilității financiare a investiției evaluează gradul în care proiectul va fi durabil, din prisma fluxurilor financiare anuale, dar și cumulate, de-a lungul perioadei de analiză. Fluxuri de costuri corespund opțiunii “Cu Proiect”.

Având în vedere faptul că toată analiza s-a făcut pe baza a două scenarii, unul pesimist și unul optimist, tabelele următoare prezintă analiza sustenabilității proiectului, prin compararea fluxurilor de ieșiri (costurile de investiție și cu operarea și întreținerea) cu fluxurile de intrări (veniturile directe, plățile de disponibilitate, precum și alte surse de venituri), în cele două cazuri.

Tabel 6-12.1. Analiza durabilității financiare a investiției (Scenariul PPP), la prețuri minime

Anul de analiza	Anul de operare		Intrări	Venituri financiare directe	Plăți din partea partenerului public	Iesiri	Investiție	Costuri de operare și intretinere și înlocuire	Flux de numerar net	Flux de numerar cumulat	
2019		Proiectare și execuție	21262296	0	21262296	110000000	110000000		-88737704	-88737704	
2020			40499611.4	0	40499611.43	220000000	220000000		-179500388.6	-268238093	
2021			45583978.2	0	45583978.23	260000000	260000000		-214416021.8	-482654114	
2022			46752798.2	0	46752798.19	280000000	280000000		-233247201.8	-715901316	
2023			102943253	0	102943253.5	130000000	130000000		-27056746.52	-742958063	
2024	1	Întreținere și operare	117389167	78212859.1	39176308.32	7000000	0	7000000	110389167.4	-632568895	
2025	2		114033860	76723090.3	37310769.83	7210000	0	7210000	106823860.2	-525745035	
2026	3		110795765	75261698.1	35534066.51	7426300	0	7426300	103369464.6	-422375570	
2027	4		107670110	73828142	33841968.1	7649089	0	7649089	100021021.1	-322354549	
2028	5		104652337	72421891.7	32230445.81	7878561.67	0	7878561.67	96773775.81	-225580774	
2029	6		101738090	71042427.1	30695662.68	8114918.52	0	8114918.52	93623171.22	-131957602	
2030	7		98923202.4	69689238	29233964.45	8358366.076	0	8358366.076	90564836.35	-41392766	
2031	8		96203694.8	68361823.9	27841870.91	8609117.058	0	8609117.058	87594577.77	46201811.79	
2032	9		93575761.5	67059693.9	26516067.53	8867390.57	0	8867390.57	84708370.9	130910182.7	
2033	10		91035764.1	65782366.4	25253397.65	9133412.287	0	9133412.287	81902351.8	212812534.5	
2034	11		88580223.9	64529369	24050854.9	9407414.655	0	9407414.655	79172809.23	291985343.7	
2035	12		86205814.2	63300238.1	22905576.1	9689637.095	0	9689637.095	76516177.15	368501520.9	
2036	13		83909353.7	62094519.3	21814834.38	56045579.21	0	56045579.21	27863774.49	396365295.4	
2037	14		81687799.3	60911766.6	20776032.74	10279735.99	0	10279735.99	71408063.32	467773358.7	
2038	15		79538240.3	59751542.4	19786697.85	10588128.07	0	10588128.07	68950112.22	536723470.9	
2039	16		77457892	58613417.8	18844474.14	10905771.92	0	10905771.92	66552120.05	603275591	
2040	17		75444090	57496971.8	17947118.23	11232945.07	0	11232945.07	64211144.93	667486735.9	
2041	18		73494284.9	56401791.4	17092493.55	11569933.43	0	11569933.43	61924351.49	729411087.4	
2042	19		71606036.8	55327471.5	16278565.29	11917031.43	0	11917031.43	59689005.38	789100092.8	
2043	20		69777010.4	54273614.9	15503395.51	12274542.37	0	12274542.37	57502468.07	846602560.8	
2044	21		68004970.4	53239831.8	14765138.58	12642778.64	0	12642778.64	55362191.72	901964752.5	
2045	22		66287776.5	52225739.7	14062036.75	13022062	0	13022062	53265714.49	955230467	
2046	23		64623379.7	51230963.8	13392415.95	13412723.86	0	13412723.86	51210655.84	1006441123	
2047	24		63009817.7	50255135.9	12754681.86	13815105.58	0	13815105.58	49194712.15	1055635835	
2048	25		61445211.2	49297895.2	12147316.05	14229558.75	0	14229558.75	47215652.5	1102851488	
Total			2404131591	1567333500	836798091	1301280103	1000000000	301280103.3	7410823388	6508808769	
Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)						19.88%					
Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)						1527250673.07					
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)						1.85					

Figura 6-8.1. Fluxul net de numerar (total anual și total anual cumulat), la prețuri minime



În cazul scenariului presimist, Fluxul cumulat de numerar devine pozitiv începând cu anul de analiză 13 (anul 8 de operare) – începând cu acest an, investitorul privat va obține

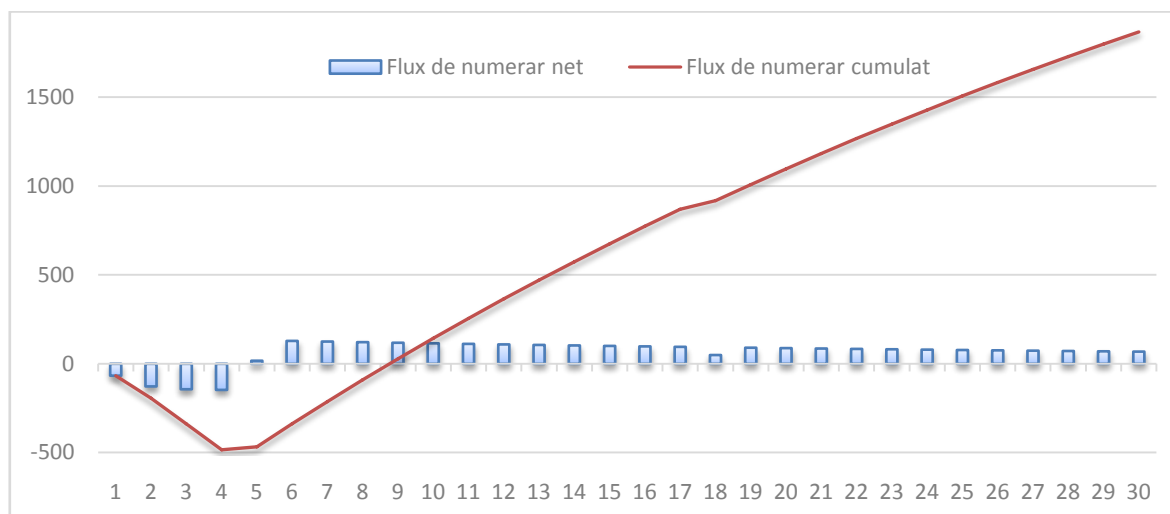
venituri financiare nete (cumulate) pozitive. Practic, acesta va trebui să finanțeze investiția din surse proprii în primii 7 ani de operare.

Astfel, dacă producția de energie electrică va fi vândută la prețuri minime concluzia analizei de sustenabilitate este aceea că investiția se va recupera (se va fi amortizat începând cu anul de operare 23, în termeni de fluxul financiar net cumulat actualizat – a se vedea secțiunea 6.3.3), ceea ce face ca proiectul să nu fie foarte atractiv pentru investitori, în ipotezele de lucru prezentate în studiul de față, dar, totuși realizabil.

Tabel 6-42.2. Analiza durabilității financiare a investiției (Scenariul PPP), la prețuri maxime

Anul de analiza	Anul de operare		Intrări	Venituri financiare directe	Plăți din partea partenerului public	Iesiri	Investiție	Costuri de operare si intretinere și înlocuire	Flux de numerar net	Flux de numerar cumulat
2019		Proiectare și execuție	21262296	0	21262296	88000000	88000000	0	-66737704	-66737704
2020			40499611.4	0	40499611.43	167619047.6	167619047.6	0	-127119436.2	-193857140
2021			45583978.2	0	45583978.23	188662131.5	188662131.5	0	-143078153.3	-336935293
2022			46752798.2	0	46752798.19	193499622.1	193499622.1	0	-146746823.9	-483682117
2023			102943253	0	102943253.5	85561057.38	85561057.38	0	17382196.1	-466299921
2024	1	Întreținere și operare	134356716	95180408.1	39176308.32	5484683.165	0	5484683.165	128872033.3	-337427888
2025	2		130678218	93367448	37310769.83	5380213.01	0	5380213.01	125298004.8	-212129883
2026	3		127123087	91589020.4	35534066.51	5277732.762	0	5277732.762	121845354.1	-90284529.1
2027	4		123686436	89844467.6	33841968.1	5177204.519	0	5177204.519	118509231.2	28224702.15
2028	5		120363590	88133144.4	32230445.81	5078591.099	0	5078591.099	115284999.1	143509701.3
2029	6		117150081	86454417.9	30695662.68	4981856.031	0	4981856.031	112168224.5	255677925.8
2030	7		114041632	84807667	29233964.45	4886963.535	0	4886963.535	109154668	364832593.8
2031	8		111034154	83192282.9	27841870.91	4793878.515	0	4793878.515	106240275.3	471072869.1
2032	9		108123736	81607668	26516067.53	4702566.544	0	4702566.544	103421169	574494038.1
2033	10		105306634	80053236.2	25253397.65	4612993.848	0	4612993.848	100693640	675187678.1
2034	11		102579268	78528412.7	24050854.9	4525127.298	0	4525127.298	98054140.29	773241818.4
2035	12		99938209.5	77032633.4	22905576.1	4438934.397	0	4438934.397	95499275.1	868741093.5
2036	13		97380179.5	75565345.1	21814834.38	47984052.03	0	47984052.03	49396127.49	918137221
2037	14		94902038	74126005.2	20776032.74	4271442.632	0	4271442.632	90630595.34	1008767816
2038	15		92500779.2	72714081.3	19786697.85	4190081.82	0	4190081.82	88310697.35	1097078514
2039	16		90173525.3	71329051.2	18844474.14	4110270.738	0	4110270.738	86063254.61	1183141768
2040	17		87917520.8	69970402.6	17947118.23	4031979.867	0	4031979.867	83885540.97	1267027309
2041	18		85730126.6	68637633	17092493.55	3955180.25	0	3955180.25	81774946.34	1348802256
2042	19		83608814.8	67330249.5	16278565.29	3879843.483	0	3879843.483	79728971.35	1428531227
2043	20		81551164.1	66047768.6	15503395.51	3805941.703	0	3805941.703	77745222.42	1506276449
2044	21		79554854.5	64789715.9	14765138.58	3733447.575	0	3733447.575	75821406.88	1582097856
2045	22		77617662.8	63555626	14062036.75	3662334.288	0	3662334.288	73955328.5	1656053185
2046	23		75737458.6	62345042.7	13392415.95	3592575.54	0	3592575.54	72144883.1	1728198068
2047	24		73912199.9	61157518.1	12754681.86	3524145.529	0	3524145.529	70388054.4	1798586122
2048	25		72139929	59992613	12147316.05	3457018.948	0	3457018.948	68682910.07	1867269032
Total			2744149950	1907351859	836798091	876880917.7	723341858.6	153539059.1	1867269032	20357594768
Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)			22.01%							
Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)			1867269032.32							
Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)			3.13							

Figura 6-9.2. Fluxul net de numerar (total anual și total anual cumulat), la prețuri maxime



În cazul optimist, fluxul cumulat de numerar devine pozitiv începând cu anul de analiză 9 (anul 4 de operare) – începând cu acest an, investitorul privat va obține venituri financiare nete (cumulate) pozitive. Practic, acesta va trebui să finanțeze investiția din surse proprii în primii 3 ani de operare.

Concluzia analizei de sustenabilitate este aceea că investiția se va recupera (se va fi amortizat începând cu anul de operare 14, în termeni de fluxul financiar net cumulat actualizat – a se vedea secțiunea 6.3.3), ceea ce face proiectul atractiv pentru investitori, în ipotezele de lucru prezentate în studiul de față.

6.7. Tarifele și sistemul de taxare

Tarifarea poate fi introdusă în atribuțiile partenerului privat, partenerul privat luând în calcul propunerea ca strategia și managementul taxării să fie lăsate la nivelul ofertantului.

Urmare a analizei pieții și pe baza modelelor de operare și funcționare actuale ale CHEAP din România au fost identificate următoarele posibile tarife așteptate, atât la niveluri minime, cât și maxime, atât pentru producție cât și pentru consum.

Acestor tarife, în vederea actualizării datelor, li s-a aplicat o creștere de 3%, așa cum s-a făcut și în cazul costurilor.

SERVICIUL DE SISTEM	PRET MINIM	PRET MAXIM	CANTITATE
REGLAJ SECUNDAR	13,7EURO/HMW	16 EURO/HMW	916.300
REGLAJ TERTIAR RAPID	6,8 EURO/HMW	8 EURO/HMW	4.108.650
CONSUM DISPECERIZABIL	6,8 EURO/HMW	11 EURO/HMW	2.352.000
PRODUCTIE DE EN ELECTRICA	45 EURO/MWH	61 EURO/MWH	1.650.000
CONSUMUL DE EN. ELECTRICA	14,7 EURO/MWH	25 EURO/MWH	2.103.000

Serviciile de sistem au fost evaluate conform tarifelor reglementate în vigoare (Decizia ANRE 2014).

6.8. Principalele etape contractuale

În scopul implementării contractului de parteneriat public – privat se înființează societatea de proiect conform cu prevederile Legii nr. 31/1990 republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Aportul în numerar la capitalul societății de proiect a partenerului public constă în suma minimă prevăzută de cerințele legislației în vigoare. Acesta poate fi majorat pe parcursul derulării contractului în urma înțelegerii părților contractuale de către statul român.

Contractul de PPP este structurat în două etape principale după cum urmează:

- o perioada de proiectare și execuție este de 60 luni de la data semnării contractului,
- o perioada de operare, cu durata de 32 ani de la data semnării contractului pentru activele deja finalizate (dacă este cazul), iar pentru restul proiectului de la data finalizării diverselor etape.

În situația întârzierii finalizării perioadei de proiectare și execuție, partenerul privat va plăti partenerului public o amendă corespunzătoare ponderii în an a perioadei de întârziere, amenda totală anuală fiind de 100 milioane euro.

Cota de contribuție a partenerului public la finanțarea realizării investiției reprezentată de resurse financiare de altă natură decât fonduri externe nerambursabile și contribuția națională aferentă unor astfel de fonduri nu poate depăși, conform OUG nr. 39/2018 , privind parteneriatul public – privat, art. 12. alin. (2), 25% din valoarea totală a investiției.

Riscul de neacoperire a veniturilor din operare se poate traduce însă, fie în plăți de disponibilitate, fie în prelungirea duratei contractului, în cazul în care, la finele acestuia, partenerul privat nu a obținut profitul scontat.

Calculul plății de disponibilitate se face pe baza rezultatelor activităților din perioada preliminară, activități care prezintă ieșirile și intrările de numerar ale partenerului privat și care vor fi introduse în modelul financiar al acestuia.

Valoarea preconizată a investiției poate fi modificată în funcție de evoluția tehnologiilor din domeniu. În acest caz, investitorul privat poate să își mărească cota de participare la finanțare, căzând sau nu de comun acord cu partenerul public ca să participe și acesta la mărirea valorii de finanțare.

6.9. Principalele activități realizate în cadrul fiecărei etape/perioade contractuale

▪ Perioada preliminară

În perioada preliminară se vor desfășura următoarele categorii de activități:

a) Activități de investigații de teren și proiectare

Studiile de teren urmează a fi realizate de o entitate specializată aflată sub controlul ambelor părți ale contractului PPP – partenerul public și partenerul privat, iar sumele cuvenite acestuia vor fi plătite de către ambele părți în proporții egale pentru a asigura imparțialitatea în exercitarea activităților sale.

Activitățile de pregătire a proiectului vor include :

- 1) Expertizarea tuturor construcțiilor realizate,
- 2) Obținerea certificatelor de Urbanism de la consiliile județene

Elaborarea documentațiilor pentru obținerea avizelor și acordurilor specificate în Certificatele de Urbanism

Elaborarea documentației pentru obținerea autorizației de construcție (DTAC),

Elaborarea proiectelor tehnice (PT) și a detaliilor de execuție (DDE) pentru toate obiectele aferente acestui obiectiv de investiții

Elaborarea studiilor aferente procedurii de obținere a acordului de mediu și de gospodărire a apelor, respectiv:

a) Studiu de impact asupra mediului (SIM)

Studiu de evaluare adecvată (SEA)

Studiu de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă (SEICA)

Studiu privind schimbările climatice

Partenerul public va efectua toate demersurile pentru exproprierea terenurilor suplimentare, inclusiv a terenurilor pentru organizările de șantier și racordurilor la rețelele de utilități, sau cele de transport rutier și feroviar. Planuri cu exproprierile suplimentare sunt deja realizate, acestea urmând a fi verificate în faza de realizare a proiectului tehnic și al detaliilor de execuție.

Partenerul public va preda amplasamentul, după ce va inventaria toate obiectele existente, și va evalua lucrările realizate anterior pe fiecare obiect, având în vedere că unele sunt realizate în urmă cu peste 40 ani, care necesită a fi gestionate, obiectivul de investiții fiind în prezent în administrarea S.C. Hidro-Tarnița S.A. (companie înființată în noiembrie 2013).

b) Activități privind obținerea finanțării pentru întregul proiect

La momentul încheierii contractului de PPP, partenerul privat va avea asigurată finanțarea privată pentru realizarea activităților din perioada preliminară.

Având în vedere obiectivele contractului rezultate în urma etapei de dialog și investigațiile realizate în perioada preliminară, un preț fix ferm va fi stabilit în urma mecanismului de ajustare pe baza acestora la sfârșitul acestei perioade, pentru acesta urmând să fie obținută finanțarea din partea finanțatorilor.

Așadar, cronologic, activitățile având ca scop direct obținerea finanțării urmează a fi realizate în interiorul perioadei preliminare după realizarea investigațiilor menționate anterior și vor avea ca scop finanțarea prețului contractului rezultat în urma aplicării algoritmului de ajustare.

Condițiile de finanțare au fost stabilite inițial de către partenerul privat pentru motive de comparabilitate a ofertelor și au fost avute în vedere și incluse ca atare în modelul financiar al ofertantului câștigător.

Structura de finanțare a întregului proiect urmează a se stabili în cadrul unei finanțări competitive ce urmează a se desfășura potrivit regulilor prevăzute în contractul de PPP și cu ajutorul căreia vor fi stabilite costurile efective de finanțare oferite de piețele financiare la momentul respectiv.

Finanțarea competitivă este un proces în cadrul căruia fondurile necesare pentru implementarea proiectului vor fi obținute la cel mai convenabil cost al finanțării disponibil, în condițiile de piață existente.

Procedura va fi realizată de către partenerul privat, sub supravegherea partenerului public. Procedura va fi conformă principiilor și practicii finanțării de proiecte la nivelul pieței europene și va asigura o competiție echitabilă și transparentă între sursele de finanțare disponibile la nivelul pieței europene, în domeniul finanțării proiectelor de producție a energiei electrice

La finalul finanțării, ulterior existenței unui acord cu privire la structura de finanțare, contractele de finanțare pentru întregul proiect vor fi semnate între partenerul privat și finanțatori. Procedura de semnare a contractelor de finanțare, respectiv de tragere inițială a fondurilor pe baza contractelor de finanțare este denumită în mod generic procedura de închidere financiară.

Având în vedere faptul că ofertele candidaților se vor baza pe ipotezele financiare avute în vedere, contractul de PPP include o procedură detaliată, ce prevede mecanismul de ajustare a plății de disponibilitate prin raportare la diferențele de costuri de finanțare dintre costurile prezumate de partenerul public și costurile efectiv rezultate din procesul de finanțare competitivă.

Scopul general al procedurii de ajustare este ca nivelul plății de disponibilitate să fie ajustat de o asemenea manieră, încât orice modificare a costurilor cu finanțarea externă, prin raportarea ipotezelor inițiale ale partenerului public la condițiile efective de finanțare, valabile la data închiderii financiare, să nu conducă la o creștere a profitului partenerului privat și orice economii realizate să fie transferate autorității contractante. Această procedură de ajustare va asigura faptul că partenerul public și partenerul privat nu se vor regăsi la momentul închiderii financiare în poziții inferioare sau mai bune, din perspectiva echilibrului financiar al proiectului, față de momentul ofertei finale.

c) Activități de construcție

În paralel cu activitățile menționate la literele a) și b) de mai sus, partenerul privat va începe în perioada preliminară activități de construcție efectivă.

Perioada preliminară se finalizează cu obținerea de către partenerul privat a finanțării obiectivului. Închiderea financiară trebuie să se finalizeze în maxim 3 luni de la data semnării contractului de PPP, cu posibilitatea prelungirii acestei perioade cu încă 1 lună.

În măsura în care plata de disponibilitate ar crește în urma perioadei preliminare, partenerul public are dreptul de a înceta contractul de PPP.

De asemenea, în situația în care partenerul privat nu reușește să obțină finanțarea întregului proiect, contractul de PPP va înceta.

Perioada de construcție

Perioada de proiectare și execuție este de 60 luni de la data semnării contractului.

Perioada de operare

Perioada de operare cu durata de până la 30 ani începe de la data semnării contractului pentru activele deja finalizate (dacă este cazul), iar pentru restul proiectului de la data finalizării diverselor etape.

Obligația partenerului privat de a practica servicii de operare în parteneriat public - privat are ca obiect toate activitățile necesare pentru asigurarea permanentă a unui obiectiv deplin funcțional și de înaltă calitate pentru consumatori de energie electrică.

Partenerul privat trebuie să demonstreze în mod frecvent, pe parcursul contractului, că cerințele de operare și întreținere sunt îndeplinite.

În cazul în care personalul nu îndeplinește cerințele prevăzute pentru astfel de activitate, acesta este penalizat de către partenerul public, conform celor detaliate în cadrul secțiunii 6.12.

6.10. Prezentarea veniturilor proiectului

Venituri din furnizarea de energie electrică

Estimarea veniturilor pentru perioada de derulare a proiectului a plecat de la ipoteza că partenerul privat, pentru a-și maximiza veniturile, va finaliza construcția în 5 ani, astfel încât să poată primi suma de disponibilitate din partea statului de 100 milioane de euro.

o **Venituri furnizare energie electrică = Capacitate totală anuală * preț energie electrică**din care se scade Consum total anual * preț energie electrică, după cum urmează:

SERVICIUL DE SISTEM	PRET MINIM	PRET MAXIM	CANTITATE
REGLAJ SECUNDAR	13,7EURO/HMW	16 EURO/HMW	916.300
REGLAJ TERTIAR RAPID	6,8 EURO/HMW	8 EURO/HMW	4.108.650
CONSUM DISPECERIZABIL	6,8 EURO/HMW	11 EURO/HMW	2.352.000
PRODUCTIE DE EN ELECTRICA	45 EURO/MWH	61 EURO/MWH	1.650.000
CONSUMUL DE EN. ELECTRICA	14,7 EURO/MWH	25 EURO/MWH	2.103.000

Veniturile anuale medii estimate a fi obținute pentru întreaga perioadă 2024-2048 pot varia între 1,567 miliarde euro și 1,907 miliarde de euro pentru întreaga perioadă, în funcție de prețul de vânzare, respectiv de cumpărare al energiei electrice. Prețurile luate în calcul pentru cele două scenarii a fost indexat anual cu o rată a inflației de 3%.

Pe fiecare an, dinamica veniturilor este prezentată în figurile următoare, în funcție de cele două scenarii.

Figura 6-7.1. Evoluția veniturilor financiare neactualizate, scenariul pesimist, milioane euro

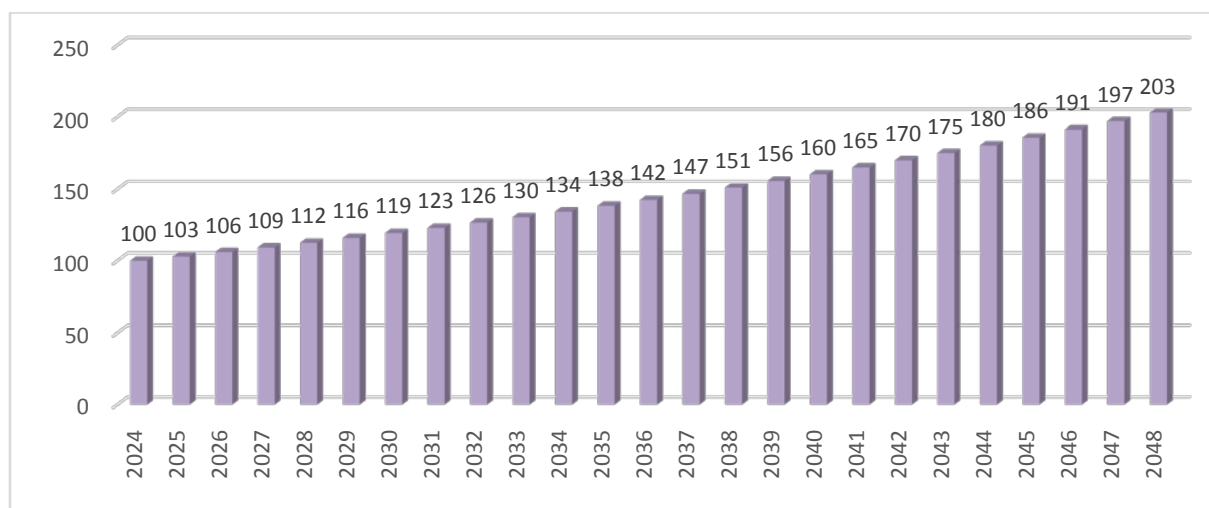
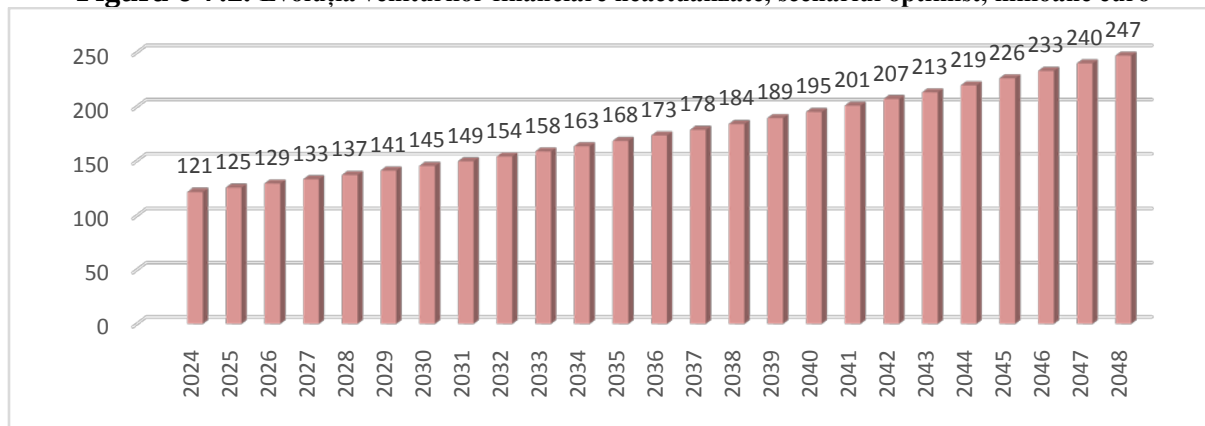


Figura 6-7.2. Evoluția veniturilor financiare neactualizate, scenariul optimist, milioane euro



6.11. Sistemul de penalități

Mecanismul de plată al contractului de PPP conține prevederi care îndreptătesc partenerul public să perceapă penalități de la partenerul privat.

Sunt prevăzute trei tipuri de penalități care pot fi percepute:

- o în primul rând, sunt aplicate penalități în situația în care un activ sau mai multe active nu sunt funcționale
- o în al doilea rând, sunt aplicate penalități în situația în care partenerul privat nu își îndeplinește obligațiile sale în cadrul contractului (neîndeplinirea nivelului de serviciu conform prevederilor contractuale),
- o în final, partenerul public poate aplica penalități pentru situația în care proiectul nu este funcțional în întregime, sau prevede lucrări considerabile ce nu sunt încă finalizate.

Sistemul de penalități este astfel conceput încât partenerul privat să fie încurajat să deruleze lucrările necesare de întreținere, cu cât mai puține întreruperi ale producției de energie electrică – cu cât este mai îndelungată afectarea utilizatorilor finali, cu atât mai mult cresc penalitățile pe care trebuie partenerul privat să le plătească partenerului public. Cu cât este mai extinsă închiderea parțială a producției de energie electrică., cu atât mai mare este penalitatea.

Partenerul privat trebuie să respecte nivelul cerut al serviciului atât în raport cu utilizatorul final (consumatorii), cât și cu partenerul public, în caz contrar acesta fiind îndreptățit să perceapă penalități de la partenerul privat. Obligațiile de prestare a serviciilor constau în gestionarea, exploatarea și întreținerea obiectivului de investiții, conform următoarelor două categorii:

- o neconformități privind cerințele de performanță, care afectează siguranța utilizatorilor;
- o neconformități privind cerințele de performanță, care nu afectează siguranța utilizatorilor.

În cele mai multe situații, partenerul privat are la dispoziție un interval de timp pentru remedierea situației de neconformitate apărute, înainte de a-i fi aplicate “puncte de servicii”

pentru fiecare zi în care respectiva neconformitate nu a fost remediată. Cu cât este mai gravă neconformitatea cu atât mai multe puncte de servicii sunt aplicate.

În activitățile de gestionare, exploatare și întreținere ale unei CHEAP, se poate aștepta în mod rezonabil că vor apărea situații în care partenerul privat, din varii motive, nu va putea să îndeplinească integral sau în timp util toate obligațiile avute fără a cauza utilizarea unui nivel foarte mare de resurse care vor conduce la suportarea unor costuri excesive de către partenerul public, iar o astfel de abordare conservatoare nu ar reprezenta un beneficiu economico-financiar pentru aceasta din urmă. Ca atare, principiul folosit este de a permite partenerului privat să “adune” un anumit număr de puncte de servicii în fiecare lună, până la pragul la care vor începe să fie percepute penalități financiare, reprezentând un semnal de alarmă pentru ca acesta să își rectifice prompt orice neconformități, în caz contrar fiind pasibil de suportarea penalităților respective. În același timp, pentru a descuraja orice tentativă din partea partenerului privat de a omite îndeplinirea obligațiilor sale, odată ce pragul respectiv este atins, valoarea penalităților crește progresiv, pe măsură ce crește numărul punctelor acumulate.

Valoarea punctului de deducere este un element al ofertării, și trebuie propus de către fiecare candidat preselectat în cadrul procedurii de licitație, acestora fiindu-le pusă la dispoziție o plajă între 100 și 120 de unități.

Valoarea licitată de ofertantul câștigător ar trebui să fie cea maximă, de 120 de unități, și ar trebui inclusă ca atare în cadrul prevederilor contractuale. Mecanismul de penalități trebuie astfel conceput, încât, în situația în care o facilitate este indisponibilă într-o anumită perioadă de timp, penalitățile vor fi într-atât calculate încât plățile care ar fi fost alocate pentru respectivele active din acesta în perioada de timp relevantă să nu fie deloc achitate. De asemenea, contractul de PPP conține prevederi conform cărora în cazul unor evenimente de încălcare de durată (situație echivalentă cu acumularea unui anumit număr de puncte de penalitate), partenerul privat poate demara procedura de încetare a contractului din culpa partenerului privat.

6.12. Încetarea contractului PPP și compensațiile plătibile

a) Încetarea din culpa partenerului public

În cazul în care contractul de PPP încetează din culpa partenerului public, acesta va achita o compensație partenerului privat, suma plătitibilă drept compensație urmând să permită partenerului privat:

- rambursarea sumelor datorate la acel moment de partenerul privat finanțatorilor, conform contractelor de finanțare principală;
- recuperarea sumelor investite în proiect de către acționarii partenerului privat (mai puțin eventualele sume deja recuperate);
- plata eventualelor costuri de reziliere a subcontractelor de către partenerul privat, ca urmare a încetării contractului de PPP (de exemplu, a contractului de proiectare și construcție și/sau a contractului de operare și întreținere);
- asigurarea ratei de rentabilitate a sumelor investite de partenerul privat la momentul respectiv.

b) Încetarea ca urmare a denunțării unilaterale de către partenerul public

În cazul în care contractul de PPP încetează ca urmare a denunțării unilaterale de către partenerul public, partenerul public va achita o compensație partenerului privat echivalentă celei plătibile în caz de încetare din culpa autorității publice.

c) Încetarea din cauză de forță majoră

În cazul în care contractul de PPP încetează ca urmare a unui eveniment de forță majoră, partenerul public va achita o compensație partenerului privat, suma plătită drept compensație urmând să permită partenerului privat rambursarea sumelor datorate la acel moment de partenerul privat finanțatorilor, conform contractelor de finanțare principală.