

---

*Raport*

# Studiu privind potențialul de rețehnologizare a hidrocentralelor din România

Dr. ing. Cornel Ilinca, dr. ing. Cristian Anghel, ing. Răzvan Puia, ec. Bogdan Ilinca

S.C. Aqua Invest S.R.L., București, România.

---

---

## Cuprins

1. Introducere.....	5
2. Alinierea la politicile europene și globale privind durabilitatea și beneficiile sociale.....	6
3. Informații teoretice generale.....	7
3.1. Colectarea datelor.....	7
3.2. Analiza datelor.....	8
3.3. Analiza statistică multivariată.....	9
3.4. Prioritizarea modernizării centralelor hidroelectrice: O abordare bazată pe criterii.....	10
3.4.1. Analiza scenariului.....	14
3.4.2. Identificarea centralelor hidroelectrice candidate pentru rețehnologizare, renovare și modernizarea amenajărilor hidroenergetice cu acumulare prin pompaj.....	15
4. Evaluarea tehnică.....	17
4.1. Supraînălțarea barajului.....	20
4.2. Digitalizarea și previziunile privind fluxul de date.....	22
4.3. Sistemul fotovoltaic plutitor (FPV).....	23
4.4. Start și stop îmbunătățire.....	23
4.5. RoR: creșterea puterii instalate (mașini noi și/sau suplimentare) la turbine.....	24
4.6. Reducerea pierderilor de sarcină în aducțiuni și în conducte.....	25
4.7. Utilizarea eficientă a resurselor de apă.....	26
5. Analiza economică și viabilitatea.....	26
5.1. Modernizarea centralelor hidroelectrice vs. dezvoltarea de noi centrale hidroelectrice: Comparații ale costurilor.....	27
5.2. Metode de analiză economică în rețehnologizarea hidrocentralelor.....	28
5.3. Analiza cost-beneficiu (ACB).....	28
5.4. Metrici și metode economice pentru rețehnologizarea hidroenergetică.....	28
5.5. Analiza economică a hidrocentralelor Vidraru și Lotru-Ciunget.....	29
5.5.1. Hidrocentrala Vidraru.....	29
5.5.2. Hidrocentrala Lotru-Ciunget.....	29
5.6. Impactul economic mai larg al rețehnologizării hidroenergetice.....	30
6. Impactul asupra mediului și schimbările climatice.....	31
6.1. Impactul hidrologic și asupra ecosistemului.....	32
6.2. Schimbările climatice și resursele de apă.....	33
6.3. Emisiile de carbon și considerațiile privind gazele cu efect de seră.....	35
6.4. Cadrul politic și protecția mediului.....	36
6.5. Concluzii privind mediul.....	37
7. Angajamentul părților interesate.....	37
8. Integrarea în rețeaua electrică a României.....	39
9. Discuții.....	39
10. Concluzii și direcții viitoare.....	40

---

## NOMENCLATURA

GWh - Gigawatt oră  
MW - Megawatt  
TWh - Terawatt oră  
E.U./EU - Uniunea Europeană  
TES - Furnizarea totală de energie  
HPP - Centrală hidroelectrică  
U.S. /US - Statele Unite  
DOE - Departamentul pentru Energie  
DCA - Directiva-cadru privind apa  
EIM - Evaluarea impactului asupra mediului  
ETS - Sistemul de comercializare a certificatelor de emisii  
ARIMA - Medie mobilă integrată autoregresivă  
GARCH - Heteroscedasticitate condiționată autoregresivă generalizată  
MCDA - analiză decizională multicriterială  
ROI - Randamentul investițiilor  
INHGA - Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor  
ANAR - Administrația Națională Apele Române  
CFD - Dinamica computațională a fluidelor  
AI - Inteligență artificială  
CF - Factorul de capacitate  
VRE - Energie regenerabilă variabilă  
BEP - Cel mai bun punct de eficiență  
FSFC - Convertor de frecvență de dimensiuni normale  
RoR - Run-of-river  
HDPE - polietilenă de înaltă densitate  
FDC - Curba duratei debitului  
ACB - Analiza cost-beneficiu  
IRR - Rata internă de rentabilitate  
SEN – Sistemul energetic național  
NPV - Valoarea netă actuală  
OPEX - Cheltuieli operaționale  
CAPEX - Cheltuieli de capital  
GHG - Gaz cu efect de seră la nivel mondial  
CDM - Mecanismul de dezvoltare curată  
SNGA - Strategia Națională de Gospodărire a Apelor România  
PNI - Planul național integrat

---

## Rezumat executiv

Acest studiu examinează potențialul de modernizare a infrastructurii hidroenergetice vechi a României pentru a îmbunătăți producția de energie electrică, a îmbunătăți stabilitatea rețelei și a sprijini securitatea energetică națională. Hidroenergia rămâne cea mai mare sursă de energie regenerabilă a României, contribuind la peste un sfert din mixul de energie electrică al țării. Cu toate acestea, multe dintre hidrocentralele sale au fost construite cu zeci de ani în urmă, echipamentele vechi limitându-le eficiența și producția. Modernizarea acestor instalații prezintă o soluție eficientă din punct de vedere al costurilor și durabilă din punct de vedere al mediului, oferind o alternativă mai rapidă la dezvoltarea de noi hidroenergie, valorificând în același timp infrastructura existentă.

Studiul estimează că eforturile de modernizare ar putea crește producția anuală de hidroenergie a României cu 500-600 GWh într-un scenariu cu ambiție scăzută, axat pe îmbunătățiri incrementale, cum ar fi refacerea conductelor și repararea turbinelor. Un scenariu ambițios, care implică actualizări complete, cum ar fi înlocuirea turbinelor și automatizarea digitală, ar putea crește producția cu 800-1.100 GWh, reprezentând o creștere cu 7% a producției hidroelectrice. Această generare suplimentară ar putea înlocui importurile de energie electrică, consolidând securitatea energetică a României și reducând dependența de sursele externe de energie.

Dincolo de câștigurile de energie, modernizarea îmbunătățește flexibilitatea rețelei, permițând hidroenergiei să echilibreze surse variabile de energie regenerabilă, cum ar fi eolian și solar. Centralele modernizate dotate cu monitorizare în timp real și întreținute predictivă pot oferi servicii esențiale de rețea, cum ar fi reglarea frecvenței, stabilizând alimentarea cu energie a României. Din punct de vedere economic, modernizarea poate fi cu 40-50% mai ieftină decât construirea de noi centrale, ceea ce o face cea mai viabilă strategie de extindere a capacității de generare din surse regenerabile.

Din perspectivă de mediu, modernizarea minimizează perturbările prin optimizarea instalațiilor existente, mai degrabă decât construirea de noi baraje. Măsurile de modernizare, cum ar fi soluțiile de trecere a peștilor, gestionarea sedimentelor și reglementările ecologice ale fluxului contribuie la menținerea biodiversității, îmbunătățind în același timp eficiența plantelor. Spre deosebire de noile proiecte, care pot fragmenta ecosistemele fluviale, modernizarea se aliniază politicilor europene de mediu și evită emisiile suplimentare de gaze cu efect de seră.

Prioritizarea siturilor cu potențial ridicat, cum ar fi hidrocentralele de-a lungul râului Bistrița, ar putea aduce cele mai mari beneficii energetice și economice. Acționând rapid pentru implementarea modernizărilor vizate, România își poate consolida independența energetică, poate accelera creșterea energiei regenerabile și poate realiza un sistem electric mai rezistent, cu emisii reduse de carbon..

Lucrările tehnice pentru acest studiu au fost realizate de lector universitar dr. ing. Cornel ILINCA.

Finalizarea acestui raport a fost posibilă și prin eforturile de colaborare ale Diana Cosmoiu, Adam Harmat, Andreea Danciu și Raluca Șerbănică.

---

## 1. Introducere

România are un mix diversificat de energie. La nivelul anului 2022, cărbunele, în proporție de 80% extras local, asigura 14% din mixul energetic primar; țițeiul și produsele petroliere (cca. 65% importat, 35% produs intern) cca. 36%; gazele naturale (cca. 84% din producție internă, 16% importat) aproximativ 30% din mix; energia regenerabilă și biocombustibilii cca 12%, iar energia nucleară cca. 9%. Diversitatea mixului energetic a permis menținerea rezilienței SEN, cu depășirea situațiilor de stres. Situația temperaturilor extreme reprezintă o specificitate a regiunii, când SEN este supus vulnerabilităților în asigurarea integrală a acoperirii cererii de energie atât pentru consumul intern cât și pentru export, situație prezentă și în statele vecine. În perioada 22.09.2017 – 01.06.2023, la nivelul României au fost retrase din exploatare capacități care totalizează o putere instalată de 5.508 MW. Astfel, în 2023, capacitatea instalată în sistemul electroenergetic a atins un minim istoric de 18.254 MW [1].

În anul 2023, structura capacității instalate nete electrice a României a reflectat o diversificare moderată a surselor. Hidroenergia a dominat cu o pondere de 36%, urmat de gazele naturale (16%) și energia eoliană (17%). Sursele regenerabile au inclus solar (8%) și biomasă/biogaz 1%, în timp ce energia nucleară a contribuit cu 8%. Distribuția indică o încă puternică dependență de surse convenționale (cărbune și gaze), care reprezintă împreună peste 30 % din capacitate. Progresul în sectorul regenerabil este vizibil, în special în eolian și solar, dar acesta rămâne în urma potențialului țării. Mențiune specială merită creșterea bioenergiilor, care evidențiază eforturi de tranziție către surse mai sustenabile. Totuși, dezvoltarea sectorului necesită investiții accelerate pentru a echilibra mixul energetic și a reduce emisiile. Din punct de vedere al energiei produse se remarcă ponderea asemănătoare cu diferența că energia nucleară crește la 20%, pe când energia hidro, eoliană și solară scad în funcție de factorul de capacitate [1].

Creșterea producției de energie și alte beneficii care pot fi asociate cu modernizarea capacităților existente sunt de mare interes, mai ales dacă luăm în considerare faptul că modificarea centralelor existente poate fi scutită de majoritatea impactului asupra mediului și de conflictele legate de construirea de noi hidrocentrale (HPP) pe râuri virgine și nereglementate (secțiuni de râu). Modernizarea hidrocentralelor existente ar consolida și ar îmbunătăți în continuare producția actuală de energie și flexibilitatea rețelei, și anume capacitatea hidroenergetică de a-și adapta condițiile de funcționare într-un timp scurt și de a sprijini serviciile auxiliare, prelungind în același timp durata de viață, abordând problemele operaționale, crescând nivelul de siguranță și reducând impactul asupra mediului. În acest raport, propunem o cuantificare la scară largă, la nivel de screening, a câștigurilor în termeni de producție anuală și flexibilitate pe care le-ar putea aduce modernizarea parcului hidroenergetic din România. Am investigat diferite practici de modernizare aplicate la scară europeană și americană, luând în considerare caracteristicile parcului hidroenergetic și incluzând toate tipurile de centrale hidroenergetice (cu rezervor și de tip derivație). Pentru fiecare practică, propunem un indicator al producției suplimentare de energie care poate fi așteptată și al contribuției potențiale pe care aceasta o poate aduce României. Discutăm rezultatele noastre luând în considerare factori statistici, indici economici și, de asemenea, unele verificări ale realității legislative și de mediu.

Modernizarea hidroenergetică poate duce la re tehnologizarea, îmbunătățirea sau/și renovarea centralelor. Modernizarea constă în utilizarea tehnologiilor recente pentru îmbunătățirea performanțelor centralei, cum ar fi schemele de control, protecția împotriva defecțiunilor, digitalizarea și monitorizarea, automatizarea unor echipamente auxiliare și chiar schimbarea unor părți ale echipamentelor importante, îmbunătățind astfel eficiența [2]. Retehnologizarea presupune schimbarea echipamentelor principale (turbine, generatoare) și a infrastructurii (înălțimea barajului, prize) [3]. Recondiționarea reprezintă repararea și/sau înlocuirea echipamentelor vechi, care necesită, de asemenea, lucrări civile semnificative pentru a crește, de exemplu, siguranța și predictibilitatea.

Realizată corect, energia hidroelectrică oferă energie, apă, tehnologie dovedită, o durată lungă de viață, flexibilitate, fiabilitate și stimulare economică națională. Energia hidroelectrică oferă un potențial semnificativ pentru reducerea emisiilor de carbon [4].

---

Efectele negative sunt generate de schimbările sociale și de mediu, inclusiv strămutarea și pierderea mijloacelor de trai, a patrimoniului, a biodiversității, a cursurilor de apă și a pescuitului. Scopul metodelor discutate în acest studiu este de a se asigura că beneficiile sunt maximizate, iar efectele negative sunt evitate, reduse la minimum, atenuate și compensate.

Printre problemele importante de mediu se numără pierderea habitatelor, pierderea biodiversității, speciile invazive, calitatea apei, emisiile de metan, eroziunea, sedimentarea rezervoarelor și regimurile de debit din aval. Sedimentarea rezervoarelor poate limita considerabil durata de viață a unui proiect hidroenergetic și poate fi exacerbată de practicile de captare care nu pot fi controlate de instalația hidroenergetică. Trecerea speciilor acvatice dincolo de bariera fizică reprezentată de baraje a fost o provocare pentru industria hidroenergetică. Din ce în ce mai mult, odată cu schimbările climatice, fiabilitatea resurselor de apă și evitarea emisiilor de gaze cu efect de seră din rezervoare trebuie luate în considerare cu atenție [5].

Acest studiu va dezvolta metodologia și calculele care stau la baza acestor estimări. O analiză detaliată va identifica centralele hidroelectrice specifice care necesită modernizări urgente pe baza diferitelor scenarii, cum ar fi renovarea cu ambiție redusă și modernizarea și modernizarea cu ambiție ridicată. În plus, o evaluare la nivel de selecție va prezenta potențialii candidați pentru modernizarea centralelor cu acumulare prin pompaj. Această secțiune extinsă va include informații generale, tehnici de modelare și rezultate bazate pe scenarii pentru a oferi o bază cuprinzătoare și transparentă pentru rezultatele prezentate în acest studiu.

Astfel, acest studiu se va concentra asupra centralelor hidroelectrice cu o putere instalată de cel puțin 10 MW, în conformitate cu clasificările UE.

## **2. Alinierea la politicile europene și globale privind durabilitatea și beneficiile sociale**

Dincolo de contextul național, Uniunea Europeană a stabilit obiective ambițioase pentru utilizarea energiei regenerabile și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Reabilitarea hidroenergetică se aliază acestor obiective, oferind o cale viabilă pentru ca România să contribuie la tranziția energetică a Europei [Z].

Conferința ONU privind mediul uman de la Stockholm a marcat un punct de cotitură în conștientizarea globală a problemelor de mediu în 1970. Conferința a recunoscut interconexiunea dintre problemele de mediu și activitățile umane și a pus bazele cooperării internaționale pentru protecția mediului. În 1972, Conferința ONU privind mediul de la Stockholm a subliniat și mai mult importanța protecției mediului și a introdus conceptul de ecodezvoltare. Ecodezvoltarea a apărut ca răspuns la preocupările crescânde privind mediul și a promovat dezvoltarea economică compatibilă cu protecția mediului și echitatea socială.

Raportul Comisiei Brundtland, "Viitorul nostru comun", a introdus definiția larg acceptată a dezvoltării durabile în 1987. Această definiție a subliniat echilibrul dintre creșterea economică, dezvoltarea socială și protecția mediului. În 1992, Summitul Pământului de la Rio a stabilit cadrul pentru dezvoltarea durabilă globală, elaborând Declarația de la Rio privind mediul și dezvoltarea și Agenda 21. Summitul mondial privind dezvoltarea durabilă de la Johannesburg a reafirmat angajamentul față de dezvoltarea durabilă și a abordat provocări specifice precum sărăcia, energia și apa. De asemenea, a fost subliniată importanța responsabilității sociale a întreprinderilor și a parteneriatelor public-privat.

Conceptul de responsabilitate socială a întreprinderilor a devenit proeminent în 2010, recunoscând rolul întreprinderilor în promovarea dezvoltării durabile prin integrarea preocupărilor sociale și de mediu în operațiunile lor. În 2015, Adunarea Generală a ONU a adoptat Agenda 2030 pentru dezvoltare durabilă, care a inclus un obiectiv specific și de sine stătător privind energia, ODD 7. Acest obiectiv prevede asigurarea accesului tuturor la energie la prețuri accesibile, fiabilă, durabilă și modernă. Energia se află în centrul atât al Agendei 2030 pentru dezvoltare durabilă, cât și al Acordului de la Paris privind schimbările climatice. Realizarea ODD 7 va deschide o nouă lume de oportunități pentru milioane de oameni prin noi oportunități economice și locuri de muncă.

---

Uniunea Europeană a stabilit o direcție politică clară prin Green Deal și pachetul privind energia curată, care vizează transformarea Europei în primul continent neutru din punct de vedere climatic până în 2050. Modernizarea centralelor hidroelectrice din România trebuie să fie în strânsă concordanță cu aceste obiective generale pentru a asigura atât conformitatea, cât și maximizarea beneficiilor. Directiva privind energia din surse regenerabile (RED II), care stabilește obiective obligatorii privind ponderea energiei din surse regenerabile în mixul energetic al UE, reprezintă un factor de politică esențial. România, la fel ca toate statele membre, trebuie să contribuie la obiectivul UE de 32% energie regenerabilă până în 2030. Prin modernizarea hidrocentralelor sale, România poate crește semnificativ ponderea energiei regenerabile în mixul său energetic, asigurând în același timp stabilitatea rețelei.

Un alt act legislativ important este Directiva-cadru europeană privind apa (DCA), care stabilește standarde de mediu stricte pentru corpurile de apă din întreaga Europă. Directiva vizează atingerea unei "stări bune" pentru toate corpurile de apă din UE, ceea ce înseamnă că modernizările hidroenergetice trebuie să fie concepute cu atenție pentru a minimiza impactul ecologic. România va trebui să găsească un echilibru între maximizarea producției de energie hidroelectrică și protejarea ecosistemelor acvatice. Soluțiile de trecere a peștilor, gestionarea îmbunătățită a sedimentelor și regimurile optimizate de curgere a apei trebuie toate încorporate în strategiile de modernizare pentru a asigura conformitatea cu DCA. Evaluările impactului asupra mediului (EIM) și monitorizarea ecologică vor fi, de asemenea, esențiale pentru a asigura funcționarea durabilă a centralelor modernizate.

Sistemul UE de comercializare a certificatelor de emisii (ETS) este un alt aspect important pentru sectorul hidroenergetic din România. Deși hidrocentralele în sine nu emit gaze cu efect de seră, proiectele de rețehnologizare pot avea un impact indirect asupra emisiilor, în special dacă implică activități de construcție ample. România va trebui să evalueze emisiile din ciclul de viață al proiectelor de rețehnologizare și să exploreze modalități de a reduce la minimum amprenta de carbon a acestora. De exemplu, utilizarea de materiale cu emisii reduse de carbon pentru înlocuirea turbinelor sau adoptarea de practici de construcție ecologice ar putea reduce impactul global al acestor proiecte asupra mediului. În plus, prin creșterea capacității hidroenergetice, România și-ar putea reduce dependența de combustibili fosili și participarea la ETS, contribuind la reducerea generală a emisiilor în conformitate cu obiectivele UE.

Retehnologizarea centralelor hidroelectrice din România nu reprezintă doar o provocare tehnică și de mediu, ci și o oportunitate socială. Retehnologizarea poate îmbunătăți reziliența comunităților locale prin furnizarea unei aprovizionări cu energie mai stabile și mai fiabile. Centralele hidroelectrice sunt adesea amplasate în regiuni îndepărtate, slab deservite, unde securitatea energetică reprezintă o preocupare majoră. Prin modernizarea acestor centrale, România se poate asigura că aceste comunități au acces la o sursă fiabilă de energie electrică, reducând probabilitatea întreruperilor de curent și contribuind la dezvoltarea regională. În plus, beneficiile de mediu ale rețehnologizării hidrocentralelor - cum ar fi reducerea emisiilor și îmbunătățirea gestionării apei - pot îmbunătăți calitatea vieții locuitorilor din aceste zone, care sunt adesea cei mai afectați de degradarea mediului și de schimbările climatice.

### **3. Informații teoretice generale**

Pentru a înțelege importanța energiei hidroelectrice, trebuie explicate mai întâi principiile fundamentale ale producerii energiei hidroelectrice, concepte cheie precum energia specifică, înălțimea, lucrul mecanic, puterea și, de asemenea, componentele unei centrale hidroelectrice tipice.

Principiile și ecuațiile fundamentale implicate în conversia energiei potențiale a apei în energie electrică sunt utilizate pentru a calcula energia potențială a apei și puterea care poate fi generată de o centrală hidroelectrică [8].

#### *3.1. Colectarea datelor*

Baza de date utilizată pentru acest studiu (tabelul din anexa 1) conține date privind diverse hidrocentrale (HPP) din România. Baza de date furnizează informații precum: identificatorul unic pentru fiecare hidrocentrală, județul și cea mai apropiată localitate în care este situată hidrocentrala, detalii tehnice (tipul de

hidrocentrală, puterea instalată, căderea și alte specificații tehnice), anul punerii în funcțiune, numărul și tipul turbinelor, producția medie și alți parametri de funcționare.

Pe baza informațiilor disponibile în tabel, datele pot fi utilizate pentru a analiza capacitatea și eficiența producției de energie hidroelectrică (203 înregistrări, a se vedea anexa 1).

Multe proiecte hidroenergetice sunt evaluate separat de un cadru general de planificare a bazinului, iar problemele apar din cauza nevoilor și utilizărilor concurente sau conflictuale ale resurselor bazinului. Gestionarea integrată a resurselor de apă se concentrează pe înțelegerea și raționalizarea utilizării și a impactului asupra resurselor bazinului. În ceea ce privește energia hidroelectrică, acest lucru poate duce la măsuri de asigurare a menținerii serviciilor ecosistemice (de exemplu, trecerea peștilor sau a sedimentelor), protecția cursurilor de râu amenajate, exploatarea mai coordonată a diferitelor instalații hidroelectrice pentru a obține o mai bună eficiență a resurselor de apă, furnizarea de regimuri de debit de mediu și/sau creșterea numărului de instalații hidroelectrice multifuncționale pentru a oferi o varietate de servicii, cum ar fi irigarea, alimentarea cu apă sau acvacultura [12].

### 3.2. Analiza datelor

Utilizarea modelelor matematice este necesară pentru a proiecta producția de energie în viitor, în funcție de diferite scenarii de modernizare a sectorului hidroenergetic. Acestea pot fi realizate de la analize statistice multivariate (cum ar fi analiza factorilor sau analiza componentelor principale) pentru a identifica factorii-cheie care influențează producția, până la modele de serii cronologice (ARIMA, GARCH) pentru a analiza evoluția în timp a producției de energie hidroelectrică, acestea fiind utilizate în general pe o centrală hidroelectrică în care sunt cunoscute energiile medii lunare și debitele medii lunare. O analiză simplă a energiei hidroelectrice din ultimii zece ani arată că aceasta este inegală pe trimestre, cu o producție de aproximativ 30% în al doilea trimestru și de 20-25% în restul trimestrelor, aceasta fiind rezultatul regularizării debitelor datorat acumulărilor (baraje).

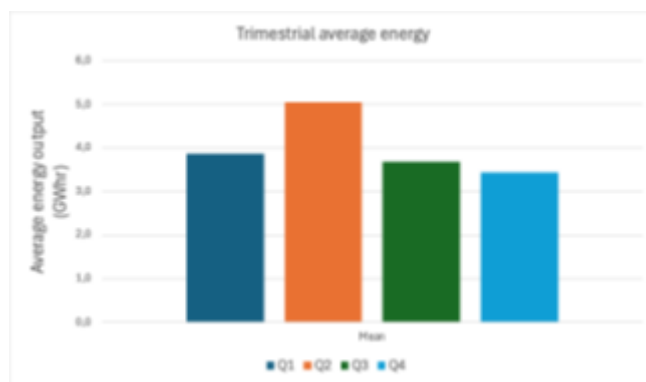


Figura 4. Energia medie trimestrială pentru ultimii 10 ani [12].

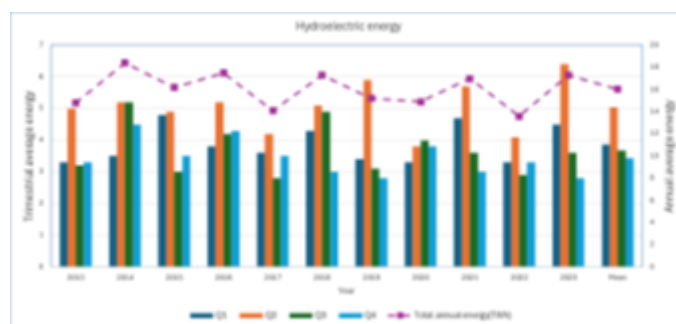


Figura 5. Energia medie trimestrială pentru ultimii 10 ani [13].

Energia medie anuală prezintă variații importante, de la energii trimestriale minime de sub 3 TWh pentru trimestrul IV la peste 6 TWh pentru trimestrul II, aceasta fiind rezultatul variabilității regimului hidrologic,

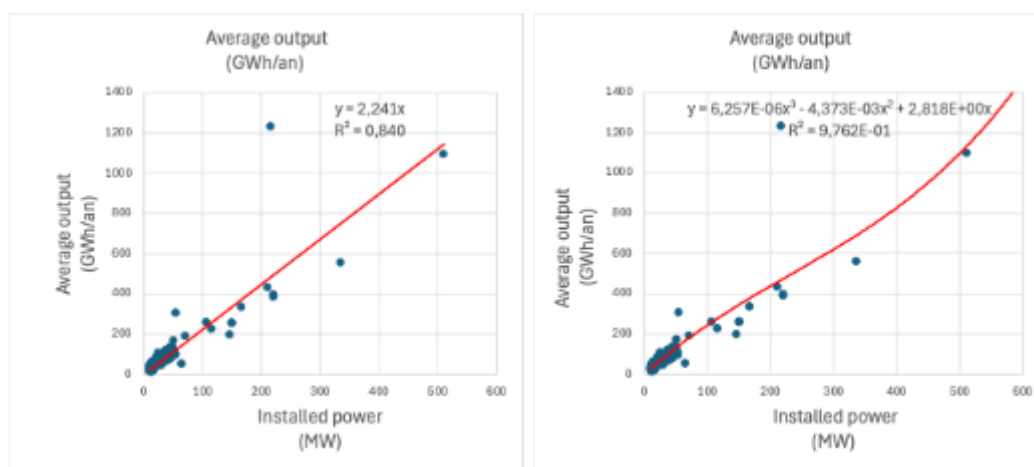


care este foarte ridicat. Din cauza schimbărilor climatice și a creșterii ponderii energiilor regenerabile intermitente, acest regim variabil se va intensifica. Din această analiză reiese că o creștere a eficienței și o schimbare a modului de funcționare a centralelor hidroelectrice vor duce la o creștere a producției de energie electrică.

### 3.3. Analiza statistică multivariată

Analiza statistică multivariată este o colecție de tehnici statistice care ne permit să explorăm simultan relațiile dintre mai multe variabile.

Este evidențiată proporționalitatea directă dintre energia hidroelectrică instalată și producția medie anuală de energie. Această legătură este importantă pentru înțelegerea potențialului hidroenergetic al României și pentru luarea deciziilor economice privind modernizarea sectorului energetic. Analiza a fost efectuată pentru o corelație liniară și una polinomială, interpretarea fiind aleasă pentru corelația liniară.

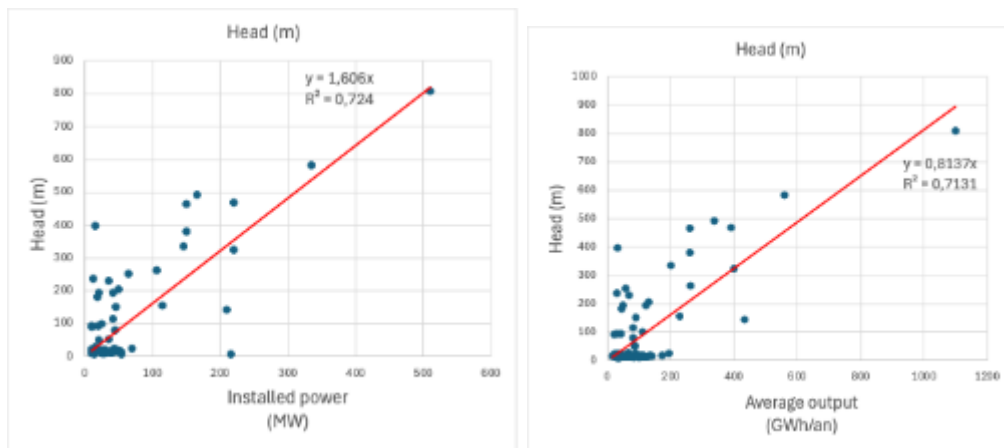


**Figura 6.** Energia medie în funcție de puterea instalată (stânga - corelație liniară; dreapta corelație parabolică).

Panta de 2,24 indică faptul că producția medie anuală crește cu aproximativ 2,241 GWh pentru fiecare creștere de 1 MW a capacității instalate. Această relație liniară sugerează o eficiență relativ constantă a centralelor hidroelectrice analizate. În plus față de puterea instalată, există alți factori care influențează producția de energie, cum ar fi:

- Regimul hidrologic: Debitul râurilor, anotimpurile, variațiile climatice pot afecta semnificativ producția de energie.
- Întreținerea: Starea de funcționare a echipamentelor și frecvența întreținerii pot influența eficiența hidrocentralei.
- Eficiența turbinelor: În general, turbinele sunt vechi și randamentele lor sunt cu 4-5% mai mici decât la punerea în funcțiune din cauza uzurii.
- Prețul energiei: Fluctuațiile prețului energiei electrice pot afecta profitabilitatea centralelor hidroelectrice.

Se observă că punctele situate deasupra liniei de regresie ar trebui să fie primele candidate pentru creșterea puterii turbinelor, inclusiv prin creșterea randamentului turbinelor precum Portile de Fier II.



**Figura 7.** Capul în funcție de puterea instalată (stânga) și Capul în funcție de puterea medie (dreapta).

Graficul energie medie anuală versus putere instalată arată o relație liniară între puterea instalată a unei centrale hidroelectrice și căderea apei. Centralele hidroelectrice cu o cădere mai mare necesită, în general, investiții mai mici prin creșterea randamentului turbinelor, astfel încât punctele situate deasupra liniei drepte pot fi o alegere optimă pentru modernizarea turbinelor, cu excepția centralelor hidroelectrice mari, cum ar fi Portile de Fier II, a căror modernizare se bazează pe creșterea puterii instalate discutate anterior.

#### 3.4. Prioritizarea modernizării centralelor hidroelectrice: O abordare bazată pe criterii.

Pentru a moderniza potențialul hidroenergetic al centralelor hidroelectrice (peste 10 MW), pentru a obține o creștere a energiei electrice cu aproximativ 7% din energia medie anuală, este necesar un plan de acțiune care să includă în principal criteriile de prioritizare a modernizării centralelor hidroelectrice respective.

Criteriile sunt tehnico-economice, sociale și de mediu și pot avea o analiză decizională multicriterială sau abordări probabilistice.

În general, este necesară o abordare de analiză decizională multicriterială (MCDA) pentru a prioritiza modernizarea și reabilitarea centralelor hidroelectrice, ceea ce implică atribuirea de ponderi fiecărui criteriu și notarea fiecărei centrale hidroelectrice în funcție de criterii. Hidrocentralele cu cele mai mari scoruri globale ar fi prioritizate pentru reabilitare.

i. Criterii tehnice și economice. Acestea sunt definite prin analiza tehnică privind starea tehnică a obiectelor, câștigul potențial de energie și costul estimat al reabilitării realizate prin analiza cost-beneficiu a potențialelor proiecte de reabilitare și randamentul investițiilor (ROI) și perioada de recuperare. Aceasta include flexibilitatea operațională a HPP de a se adapta la schimbările cererii de energie și la condițiile rețelei.

- Starea unităților hidroenergetice determinată de vechime și eficiență (turbine, generatoare, acționări și automatizări) este un criteriu prin care se recunoaște progresul tehnologic în timp, dar și deteriorarea care duce la scăderea performanței hidroenergetice și inclusiv a disponibilității centralelor hidroelectrice. Pentru aceasta, sunt necesare rapoarte de evaluare a stării echipamentelor pe baza istoricului de întreținere și a înregistrărilor privind energia electrică produsă pe fiecare unitate hidroelectrică în parte.

- Starea conductelor și a altor lucrări (prize de apă etc.) este un criteriu care este determinat nu numai de utilizările inerente ale acestora, ci și de materialele și tehnologiile utilizate în trecut, care pot fi îmbunătățite astăzi. De exemplu, în cazul conductelor, acestea pot micșora pierderile de apă și pierderile de sarcină hidraulică prin retușare prin metoda etanșității în conducte sau prin acoperiri cu rășini epoxidice, poliuretan și poliuree.

- Starea sistemului de transport al energiei electrice, în special necesitatea de a crește capacitatea de transport. Acesta este unul dintre principalele motive pentru care dispecerul național întrerupe capacitățile de producție

---

a energiei electrice din cauza puterii insuficiente a transformatoarelor electrice sau a capacității de transport a liniilor electrice.

ii. Impactul asupra mediului și criteriile socioeconomice. Impactul asupra mediului este prezentat aici împreună cu impactul socioeconomic, deoarece, de multe ori, beneficiile și dezavantajele inerente ale barajelor și hidrocentralelor mari sunt corelate.

- Impactul potențial asupra mediului ca urmare a activităților de reabilitare; acest criteriu este foarte important deoarece energia hidroelectrică, care este regenerabilă, aspiră, de asemenea, la statutul de energie verde, ceea ce este discutabil deoarece, în general, marile centrale hidroelectrice cu rezervoare creează un impact major prin emisiile de gaze cu efect de seră din procesele anaerobe din adâncul lacurilor de acumulare, întreruperea conectivității longitudinale și laterale a râurilor, întreruperea mobilității faunei de pe un mal pe altul din cauza rezervorului, reducerea drastică a debitului în aval cu un impact major asupra ihtiofaunei și transformarea unui curs de apă într-un lac cu toate consecințele grave pentru biotop. De exemplu, trebuie specificat că sunt interzise lucrările de construcție suplimentare, cum ar fi ridicarea de baraje în zonele protejate și de interes comunitar.

- Respectarea reglementărilor și standardelor de mediu europene și naționale, acesta este un criteriu care în general nu ar trebui enunțat, însă în România se observă o dereglementare inițiată de statul român și o nerespectare a legislației proprii. De exemplu, HG 148/2020 avea termene clare de implementare impuse de statul român, care au fost încălcate și de autoritățile subordonate statului român. Un alt exemplu este autorizarea lucrărilor pentru finalizarea unor investiții hidroelectrice care încalcă toate reglementările de mediu aprobate tot de statul român. Un alt exemplu este conflictul de interese al unor entități precum Administrația Națională Apele Române (ANAR) care verifică și monitorizează defectuos debitul salubru/ecologic, interesul lor fiind de a folosi cât mai multă apă pentru deținătorii de capacități hidroenergetice deoarece apa care se plătește constituie o parte din fondurile ANAR. Un alt exemplu este Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor (INHGA) care, cu sprijinul ANAR, aprobă, prin dispoziții difuze și neclare, noi utilizări și utilizatori ai apei (păstrării etc.), crescând astfel presiunea asupra corpurilor de apă.

- Posibilități de îmbunătățire a mediului și de reducere a impactului socioeconomic asupra comunităților locale din aval de baraje mari, prin crearea de pasaje pentru ihtiofaună sau prin alte măsuri, cum ar fi impunerea unor reglementări mai clare privind debitul ecologic și debitul utilizatorilor de apă din aval. Un bazin de redresare, situat în aval de o hidrocentrală de vârf, este esențial pentru stocarea debitelor fluctuante și eliberarea lor în conformitate cu cerințele de debit ecologic.

Barajele afectează conectivitatea longitudinală și laterală a râurilor. Întreruperea conectivității longitudinale are un efect important prin limitarea mobilității speciilor în habitatele lor, mai ales pentru ihtiofaună, ducând la pierderea biodiversității. În plus, modificarea proceselor hidrogeomorfologice și a regimului hidrologic afectează cursurile de apă și alterează habitatele, inclusiv zona ripariană, cu implicații negative asupra biodiversității și funcționării ecosistemelor lotice. Regimul hidrologic modificat în aval de baraje este caracterizat printr-o perioadă prelungită de secetă hidrologică antropică (aproximativ opt luni pe an), care, cumulat cu efectele schimbărilor climatice, accentuează impactul negativ asupra mediului. Dată fiind importanța problemelor privind conectivitatea longitudinală a râurilor în domeniul amenajărilor și construcțiilor hidrotehnice și implicațiile lor în îmbunătățirea stării ecologice a corpurilor de apă de suprafață, este esențială identificarea unor soluții inovative pentru realizarea de pasaje pentru ihtiofaună în procesul de modernizare al centralelor hidroelectrice. Prezența barajelor în arii naturale protejate, unele de interes național, altele de interes comunitar, iar altele de interes internațional, necesită integrarea unor pasajelor pentru ihtiofaună îmbunătățite. În concluzie modernizarea centralelor hidroelectrice trebuie să abordeze și această cerință de mediu foarte importantă.

În plus față de aceste criterii, pentru evaluarea potențialului global de modernizare a hidroenergiei, abordările probabilistice pot oferi avantaje semnificative, în special în ceea ce privește gestionarea incertitudinilor și a variațiilor în valorile de intrare.

iii. Analiza statistică obișnuită se realizează utilizând histograme care au frecvențele relative pe ordonată (y) sau curbe cumulative care au frecvențele cumulative pe ordonată (y) (curbă cumulativă). Frecvențele cumulative vor fi utilizate în analiza de față, deoarece este ușor de determinat în ce percentilă se încadrează o anumită valoare, iar în analiza distribuțiilor, distribuțiile datelor pot fi comparate.

Percentilele (P) reprezintă valorile setului de date referitoare la numărul total de hidrocentrale, exprimate ca procent. Percentilele măsoară care valori ale unui set de date se situează sub un anumit procent din numărul total de puncte. Probabilitatea empirică (percentile, P) va fi calculată folosind formula lui Hirsch,  $P_i = \frac{i+0.5}{n+1}$ ;  $i = 1..n$ , având proprietatea că are aceeași valoare mediană ca și formula lui Anon  $P_i = \frac{i}{n}$ , valoarea maximă se apropie de formula lui Landwehr  $P_i = \frac{i-0.35}{n}$ , iar valoarea minimă este sub valoarea dată de formula lui Laplace  $P_i = \frac{i+1}{n+2}$ , acestea fiind practic identice din punct de vedere al numărului de înregistrări analizate [14].

În analiza modernizării centralelor se pot utiliza diferite criterii în care se fac recomandări pe baze statistice, de exemplu prin stabilirea de quartile (figura 8). Acest lucru este necesar pentru a prioritiza modernizarea hidrocentralelor care ar aduce câștiguri energetice importante prin modernizarea în principiu a unui număr mic de unități cu puteri instalate mari, dar și a acelor hidrocentrale care au un coeficient de instalare scăzut, având astfel un factor de capacitate net,  $CF_i = \frac{E_m}{P_{installed} \cdot yr}$  cât mai mare.

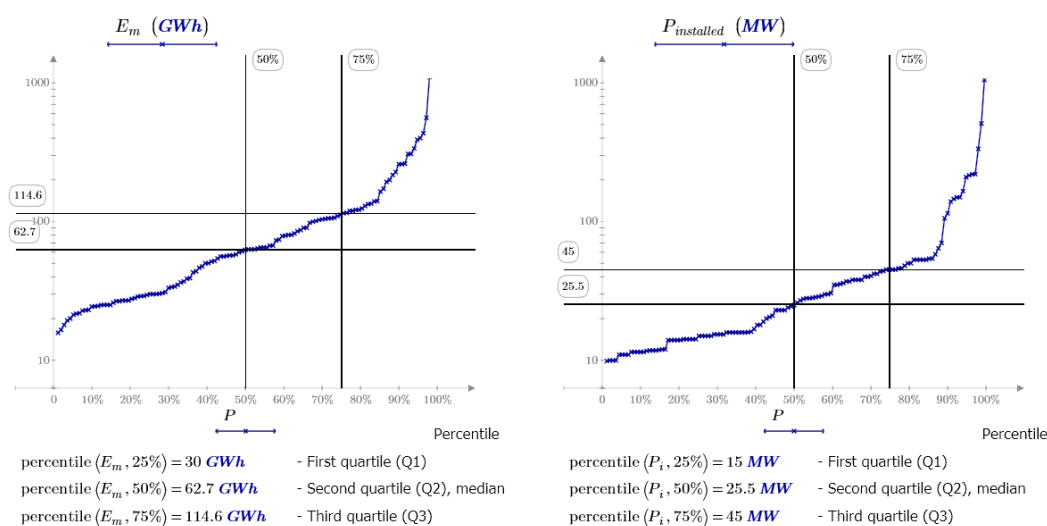
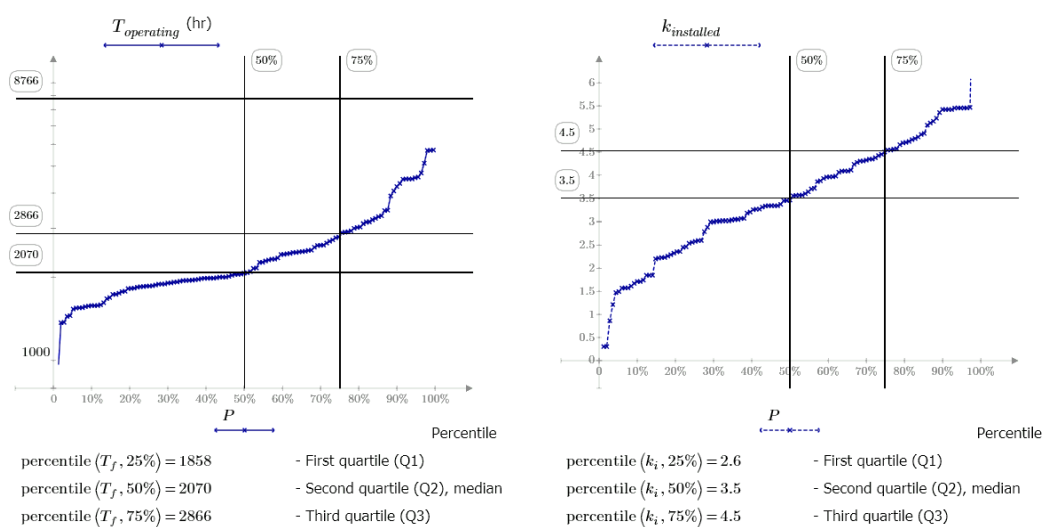


Figura 8. Grafic care evidențiază quartilele.

Recomandarea de a concentra eforturile de re tehnologizare asupra centralelor cu producții de putere și energie peste a treia quartilă (Q3) se bazează pe următorul raționament:

- 75% din instalații au capacități mai mici de 45 MW. Re tehnologizarea centralelor care depășesc acest prag ar viza o parte semnificativă a centralelor cu o capacitate mai mare, ceea ce ar putea genera câștiguri energetice substanțiale. Centralele cu capacități mai mari au adesea un potențial mai mare de îmbunătățire a eficienței prin modernizare.
- Centralele de capacitate mai mică (sub Q3) ar putea să nu beneficieze la fel de mult. Mai exact, aceste centrale funcționează deja la niveluri de putere mai scăzute, iar modernizarea lor ar putea să nu le crească semnificativ producția.

- Centralele hidroelectrice cu producție de energie scăzută (sub 114,6 GWh) ar putea avea un potențial limitat de modernizare. Ar trebui efectuată o analiză cost-beneficiu aprofundată pentru a evalua fezabilitatea economică a modernizării fiecărei hidrocentrale.



**Figura 9.** Distribuția timpului mediu de funcționare.

Cele două grafice din figura 9 prezintă distribuția duratei medii de funcționare la puterea instalată ( $T$ ) și a coeficientului de instalare ( $k_i$ ) pentru centralele hidroelectrice din România cu capacități de peste 10 MW.

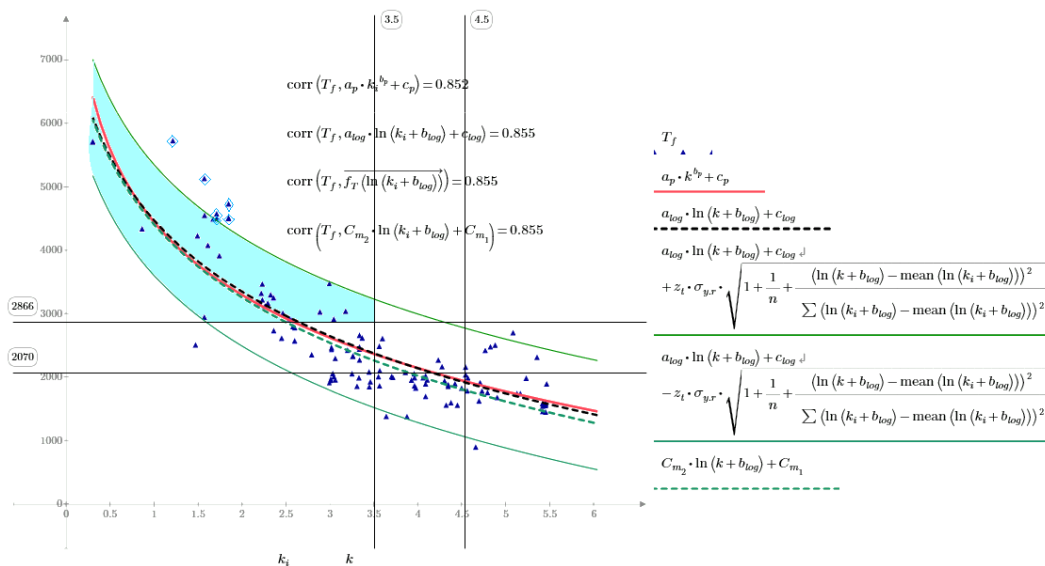
Recomandarea este să se concentreze eforturile de modernizare asupra instalațiilor cu o durată de funcționare mai mare decât a treia cuartilă (Q3) și un coeficient de instalare mai mic decât mediana (valoarea de mijloc atunci când un set de date este ordonat de la cel mai mic la cel mai mare).

Aceasta înseamnă că 75% din instalații funcționează mai puțin de 2866 de ore. Vizarea instalațiilor care depășesc acest prag s-ar concentra asupra celor cu un grad de utilizare mai ridicat, ceea ce ar putea genera câștiguri energetice semnificative prin modernizare. Instalațiile cu o durată de funcționare mai mare au adesea un potențial mai mare de îmbunătățire a eficienței prin modernizare.

Instalațiile cu o durată de funcționare redusă (sub Q3) ar putea avea un potențial limitat de modernizare. Utilizarea lor mai scăzută ar putea fi cauzată de alți factori decât capacitatea, ceea ce face ca modernizarea să aibă un impact mai redus.

Coeficienții de instalare ai centralelor hidroelectrice sub valoarea mediană au coeficienți de instalare sub 3,5. Retehnologizarea centralelor sub această valoare le-ar viza pe cele cu costuri de instalare mai mici, ceea ce ar putea face retehnologizarea mai rentabilă. Centralele cu coeficienți de instalare mai mari (peste valoarea mediană) ar putea avea costuri de retehnologizare mai ridicate.

Orientarea către centralele cu durate de funcționare peste a treia cuartilă și coeficienți de instalare sub mediana se aliniază obiectivului de maximizare a producției de energie și de optimizare a utilizării resurselor hidroenergetice existente. Cu toate acestea, este esențial să se ia în considerare caracteristicile specifice ale fiecărei centrale și să se efectueze o evaluare cuprinzătoare pentru a determina cele mai eficiente strategii de modernizare.



**Figura 10.** Corelația dintre coeficientul de instalare și timpul de funcționare.

În graficul atașat (figura 10) este prezentată puterea și corelația logaritmică dintre coeficientul de instalare și timpul de funcționare la puterea instalată. A fost utilizată estimarea parametrilor prin metodele celor mai mici pătrate și a regresiei median-median. S-a calculat intervalul de încredere al regresiei logaritmice și se face recomandarea de a moderniza hidrocentralele al căror coeficient de instalare este sub valoarea mediană, iar valorile timpului de funcționare la puterea instalată se află în zona delimitată de graficul limitelor intervalelor de încredere.

Recomandarea de a moderniza centralele hidroelectrice cu un coeficient de instalare mai mic decât mediana și o durată de exploatare cuprinsă în intervalul de încredere se bazează pe principiul optim, care ar putea îmbunătăți eficiența acestora și ar putea crește durata de exploatare. Prin concentrarea asupra centralelor aflate în acest interval, putem fi mai încrezători că modernizarea va duce la îmbunătățiri semnificative ale duratei de exploatare.

În timp ce coeficientul de instalare și durata de funcționare sunt factori importanți, alți factori precum vechimea instalației, istoricul întreținerii și condițiile hidrologice locale pot influența, de asemenea, potențialul de îmbunătățire. Modernizarea instalațiilor mai vechi poate conduce, de asemenea, la beneficii pentru mediu.

Randamentul mediu al centralelor hidroelectrice mai mari de 10 MW din datele de proiectare este de 80%, iar valoarea mediană este de 81,7%, acestea fiind valori mici. Acest randament se referă la eficiența echipamentelor, în special la capacitatea turbinelor și a generatoarelor de a transforma energia apei în energie electrică în condiții ideale. Nu este același lucru cu factorul de capacitate, care măsoară producția efectivă de energie într-o anumită perioadă ca procent din producția maximă posibilă. Factorii de capacitate pentru hidrocentrale sunt de obicei mult mai mici, variind între 30% și 50%, în funcție de factori precum disponibilitatea apei, programele operaționale și constrângerile de mediu.

### 3.4.1. Analiza scenariului

Scenariul cu obiective modeste se concentrează pe menținerea funcționalității centralelor hidroelectrice existente prin lucrări de renovare specifice și rentabile. Această abordare prioritizează reparațiile de bază ale turbinelor și ale sistemelor de control, precum și măsuri cum ar fi retușarea conductelor pentru a reduce pierderile de sarcină. Prin abordarea infrastructurii învechite a centralelor hidroelectrice mai mici, cum ar fi cele de pe râul Bistrița, acest scenariu vizează obținerea unor câștiguri de energie suplimentare de aproximativ 500 până la 600 GWh anual. Deși este posibil ca aceste îmbunătățiri să nu revoluționeze producția de energie, ele oferă o cale practică și relativ puțin costisitoare de a spori performanța și fiabilitatea.

Scenariul cu obiective înalte adoptă o abordare mai transformativă, cu scopul de a maximiza producția și eficiența energetică prin eforturi ample de modernizare. Aceasta include modernizarea componentelor-cheie, cum ar fi turbinele și generatoarele, alături de implementarea unor sisteme avansate de control digital. Centralele hidroelectrice de mare capacitate sunt prioritare pentru aceste modernizări, dat fiind potențialul lor semnificativ de creștere a producției. Câștigurile de energie în cadrul acestui scenariu sunt estimate între 800 și 1100 GWh anual, reprezentând o contribuție substanțială la obiectivele României în materie de energie regenerabilă. O astfel de strategie necesită investiții mai mari, dar aduce beneficii pe termen lung atât în ceea ce privește producția de energie, cât și eficiența sistemului.

În plus față de aceste scenarii, modernizarea capacităților de acumulare prin pompaj oferă o oportunitate strategică de a spori stocarea energiei și flexibilitatea rețelei. Prin echiparea centralelor cu turbine cu scop dublu și modificarea rezervoarelor, instalațiile hidroelectrice existente ar putea juca un rol esențial în sprijinirea integrării surselor intermitente de energie regenerabilă, precum energia eoliană și solară. Centrale precum Colibița și Lotru-Ciunget sunt potențiale candidate pentru aceste modernizări, câștigurile operaționale variind în funcție de scenariu specific. Această abordare se aliniază eforturilor mai ample de tranziție energetică, asigurând că sectorul hidroenergetic contribuie nu numai la producție, ci și la stabilitatea și adaptabilitatea rețelei energetice.

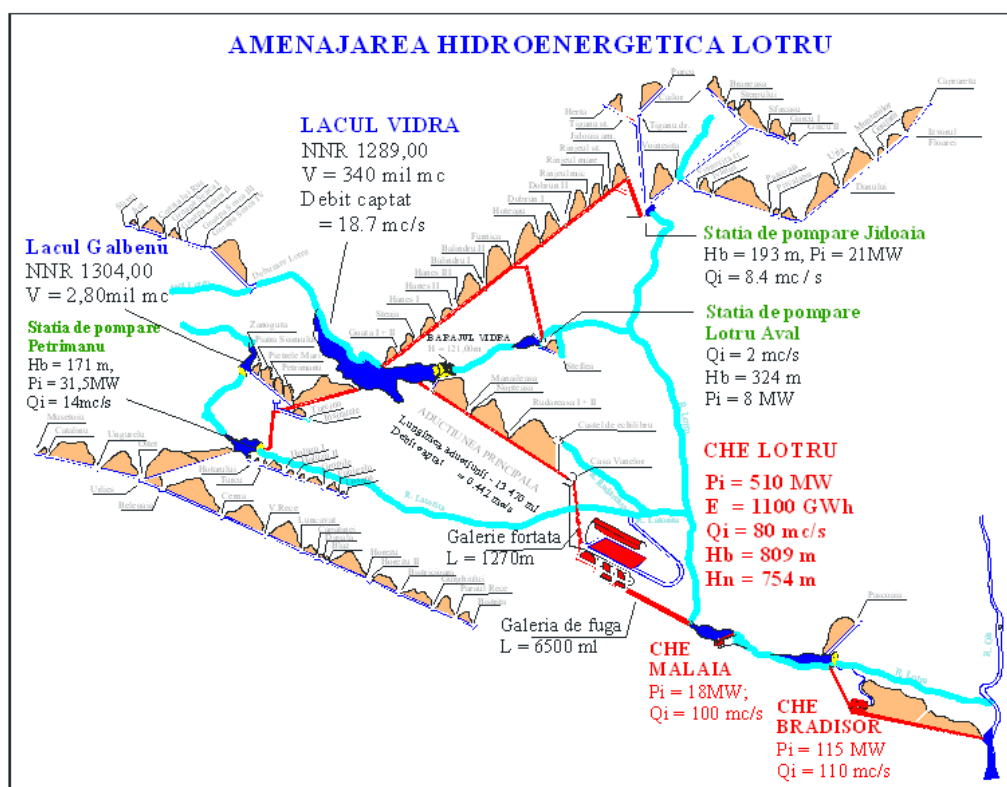


Figura 11. Amenajarea hidroenergetică Lotru.

### 3.4.2. Identificarea centralelor hidroelectrice candidate pentru re tehnologizare, renovare și modernizarea amenajărilor hidroenergetice cu acumulare prin pompaj

#### Analiza scenariilor și selectarea centralelor

Pe baza tabelului din anexa 1, mai multe hidrocentrale apar ca fiind candidați puternici pentru diverse modernizări. Aceste selecții sunt influențate de factori precum capacitatea actuală, vechimea operațională, potențialul de creștere a producției și adecvarea la tehnologia de acumulare prin pompare. Câteva exemple:

Scenariu cu obiective modeste: Renovări țintite

- 
- Centrale hidroelectrice mai mici de-a lungul râului Bistrița: Aceste centrale, deși de dimensiuni mai mici, reprezintă în mod colectiv o oportunitate semnificativă de a obține câștiguri incrementale. Prin abordarea necesităților de întreținere de bază, cum ar fi repararea turbinelor, modernizarea sistemelor de control și recondiționarea conductelor, aceste instalații își pot îmbunătăți semnificativ eficiența și fiabilitatea. Acest scenariu se aliniază unei abordări rentabile de îmbunătățire a performanței infrastructurii existente.

Scenariu cu obiective înalte: Modernizare cuprinzătoare

- Bistrița: Aceste centrale, fiind mai mari decât celelalte centrale de pe râul Bistrița, ar putea beneficia de o abordare mai cuprinzătoare a modernizării. Modernizarea turbinelor și a generatoarelor, precum și implementarea unor sisteme de control avansate, ar putea duce la o creștere cu 15-20% a producției de energie, ceea ce se traduce printr-o cantitate suplimentară de 200-300 GWh anual.
- Argeș: Aceste centrale, cu capacitatea lor substanțială, sunt un prim candidat pentru modernizare. Investiția în tehnologii avansate și în modernizarea infrastructurii poate optimiza performanța și maximiza producția de energie, ceea ce ar putea duce la o creștere de 10-15% a producției, sau la o suplimentare de 300-450 GWh pe an.

Hidrocentrala Vidraru, situată pe râul Argeș, valorifică energia unui sector de râu pe o lungime de 28 km și reprezintă una dintre principalele instalații hidroelectrice din România. La inaugurare, Barajul Vidraru era al cincilea cel mai înalt din Europa și al nouălea la nivel global, cu o înălțime de 317 metri și o lungime de 678 metri. Centrala are o capacitate instalată de 220 MW și produce o producție medie anuală de 3508 GWh.

Modernizarea centralei hidroelectrice Vidraru (HPP) vizează:

- Creșterea puterii active a fiecărei unități hidroelectrice de la 55 MW la cel puțin 58,8 MW, menținând în același timp debitul maxim de evacuare de 22,5 m<sup>3</sup>/s pe unitate (90 m<sup>3</sup>/s în total).
- Creșterea eficienței și a randamentului general al instalației.
- Îmbunătățirea performanței și a randamentului investițiilor dincolo de nivelurile inițiale.
- Creșterea fiabilității, disponibilității și siguranței în funcționare a echipamentelor și instalațiilor, asigurând servicii de sistem de înaltă calitate.
- Introducerea unui sistem centralizat de monitorizare și control conectat la dispecerul energetic național (DEN) pentru flexibilitate operațională.
- Asigurarea echipamentelor și instalațiilor pentru un nou ciclu de funcționare.
- Jiul: La fel ca la Argeș, centralele Jiul oferă un potențial semnificativ de creștere a producției de energie prin modernizare. Modernizarea turbinelor, a generatoarelor și a sistemelor de control poate spori eficiența și fiabilitatea acestora, ceea ce ar putea duce la o creștere de 12-18% a producției, sau la o suplimentare de 350-500 GWh pe an.
- Dâmbovița-Clabucet: Această centrală, cu o capacitate relativ mare, ar putea, de asemenea, să beneficieze de eforturile de finalizare. Implementarea tehnologiilor avansate poate duce la creșterea producției de energie și la îmbunătățirea eficienței operaționale, ceea ce ar putea duce la o creștere de 100% a producției, sau la o suplimentare de 50-60 GWh pe an.

Modernizarea amenajării hidroenergetice cu acumulare prin pompaj

- Lotru-Ciunget: Deși nu sunt menționate în mod explicit în tabel, centralele de la Lotru ar putea fi luate în considerare pentru modernizarea echipamentelor privind acumulare prin pompaj, în funcție de caracteristicile lor specifice și de fezabilitatea modificărilor aduse acumulării. Acest lucru le-ar putea crește



---

capacitatea de stocare a energiei și flexibilitatea, permițându-le să se integreze mai bine cu sursele de energie regenerabile.

Considerații suplimentare și candidați potențiali

- Alte centrale, cum ar fi Colibița, Izvorul Muntelui-Bicaz, PF I (Orșova), cu caracteristici de acumulare adecvate: Centralele hidroelectrice cu lacuri de acumulare existente care pot fi adaptate pentru operațiuni de acumulare prin pompaj ar trebui evaluate de la caz la caz.

## Concluzie

Prin implementarea strategică a acestor modernizări, România poate spori semnificativ performanța și valoarea sectorului său hidroenergetic. Scenariul cu obiective modeste oferă o abordare practică și rentabilă pentru a răspunde nevoilor centralelor mai mici, în timp ce scenariul cu obiective înalte valorifică întregul potențial al amenajărilor de mari dimensiuni. Modernizarea amenajărilor hidroenergetice cu acumulare prin pompaj, în special, poate contribui la un sistem energetic mai rezistent și mai flexibil, permițând stocarea surplusului de energie regenerabilă pentru o utilizare ulterioară (se face referire mai ales la o salbă de lacuri de acumulare).

În cazul în care centralele hidroelectrice cu randamente mai mici decât valoarea mediană sunt modernizate și există o creștere globală a randamentului de 8%, s-ar obține o creștere de 530 GWh.

Dacă se ia decizia de a moderniza centralele electrice folosind criteriul puterii instalate mai mare decât a treia cuartilă (45 MW) sau al energiei Q3 (115 GWh), se va obține o creștere energetică de aproximativ 1100 GWh.

În cazul în care se ia decizia de a moderniza centralele utilizând criteriul timpului de funcționare la o putere instalată mai mare decât a treia cuartilă (2866 ore), se va obține o creștere energetică de aproximativ 790 GWh.

Dacă se ia decizia de a moderniza centralele hidroelectrice folosind criteriul coeficientului de instalare mai mic decât prima cuartilă (2,6), se va obține o creștere energetică de aproximativ 800 GWh.

Decizia de modernizare a centralelor folosind criteriul coeficientului de instalare mai mic decât valoarea mediană (3,5) va aduce o creștere a energiei de aproximativ 960 GWh pentru 31 de hidrocentrale.

## 4. Evaluarea tehnică

Evaluarea tehnică a modernizării hidroenergetice în România implică o analiză cuprinzătoare a infrastructurii îmbătrânite a țării, a modernizărilor tehnologice necesare pentru îmbunătățirea eficienței și fiabilității și a provocărilor tehnice asociate cu integrarea acestor modernizări în rețeaua energetică existentă. Multe dintre centralele hidroelectrice din România au fost dezvoltate după mijlocul secolului al XX-lea, ceea ce înseamnă că o mare parte din această infrastructură a îmbătrânit, mai multe centrale apropiindu-se sau depășindu-și durata de viață operațională proiectată. Deși aceste centrale au fost vitale pentru nevoile energetice ale țării, ele necesită acum modernizare pentru a răspunde cerințelor energetice contemporane, pentru a se alinia la reglementările de mediu și pentru a se integra perfect într-un mix de energie regenerabilă care se bazează din ce în ce mai mult pe surse intermitente precum energia eoliană și solară.

Durata de viață operațională a echipamentelor hidroenergetice, cum ar fi turbinele, generatoarele și sistemele auxiliare, variază de obicei între 30 și 50 de ani, în funcție de practicile de întreținere, condițiile de exploatare și progresele tehnologice înregistrate de la instalarea acestora. În timp, eficiența turbinelor mai vechi poate scădea cu 5-10% din cauza uzurii, a deteriorării prin cavitare și a designului învechit. Generatoarele și sistemele de control se confruntă, de asemenea, cu degradarea izolației, reducerea performanței de răcire și oboseala mecanică, reducând și mai mult eficiența generală a centralei.

---

**Principali indicatori** care semnaleză necesitatea modernizării includ: defecțiuni frecvente, costuri de întreținere crescute, eficiență redusă de conversie a energiei și incapacitatea de a satisface cererile rețelei pentru operațiuni flexibile, o variabilitate pronunțată a debitelor, în special accentul pus pe tendințele de secetă hidrologică, necesitând astfel adoptarea de tehnologii care pot gestiona eficient aceste fluctuații și variabilitate. O analiză probabilistică poate fi, de asemenea, efectuată pentru a fundamenta decizia de modernizare a turbinelor, oferind astfel o perspectivă mai detaliată asupra incertitudinilor care caracterizează principalii factori care influențează această decizie, cum ar fi: eficiența actuală a turbinei, precum și potențialul de îmbunătățire; efectuarea analizelor tendințelor privind resursa de apă; costul modernizării și al întreținerii; prețul energiei electrice etc. Astfel, se poate dezvolta un model matematic/metodă computațională (Monte Carlo, Rețele Bayesiene, etc.) care să realizeze interdependența acestor variabile, cu un număr semnificativ de scenarii posibile. În acest fel, se poate stabili, de exemplu, cum influențează incertitudinea prețului energiei viabilitatea modernizării; ce impact are o posibilă reducere a debitului de apă cu un anumit procent etc.

Modernizarea acestor componente, cu materiale și tehnologii avansate, poate restabili eficiența, prelungi durata de viață a echipamentelor și îmbunătăți adaptabilitatea centralei la condițiile hidrologice fluctuante și la integrarea energiei regenerabile.

Modernizarea turbinelor și a generatoarelor constituie coloana vertebrală a eforturilor de rețehnologizare. Turbinele mai vechi, cum ar fi cele de tip Francis, Kaplan sau Pelton, care încă funcționează în România, funcționează adesea sub eficiența optimă din cauza uzurii și a modelelor învechite. Înlocuirea acestora cu modele moderne cu randament ridicat, care utilizează materiale avansate și analiza computațională a dinamicii fluidelor (CFD), poate crește semnificativ producția de energie, reducând în același timp consumul de apă. Astfel de modernizări sunt deosebit de importante în România, unde variațiile sezoniere și cele induse de schimbările climatice în ceea ce privește disponibilitatea apei pot perturba producția de energie. Generatoarele cu turație variabilă, o altă inovație tehnologică semnificativă, permit centralelor să optimizeze performanța în condiții de debit/cădere fluctuant, asigurând o producție fiabilă de energie electrică atât în scenarii de debit/sarcină mare respectiv mic.

Sistemele de control din centralele mai vechi se bazează adesea pe tehnologii manuale sau semi-automate învechite, ceea ce prezintă ineficiențe în exploatare. Prin integrarea unor sisteme de control digitale avansate, capabile să monitorizeze și să optimizeze în timp real, hidrocentralele pot răspunde mai eficient la schimbarea disponibilității apei și a cerințelor rețelei. Aceste sisteme pot gestiona cu precizie turația turbinelor, debitele de apă și puterea generatoarelor, sporind eficiența generală și reducând uzura echipamentelor. În plus, digitalizarea permite hidrocentralelor să furnizeze servicii auxiliare precum reglarea frecvenței și tensiunii, care sunt esențiale pentru stabilizarea unei rețele care se bazează din ce în ce mai mult pe surse regenerabile variabile.

Sistemele auxiliare, cum ar fi prizele de apă, deversoarele și conductele necesită, de asemenea, atenție. prizele de apă pot fi afectate de sedimentare și înfundarea cu plutitori, reducând eficiența debitului de apă. Modernizarea cu mecanisme de autocurățire sau sisteme automate de îndepărtare a plutitorilor poate atenua aceste probleme și reduce întreținerea manuală. În mod similar, modernizarea deversorilor pentru a face față unor volume mai mari de apă răspunde provocărilor ridicate de schimbările climatice, care sporesc probabilitatea producerii de fenomene meteorologice extreme. Conductele, care transportă apa din lac către turbine, suferă adesea de coroziune și uzură în timp. Înlocuirea sau renovarea acestor structuri cu oțel de înaltă rezistență sau materiale compozite poate reduce scurgerile, poate îmbunătăți livrarea apei și poate reduce costurile de întreținere.

Participarea României la piața internă europeană a energiei este un alt aspect esențial în procesul de rețehnologizare. Uniunea Europeană a stabilit obiective ambițioase pentru fluxurile transfrontaliere de energie electrică, ca parte a strategiei sale de creare a unei piețe energetice unificate și reziliente. Rețehnologizarea hidrocentralelor din România ar trebui să se alinieze acestor obiective, asigurându-se că centralele rețehnologizate pot exporta energie electrică către țările vecine sau pot importa energie în perioadele de producție scăzută. Acest lucru necesită nu numai modernizarea infrastructurii fizice, ci și

---

îmbunătățirea sistemelor digitale de gestionare a rețelei din România pentru a monitoriza și controla eficient fluxurile de energie electrică dincolo de frontierele naționale.

Pe lângă modernizările mecanice și electrice, tehnologiile digitale precum sistemele de întreținere predictivă și soluțiile de inteligență artificială (AI) pot spori și mai mult viabilitatea operațională pe termen lung a centralelor hidroelectrice din România. Întreținerea predictivă utilizează monitorizarea în timp real și algoritmi avansați pentru a identifica potențialele defecțiuni ale echipamentelor înainte ca acestea să apară, reducând timpii morți și costurile de reparații și crescând în același timp disponibilitatea generală. Sistemele AI pot, de asemenea, să optimizeze gestionarea debitului de apă, să prognozeze producția de energie și să asigure respectarea standardelor de mediu, stimulând în continuare viabilitatea economică a centralelor modernizate.

În cele din urmă, considerentele de mediu și de reglementare joacă un rol crucial în eforturile de modernizare. Centralele hidroelectrice din România trebuie să respecte reglementările naționale și directivele Uniunii Europene, cum ar fi Directiva privind habitatele, Directiva privind păsările și Directiva-cadru privind apa (DCA). Acest lucru poate necesita măsuri tehnice suplimentare, cum ar fi instalarea de scări pentru pești sau sisteme de ocolire pentru a facilita migrația speciilor acvatice și punerea în aplicare a sistemelor de gestionare a sedimentelor pentru a preveni colmatarea. Asigurarea alinierii la aceste cerințe nu numai că minimizează impactul asupra mediului, dar sprijină, de asemenea, angajamentul mai larg al României față de dezvoltarea energetică durabilă în cadrul UE.

Pentru a analiza soluțiile potențiale, ecuația de bază a producției anuale de energie este descompusă astfel încât soluțiile propuse să poată fi legate direct de o variabilă care influențează producția de energie.

Producția anuală de energie a unei hidrocentrale poate fi calculată folosind următoarea ecuație [2]:

$$E = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \cdot t$$

unde:

- $E$  (kWh), reprezintă producția anuală,
- $\rho$ , este densitatea apei ( $1000 \text{ kg/m}^3$ ),
- $g$ , este accelerația datorată gravitației ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ),
- $Q$ , este debitul utilizabil ( $\text{m}^3/\text{s}$ ),
- $H$ , este înălțimea netă (m),
- $\eta$ , este randamentul echipamentelor centralei electrice, inclusiv randamentul hidraulic al conductei (țevii)
- $t$ , este durata medie anuală de funcționare a instalației.

Un alt parametru important în această analiză este factorul de capacitate (CF), care este raportul dintre producția anuală de energie și energia care ar fi generată dacă centrala ar funcționa continuu la capacitatea sa nominală. De exemplu, factorul de capacitate mediu în Europa este de 0,35 (excluzând hidrocentralele cu acumulare prin pompaj), deși variază de la o țară la alta - de exemplu, 0,26 în România și 0,5 în Norvegia [69,70].

---

Strategiile de modernizare pentru hidrocentrale se concentrează pe optimizarea diferitelor elemente ale ecuației. Unele vizează creșterea debitului utilizabil (strategia Q), altele vizează creșterea înălțimii nete (strategia H), îmbunătățirea eficienței (strategia  $\eta$ ) sau maximizarea timpului de funcționare (strategia t).

O strategie Q poate implica fie creșterea debitului anual total (volum), fie concentrarea debitului în timpul orelor de vârf ale cererii, menținând în același timp debitul anual neschimbat. Creșterea debitului anual este fezabilă numai acolo unde se preconizează că schimbările climatice vor crește evacuările naturale de apă, cum ar fi în Norvegia [71]. Cu toate acestea, se preconizează că o mare parte din Europa, în special regiunea alpină, va înregistra debite anuale reduse din cauza retragerii ghețarilor [70, 73, 74]. În alte locuri, legile privind protecția apei limitează, de obicei, prelevările suplimentare, ceea ce face ca această abordare să fie specifică locului. Prin urmare, accentul se pune adesea pe concentrarea debitului în timpul unor perioade mai scurte de funcționare, fără a crește debitul total. Această strategie poate necesita supradimensionarea rotoarelor turbinelor, îmbunătățirea capacității aducțiunilor și adăugarea de structuri hidraulice pentru a preveni deteriorarea, toate acestea având costuri [75, 76]. Aceste investiții sunt justificate dacă sporesc flexibilitatea centralei, permițându-i să satisfacă cererile de energie de vârf cu o capacitate instalată crescută, reducând în același timp producția în perioadele de surplus de energie regenerabilă variabilă (VRE) și reducând deversările în perioadele de ape mari (regim hidrologic). Strategiile Q potențiale includ, de asemenea, instalarea de sisteme fotovoltaice plutitoare pentru a reduce evaporarea, minimizarea pierderilor de sarcină în aducțiuni și îmbunătățirea gestionării debitului prin digitalizare, cum ar fi optimizarea operațiunilor cu mai multe unități. Cu toate acestea, este important de remarcat faptul că aceste strategii pot duce la fluctuații semnificative ale nivelului apei în aval, în special în partea inferioară a râului. Aceste fluctuații pot afecta în mod negativ ecosistemele acvatice, pot perturba transportul sedimentelor și pot afecta activitățile dependente de apă, precum agricultura și pescuitul. Pentru a atenua aceste efecte, pot fi încorporate în strategia Q măsuri precum menținerea cerințelor de debit ecologic, construirea de bazine redresoare și punerea în aplicare a gestionării avansate a debitului. Aceste măsuri garantează că, în timp ce producția de energie este optimizată, mediul râului din aval rămâne stabil și durabil.

Strategia  $\eta$  răspunde cererii din ce în ce mai mari de turbine care să funcționeze eficient într-o gamă largă de condiții de funcționare, de la sarcină parțială la sarcină maximă. Cercetările actuale se concentrează pe îmbunătățirea eficienței globale în această gamă, cunoscută sub numele de eficiență ponderată, mai degrabă decât doar la punctul de eficiență optimă (BEP) sau la anumite valori de sarcină parțială [77].

Strategia t urmărește creșterea numărului anual de ore de funcționare prin minimizarea timpilor morți și a întreținerii, automatizarea mai multor funcții, îmbunătățirea performanței în condiții tranzitorii și scurtarea duratei ciclurilor de pornire-oprire.

În cele din urmă, strategia H implică în principal reducerea pierderilor de sarcină în cursurile de apă și, în unele cazuri, creșterea înălțimii barajelor, deși aceasta din urmă depinde foarte mult de amplasament.

Principalele tipuri de centrale hidroelectrice analizate în lucrare sunt hidrocentralele convenționale cu lacuri de acumulare cu regularizare multianuală și hidrocentralele de tip derivație.

#### 4.1. Supraînălțarea barajului

Supraînălțarea barajelor existente poate fi realizată cu o creștere minimă a înălțimilor (înălțimea barajelor ar trebui să fie mărită cu aproximativ 5-10% din înălțimea lor existentă) din următoarele motive [2]:

- furnizarea unei gârzi adecvate, eventual pentru a compensa nivelurile variabile în exploatare în vederea obținerii siguranței la nivelul inițial;
- asigurarea unei creșteri temporare a nivelului lacului în timpul inundațiilor extreme cu debite maxime mai mari decât cele luate în considerare în proiectul inițial, datorită actualizării calculului hidrologic cu un set de date mai extins sau datorită schimbărilor climatice, păstrând valoarea inițială a nivelului normal de retenție.

---

Înălțarea barajelor existente poate fi realizată cu înălțimi substanțial mai mari din următoarele motive:

- obținerea de volume utile care au fost afectate de colmatarea rezervoarelor.
- modificarea coeficientului de acumulare care reprezintă raportul dintre volumul util al lacului de acumulare și stocul mediu anual al afluenților [78];
- asigurarea unor volume suplimentare de apă în lac pentru a satisface cerințele crescute de apă pentru irigații, consumul casnic și industrial, producția de energie etc.
- creșterea gradului de regularizare sau a curbei sale de durată, aceasta fiind definită ca raportul dintre debitul minim regularizat asigurat de exploatarea rezervorului și debitul mediu multianual al afluenților;
- creșterea coeficientului de înălțime pentru energia hidroelectrică;

Ultimele trei sunt de un interes deosebit în domeniul energiei hidroelectrice.

Condițiile tehnice necesare pentru supraînălțarea barajelor existente constau în:

- cunoașterea comportamentului barajului existent care nu prezintă fenomene atipice;
- o configurație a vechiului baraj care să poată rezista creșterii eforturilor datorate înălțării barajului;
- evaluarea distribuției presiunii hidrostatice, a presiunii hidrodinamice a cutremurului la supraînălțarea barajului și a efectului creșterii acestora asupra ansamblului fundație-baraj [79];
- cunoașterea comportamentului fundației fără a prezenta anomalii;
- capacitatea structurii de a transfera forțele părții supraînălțate;
- etanșitatea rezervorului extins este garantată fără niciun risc de alunecare a malurilor lacului sau de generare de exfiltrații mari;
- un indice de înaltă calitate al acumulării, reprezintă raportul dintre volumul total al rezervorului și volumul corpului barajului. Se aplică numai creșterilor de volum în cazul barajelor supraînălțate.

Condițiile economice devin, de asemenea, importante în contextul crizei economice; prin urmare, este necesar să se urmărească indicatorul privind volumul specific de investiții pentru utilizarea energiei hidroelectrice, definit ca raportul dintre investițiile în acumulare și volumul acumulat util pentru utilizarea energiei hidroelectrice, în plus față de alți indicatori economici de eficiență.

Pe baza tendințelor actuale privind barajele, aceasta este o soluție nerecomandată pentru energia hidroelectrică din următoarele motive:

- creșterea nivelului lacului de acumulare duce la ocuparea unor suprafețe mai mari, ceea ce duce la pierderea habitatelor, deci la reducerea biodiversității;
- inundarea permanentă sau temporară a unor suprafețe de teren, duce la eliberarea de gaze cu efect de seră datorită proceselor anaerobe din solul submersat;

- creșterea suprafeței apei duce la creșterea eutrofizării, adică la îmbogățirea excesivă a apei cu substanțe nutritive, ceea ce duce la modificări simptomatice, cum ar fi producția excesivă de alge și/sau alte plante acvatice, deteriorarea calității apei cu impact asupra faunei acvatice din lac și din aval de acesta.
- efecte negative prin exproprieri, care pot afecta, de asemenea, obiectivele socioeconomice, peisajul și elementele de patrimoniu cultural;
- creșterea nivelului freatic cu impact asupra chimiei apelor subterane și de suprafață prin scurgerea lor naturală în cursurile de apă.
- creșterea stratificării termice prin creșterea adâncimii apei din rezervoare, fenomen caracteristic lacurilor de mare adâncime în perioadele calde, care reprezintă o împărțire a apei în straturi cu temperaturi diferite: epilimnion (strat de suprafață, cald), metalimnion (strat intermediar, cu variații mari de temperatură) și hipolimnion (strat adânc, rece). Această stratificare are implicații semnificative asupra calității apei și, implicit, asupra fluxului ecologic/sănătos în aval de rezervoare.

Utilizarea resurselor de apă pentru producerea de energie electrică trebuie să se facă în conformitate cu cerințele privind protecția mediului, impuse de diverse directive europene, aspect în care România a demonstrat numeroase incapacități, cum ar fi dorința actuală de a simplifica procesele administrative, invocând respectarea îndoielnică a principiului "a nu cauza daune semnificative" mediului, care în realitate se dovedește a fi o abordare dezechilibrată și superficială a evaluării impactului asupra mediului.

Lipsa studiilor hidrologice privind schimbările climatice care afectează disponibilitatea resurselor de apă și pot impune noi provocări pentru sectorul hidroenergetic este o altă problemă pentru România.

#### 4.2. Digitalizarea și previziunile privind fluxul de date

Colectarea și prelucrarea datelor în timp real pentru a adapta condițiile de funcționare ale turbinelor hidraulice pot oferi servicii avansate de echilibrare a rețelei fără a compromite fiabilitatea și siguranța. Pe lângă îmbunătățirea întreținerii predictive, care prelungește durata de viață a echipamentelor, reduce timpii morți și atenuează riscurile de securitate cibernetică, reabilitarea și digitalizarea pot crește eficiența generală și producția de energie. Betti et al. (2019) au estimat economii de costuri între 25 000 EUR și 100 000 EUR pe parcursul a opt luni la o hidrocentrală de 1000 MW din Italia, care utilizează pompe-turbine de tip Francis, prin prevenirea opririlor neplanificate [80]. Instrumente eficiente pentru monitorizarea barajelor și a unităților hidroelectrice sunt descrise de Yanmaz și Ari (2011) și Silva et al. (2009). În plus, învățarea automată poate îmbunătăți în mod semnificativ sănătatea sistemului, poate ghida întreținerea și poate optimiza operațiunile prin implementarea instrumentelor de prognoză și a modelelor predictive care analizează comportamentul componentelor hidroenergetice în timpul funcționării în regim staționar și tranzitoriu [81, 82].

În timp, performanța turbinelor se poate îndepărta de eficiența optimă din cauza schimbărilor din graficul dealurilor, ceea ce înseamnă că mașinile pot să nu funcționeze la eficiență maximă pentru o înălțime și o descărcare date. De exemplu, un studiu efectuat pe o turbină Kaplan-Bulb în cadrul proiectului XFLEX HYDRO (2021) a arătat că aplicarea metodelor de învățare automată la datele operaționale și introducerea acestora într-un algoritm de optimizare poate recalibra curbele CAM, ceea ce duce la o creștere cu 2% a producției de energie. Eficiența variază în funcție de deschiderea pale (pale rotorice reglabile) pentru fiecare deschidere a paletei de ghidare (aparatură director). Fiecare deschidere a aparatului director are un punct de eficiență maximă. Prin unirea tuturor punctelor de eficiență optimă, este creată o curbă CAM care arată raportul ideal între deschiderea aparatului director și reglajul palelor rotorice.

Digitalizarea reduce, de asemenea, în mod semnificativ timpul de răspuns al unităților hidro, în special al turbinelor-pompă reversibile. XFLEX HYDRO (2021) prezintă cazul centralei de acumulare prin pompaj Z'Mutt, în care o turbină-pompă reversibilă de 5 MW cu tehnologie cu turație variabilă, alimentată de un convertor de frecvență de mărime naturală (FSFC), a îmbunătățit timpul de răspuns prin simulări numerice, teste pe modele la scară redusă și secvențe de operare optimizate. Reprezentarea virtuală digitală a

---

centralelor hidroelectrice pot preveni defecțiunile și pot evalua impactul economic al oferirii unei rezerve suplimentare de flexibilitate. Costul implementării unui sistem predictiv la o hidrocentrală este de aproximativ 200 000 EUR [83]. O optimizare suplimentară ar putea fi realizată cu ajutorul unui software bazat pe algoritmi genetici, cum ar fi EASY [84].

Funcțiile de transfer care reprezintă comportamentul dinamic al componentelor sistemului hidraulic (acumulare, conductă, bazin de liniștire, turbină și generator) au fost utilizate pentru a îmbunătăți flexibilitatea și stabilitatea instalației [85].

Digitalizarea poate îmbunătăți, de asemenea, gestionarea pasajelor pentru pești prin evaluarea efectelor variabilității hidrologice asupra pasajelor, identificarea problemelor operaționale și optimizarea performanței acestora. Modelarea tranzitorie adecvată, crucială pentru sistemele de reglare a turbinelor, este esențială pentru siguranța și stabilitatea centralelor hidroelectrice. Previziunile precise ale debitului pe termen mediu și scurt sunt, de asemenea, vitale pentru o mai bună gestionare a apei și optimizarea producției [86, 87].

#### *4.3. Sistemul fotovoltaic plutitor (FPV)*

Mai mulți factori evidențiază avantajele cuplării instalațiilor fotovoltaice (PV) cu centralele hidroelectrice, după cum au examinat diverși cercetători [88].

Sistemul hibrid de fotovoltaice plutitoare (FPV) și hidroenergie oferă mai multe avantaje. Un avantaj cheie este faptul că centralele hidroelectrice cu lacuri de acumulare sunt deja echipate cu generatoare de energie și conectate la rețea, reducând costurile asociate FPV în comparație cu instalațiile terestre. În plus, FPV ajută la atenuarea fluctuațiilor de putere, în special în regiunile temperate nealpine, unde panourile produc energie maximă în timpul sezonului cald, perioadă în care producția hidroenergetică poate scădea.

Un alt avantaj semnificativ este faptul că FPV nu ocupă terenuri, evitând astfel conflictele cu alte utilizări ale terenurilor. În plus, acoperirea parțială a bazinelor de apă cu panouri FPV reduce evaporarea apei, economisind între 1.500 și 2.000 de metri cubi pe hectar de FPV [89].

În ceea ce privește mediul înconjurător, FPV-urile sunt însoțite de unele preocupări potențiale, cum ar fi perturbarea habitatelor păsărilor, în special pentru speciile care depind de corpurile de apă pentru hrănire, cuibărit sau migrație. Instalarea de sisteme FPV reduce suprafața de apă deschisă disponibilă pentru aceste păsări, ceea ce le poate deplasa din zone importante. Există, de asemenea, un risc de coliziune, deoarece păsările pot confunda panourile solare reflectorizante cu apa, ceea ce duce la accidente, în special în condiții de vizibilitate redusă. Pentru pești, sistemele FPV pot modifica mediul acvatic prin umbrirea suprafeței apei, reducând penetrarea luminii, ceea ce poate afecta fotosinteza plantelor acvatice și, ulterior, lanțul trofic. Acest lucru ar putea duce la schimbări în disponibilitatea hranei pentru pești, precum și la modificarea temperaturii apei și a nivelului de oxigen dizolvat, ambele fiind esențiale pentru menținerea unor populații sănătoase de pești. În mod similar, umbrirea produsă de instalațiile FPV poate afecta populațiile de insecte care depind de lumina soarelui pentru ciclurile lor de viață, iar aceste insecte, la rândul lor, servesc drept hrană pentru pești și păsări. În timp ce sistemele FPV oferă o soluție inovatoare pentru energia regenerabilă, impactul lor ecologic asupra păsărilor, peștilor și insectelor trebuie studiat și gestionat cu atenție pentru a minimiza perturbarea mediului.

#### *4.4. Start și stop îmbunătățire*

Integrarea surselor intermitente de energie pe piața actuală a energiei electrice a introdus variabilitatea în funcționarea rețelei, ceea ce a condus la variații frecvente ale sarcinii, opriri de urgență, reporniri, respingeri totale ale sarcinii și funcționarea în afara rețelei electrice a turbinelor hidraulice conectate la rețea. Numărul de cicluri de pornire-oprire pe zi sau pe an este determinat de cerințele rețelei, de deciziile pieței și de condițiile hidrologice, mai degrabă decât de proprietarii echipamentelor. Sistemele existente de centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (PHS) funcționează în prezent cu cicluri de pornire-oprire mai frecvente și mai puține ore de producție totală, ceea ce face ca veniturile să fie mai puțin previzibile și reduce

---

viabilitatea financiară a proiectelor viitoare [90]. În timp ce tehnologiile flexibile care reduc presiunea asupra rotorului turbinei în timpul tranzițiilor sunt mai benefice pentru prelungirea duratei de viață a turbinei decât pentru producția de energie, tehnologia turației variabile oferă o modalitate de a reduce frecvența secvențelor de pornire-oprire [91, 92].

Fiecare ciclu de pornire-oprire poate reduce intervalul de reparație cu până la 15 ore. Deși ciclurile de pornire-oprire ale turbinei nu pot fi evitate în totalitate, durata de viață a turbinei poate fi îmbunătățită prin reducerea la minimum a sarcinilor de presiune dăunătoare asupra rotorului în timpul mișcării tranzitorii prin ajustarea strategică a palelor directoare. Turbinele Francis cu cădere mare pot înregistra peste 3 000 de șocuri de tranziție anual și, deși reducerea serviciilor auxiliare ar putea reduce numărul de cicluri de pornire-oprire, acest lucru nu face obiectul studiilor actuale.

Turbinele Francis cu sarcină de bază funcționează de obicei într-un interval de eficiență ridicată, având în medie doar 1-2 cicluri de pornire-oprire pe an. Cu toate acestea, unitățile de vârf pot fi supuse până la 10 cicluri de pornire-oprire pe zi pentru a menține stabilitatea rețelei. Ciclurile de pornire-oprire pot reduce cu 50% timpul de reparație predefinit. În plus, o singură pornire-oprire poate uza rotorul la fel de mult ca mai mulți ani de funcționare la sarcină maximă [93, 94, 95].

Modificările propuse în procedurile de pornire pot reduce daunele, spori fiabilitatea și prelungi durata de viață și, în cele din urmă, pot contribui la generarea de mai multă energie [2].

#### *4.5. RoR: creșterea puterii instalate (mașini noi și/sau suplimentare) la turbine*

Echipamentul turbinelor este modernizat, de obicei, la fiecare 30 de ani [96]. În ciuda provocărilor asociate cu proiectele de reabilitare, instalarea unui rotor nou proiectat în cadrul structurilor existente ale turbinelor poate crește producția de energie cu 10 până la 30%, datorită îmbunătățirii eficienței și a potențialului de creștere a debitului datorită unei dimensiuni mai mari a rotorului. Un studiu cuprinzător realizat în Norvegia a constatat că creșterile medii ale puterii maxime de ieșire au fost de 18% pentru turbinele Francis, 21% pentru turbinele Pelton și 21% pentru turbinele Kaplan-Bulb [97]. Aceste constatări se aliniază cu cele ale lui Goldberg și Espeseth Lier (2011), care au raportat îmbunătățiri potențiale ale puterii de până la 30 %, cu o descărcare suplimentară, luând în considerare limitările cavității pe baza setărilor unității. Aceste îmbunătățiri au fost obținute în mare parte prin creșterea debitului, extinderea diametrului de ieșire al canalului și ajustarea unghiurilor de curgere. Cu toate acestea, câștigurile în ceea ce privește puterea instalată sunt, în general, cele mai eficiente în jurul celui mai bun punct de eficiență și la sarcină maximă [98].

În cazul vechilor instalații de tip derivație (RoR) construite înainte de 1960 pe cursuri de apă mari, capacitatea de evacuare a turbinelor este, de obicei, depășită de debitele de intrare timp de aproximativ 150 de zile sau mai mult în fiecare an. Atunci când se modernizează astfel de instalații, așa cum se întâmplă pe râurile Rin și Aar, tendința este de a crește capacitatea pentru a permite instalației să gestioneze debitele cu excepția a 60 până la 75 de zile pe an. Acest lucru ajută la evitarea revărsării apei peste baraj în timpul sezonului ploios, generând astfel energie suplimentară. De exemplu, centrala electrică Laufenburg de pe râul Rin a fost reabilitată între 1985 și 1995, înlocuindu-se cele zece turbine Francis cu ax orizontal originale cu zece turbine cu rotor Straflo noi. Această modernizare a crescut capacitatea de evacuare a turbinelor de la 1025 m<sup>3</sup>/s la 1420 m<sup>3</sup>/s, care este depășită doar aproximativ 60 de zile pe an. Ca urmare, producția anuală a crescut de la 490 GWh la 630 GWh, o creștere de 29% [99].

În mod similar, centrala Augst-Wyhlen RoR de pe Rin a fost reabilitată între 1988 și 1994, înlocuind 11 turbine Francis vechi cu 13 turbine cu elice Straflo noi. Această modernizare a sporit producția anuală de la 250 GWh la 410 GWh (64%), cu o descărcare a turbinelor care depășește doar 50 de zile pe an [100, 101]. Cu toate acestea, în multe cazuri în care capacitatea de evacuare a turbinelor a fost mărită semnificativ, a fost necesară reconstrucția costisitoare a structurilor centralei și a digurilor. Un astfel de exemplu este centrala electrică Rheinfelden RoR de pe Rin, unde centrala și deversorul au fost înlocuite între 2003 și 2011. Această modernizare a crescut puterea nominală de la 26 MW la 100 MW și producția anuală de la 185 GWh la 600 GWh, cu debite care depășeau capacitatea turbinei timp de 300 de zile pe an în vechea centrală [102]. Acesta a fost un exemplu extrem care a necesitat o reconstrucție completă a centralei și investiții substanțiale.



---

În schimb, intervenții mai modeste asupra infrastructurii ar putea crește puterea instalată a centralelor RoR construite înainte de 1960, putând crește producția cu 5-20 %, în funcție de curba de durată a debitului. Această producție suplimentară în timpul debitelor mari sezoniere ar fi deosebit de benefică, deoarece producția de energie fotovoltaică tinde să fie mai scăzută în timpul condițiilor meteorologice nefavorabile.

#### 4.6. Reducerea pierderilor de sarcină în aducțiuni și în conducte

Metodele de minimizare a pierderilor de energie hidraulică pot fi găsite pornind de la formula lui Manning sau Strickler pentru calcularea pierderilor de sarcină hidraulică liniară (pierderi distribuite) în conducte. În ingineria hidraulică, această formulă este frecvent utilizată pentru a calcula energia pierdută ca urmare a frecării fluid-perete.

$$\lambda_M = \frac{2 \cdot g \cdot 4^{\frac{4}{3}} \cdot n_{ad}^2}{\left(\frac{D_{ad}}{m}\right)^{\frac{1}{3}} \cdot \frac{m}{s^2}}$$

- $(D)$ , este diametrul conductei
- $(n)$ , este coeficientul de rugozitate Manning (sau coeficientul Strickler, care este inversul lui Manning  $n$ )
- $(\lambda)$ , este factorul de frecare, un coeficient adimensional care ține seama de rugozitatea pereților și de condițiile de curgere.

Factorul de frecare ( $\lambda$ ) este un parametru esențial în determinarea amplitudinii pierderilor de sarcină liniare. Acesta depinde de rugozitatea suprafeței canalului/conductei și de numărul Reynolds (o mărime adimensională care caracterizează regimul de curgere). Metodele de reducere a pierderilor pentru adăosurile hidroenergetice sunt:

- **Reducerea rugozității conductei:**
  - Reducerea rugozității conductelor prin căptușirea peretelui. Suprafețele mai netede precum rășina epoxidică (sau polietilena de înaltă densitate HDPE) pot reduce semnificativ pierderile prin frecare.
- **Optimizarea geometriei conductei**
  - Secțiuni transversale uniforme care evită schimbările bruște ale suprafeței secțiunii transversale, care pot provoca turbulențe și pot crește pierderile.
  - Utilizarea de curbe sau tranziții treptate între diferitele secțiuni ale conductei pentru a reduce la minimum perturbările fluxului.

Prin punerea în aplicare a acestor măsuri, aducțiunile hidroenergetice pot fi proiectate și exploatate pentru a minimiza pierderile de sarcină liniare, îmbunătățind astfel eficiența generală a sistemului și maximizând producția de energie.

O reducere a rugozității aducțiunilor și a conductelor poate duce, de asemenea, la o creștere a puterii. Într-adevăr, conductele și aducțiunile își reduc performanțele de-a lungul anilor din cauza creșterii frecării și a pierderilor de sarcină hidraulică care rezultă din cauza eroziunii și a depunerilor de sedimente. De asemenea, metodele utilizate pentru construirea galeriilor s-au îmbunătățit de-a lungul anilor, fiind capabile să realizeze cămășuieli mai netede.

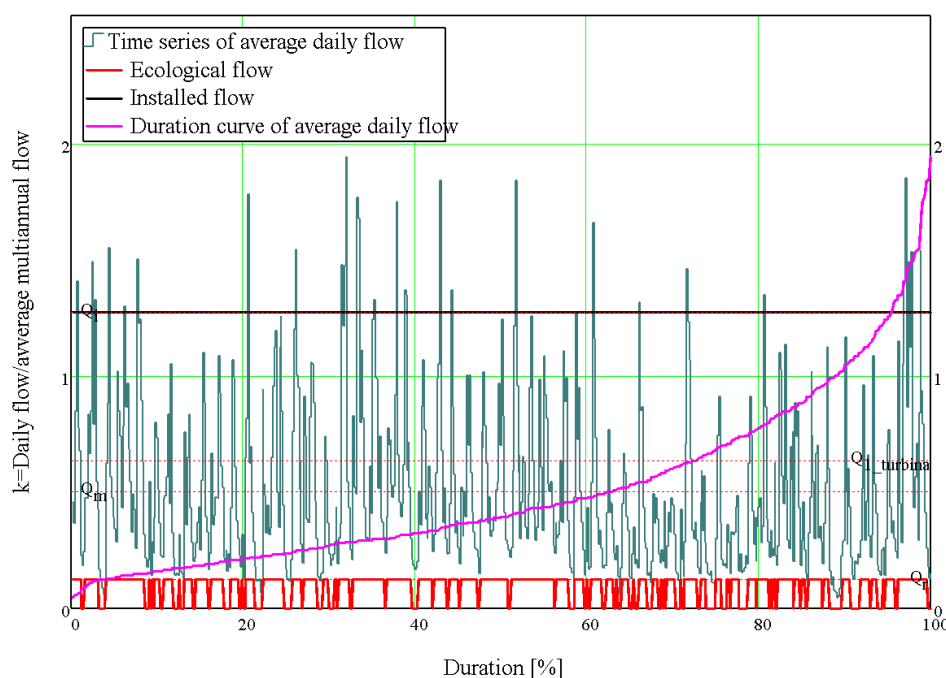
Modernizarea acestora poate aduce înapoi căderea și capacitatea de debit inițiale. Este evident că, pentru o înălțime geodezică constantă, pierderile de sarcină pot fi reduse cu 25 până la 40%, în timp ce puterea crește cu 5 până la 10%, ceea ce ar duce la un câștig echivalent în producție.

#### 4.7. Utilizarea eficientă a resurselor de apă

Un procent mai mare din resursele de apă disponibile va fi utilizat atunci când coeficientul de instalare este modificat prin instalarea de noi turbine sau modernizarea turbinelor existente. Cu toate acestea, dacă nu este gestionat în mod adecvat, acest lucru ar putea duce, de asemenea, la mai multe efecte negative asupra mediului (a se vedea Fig.12). Prin creșterea capacității turbinelor, hidrocentrala poate utiliza mai mult din debitul disponibil, în special în perioadele de debit mare. Acest lucru poate ajuta la compensarea scăderii potențiale a disponibilității apei din cauza schimbărilor climatice. Coeficientul de instalare este raportul dintre debitul instalat și debitul mediu anual. Prin ajustarea acestui coeficient, centrala hidroelectrică poate controla cât din debitul disponibil este utilizat pentru producerea de energie. De exemplu, în perioadele de debit scăzut, coeficientul poate fi redus pentru a conserva apa în scopuri ecologice.

Prin punerea în aplicare a acestor strategii de adaptare, hidrocentralele pot deveni mai rezistente la schimbările climatice și pot continua să furnizeze energie fiabilă. Seceta hidrologică, astfel cum este definită de A. F. Van Loon, este o deficiență a sistemului hidrologic caracterizată prin debite anormal de scăzute în râuri, lacuri, rezervoare și ape subterane. Acest tip de secetă urmează adesea secetei meteorologice (o perioadă prelungită de precipitații sub medie), dar poate fi influențat și de alți factori, cum ar fi creșterea evapotranspirației sau schimbările în utilizarea terenurilor.

Curba de durată a debitelor medii zilnice (CDZ, figura 12) este un instrument valoros pentru analiza hidrologică a secetei. Aceasta reprezintă procentul de timp în care un anumit debit este depășit sau egalat. CDZ poate fi utilizată pentru a estima cantitatea de apă disponibilă pentru diverse utilizări în diferite condiții de secetă.



**Figura 12.** Curba de durată a debitelor medii zilnice.

Analiza hidrologică a secetei, inclusiv utilizarea curbelor de durată a debitelor, este o componentă esențială a adaptării la schimbările climatice. Prin înțelegerea frecvenței și severității secetelor, se pot dezvolta strategii eficiente de gestionare a resurselor de apă, de protecție a comunităților și de consolidare a rezilienței la viitoarele provocări climatice [103].

#### 5. Analiza economică și viabilitatea

Avantajele investițiilor în reabilitarea și re tehnologizarea amenajărilor hidroenergetice existente în România sunt numeroase. Astfel de investiții ar oferi costuri reduse de exploatare și întreținere, durată lungă de viață

---

(50-100 de ani și mai mult), flexibilitatea sarcinii (adică centrale hidroelectrice cu baraj), servicii fiabile, o rată ridicată de eficiență energetică (rata de recuperare și procesul de conversie), oportunități de ocupare a forței de muncă, venituri pentru susținerea altor utilizări ale apei și independență energetică prin exploatarea resurselor naționale [19]. De asemenea, politicile favorabile re tehnologizării ar stimula dezvoltarea regională și ar optimiza alimentarea cu energie a altor opțiuni de generare, cum ar fi sursele regenerabile intermitente.

Viabilitatea economică a modernizării centralelor hidroelectrice a primit o atenție sporită în România, unde o mare parte a infrastructurii hidroelectrice datează de mai multe decenii. Modernizarea, spre deosebire de construirea de noi centrale hidroelectrice, oferă o alternativă mai rentabilă, mai rapidă și mai durabilă din punct de vedere ecologic. Re tehnologizarea centralelor hidroelectrice presupune modernizarea instalațiilor existente pentru a le spori capacitatea, eficiența și performanța de mediu.

### *5.1. Modernizarea centralelor hidroelectrice vs. dezvoltarea de noi centrale hidroelectrice: Comparații ale costurilor*

Un studiu care compară costurile noilor proiecte hidroenergetice cu modernizarea centralelor existente a demonstrat că modernizarea poate fi cu până la 40% mai puțin costisitoare (luând în considerare aceeași producție de energie), în funcție de condițiile amplasamentului și de scara proiectului [21]. Costurile mai mici sunt atribuite nevoii reduse de lucrări de inginerie civilă și provocărilor mai mici de autorizare. Acest lucru este deosebit de relevant în România, unde potențialul de modernizare a centralelor existente depășește disponibilitatea limitată de noi locații pentru dezvoltarea semnificativă a hidroenergiei. Modernizarea prezintă o soluție pentru modernizarea infrastructurii hidroenergetice învechite, îndeplinind obiectivele țării în materie de energie regenerabilă la o fracțiune din cost și cu mai puține impacturi asupra mediului. În plus, proiectele de modernizare pot derula mai rapid, deoarece de obicei ocolesc procesele îndelungate de autorizare și evită evaluările ample de impact asupra mediului, care sunt obligatorii pentru construcțiile noi.

Modernizarea centralelor hidroelectrice existente este mai accesibilă decât construcția unor noi din mai multe motive esențiale. Barajele, lacurile de acumulare și cea mai mare parte a infrastructurii existente pot fi reutilizate, minimizând costurile inițiale de capital asociate în mod obișnuit cu dezvoltarea hidroenergiei. Acest lucru este deosebit de relevant în România, unde multe hidrocentrale au fost construite în timpul perioadei comuniste și sunt încă în funcțiune astăzi. În loc să se construiască amenajări complet noi, care ar necesita achiziționarea de terenuri, evaluări ale impactului asupra mediului și construcția de la zero, modernizarea se concentrează pe modernizarea turbinelor, generatoarelor și sistemelor de control. Aceste modernizări sporesc producția de energie și eficiența fără a fi nevoie de construcții noi semnificative. Construirea unei noi hidrocentrale implică mai multe faze costisitoare: inginerie civilă (construcția de baraje, galerii și rezervoare), instalarea de noi turbine și generatoare și abordarea impactului social și de mediu. În schimb, re tehnologizarea necesită doar modernizarea infrastructurii existente, inclusiv înlocuirea sau recondiționarea turbinelor, generatoarelor, sistemelor de control și componentelor electrice. Modernizarea hidrocentralelor oferă avantaje economice semnificative față de construcția de noi hidrocentrale [20]. Principalul avantaj economic provine din utilizarea infrastructurii existente. Modernizarea presupune, de obicei, modernizarea turbinelor, a generatoarelor sau a sistemelor de control în cadrul structurii barajului existent, eliminând astfel necesitatea achiziționării unor terenuri extinse, a pregătirii terenului și a construcției civile - componente costisitoare ale noilor proiecte hidroenergetice. În schimb, construirea unei noi amenajări hidroenergetice necesită adesea investiții inițiale mari de capital, inclusiv evaluări ale impactului asupra mediului, autorizații și construirea de rezervoare complet noi, care implică cheltuieli financiare și de timp substanțiale.

Un studiu care compară costurile noilor proiecte hidroenergetice cu modernizarea centralelor existente a demonstrat că modernizarea poate fi cu până la 50-70% mai puțin costisitoare (având în vedere aceeași producție de energie), în funcție de condițiile de amplasare și de amploarea proiectului [21]. Costurile mai mici sunt atribuite nevoii reduse de lucrări de inginerie civilă și provocărilor mai reduse legate de obținerea autorizațiilor. Acest lucru este deosebit de relevant în România, unde potențialul de modernizare a centralelor existente depășește disponibilitatea limitată de noi amplasamente pentru dezvoltarea hidroenergetică semnificativă. Modernizarea reprezintă o soluție pentru modernizarea infrastructurii hidroenergetice învechite, îndeplinind obiectivele de energie regenerabilă ale țării la o fracțiune din cost și cu un impact mai redus asupra mediului. În plus, proiectele de modernizare pot fi derulate mai rapid, deoarece,

---

de obicei, ocolesc procesele de autorizare îndelungate și evită evaluările aprofundate ale impactului asupra mediului, care sunt obligatorii pentru construcțiile noi.

Reducerea costurilor provine, de asemenea, din progresele tehnologice. Turbinele și sistemele de control modernizate sporesc în mod semnificativ eficiența amenajărilor existente, permițându-le să producă mai multă energie electrică din același debit de apă [2]. În plus, modernizarea contribuie la prelungirea duratei de viață a instalațiilor mai vechi prin creșterea fiabilității acestora și minimizarea costurilor de exploatare și întreținere. Un proiect de retehnologizare bine executat poate genera randamente ridicate ale investițiilor prin maximizarea utilizării resurselor de apă și îmbunătățirea performanței generale a sistemului.

### 5.2. Metode de analiză economică în retehnologizarea hidrocentralelor

Analiza economică este esențială pentru evaluarea viabilității proiectelor de modernizare [22]. Mai multe metode sunt utilizate în astfel de evaluări, fiecare concentrându-se pe diferite aspecte financiare. Printre acestea se numără analiza cost-beneficiu (ACB), rata internă de rentabilitate (RIR) și valoarea actualizată netă (VAN). În scopul acestui capitol, aplicăm aceste metode la proiectul de retehnologizare a centralei hidroelectrice Lotru-Ciunget pentru a ilustra eficacitatea lor în determinarea viabilității economice.

### 5.3. Analiza cost-beneficiu (ACB)

Analiza cost-beneficiu este o abordare sistematică a comparării costurilor și beneficiilor unui proiect de-a lungul timpului. În cazul modernizării hidroenergetice, costurile principale includ cheltuielile de capital (CAPEX) pentru înlocuirea turbinelor, generatoarelor și a altor echipamente esențiale, precum și cheltuielile operaționale (OPEX) pentru întreținerea și funcționarea centralei. Beneficiile, pe de altă parte, includ creșterea producției de energie, îmbunătățirea eficienței și prelungirea duratei de funcționare a centralei, beneficii care depășesc cu mult costurile atunci când se discută despre potențialul energetic al unei țări [19].

Din păcate, nu există nicio modalitate de a cuantifica pierderea biodiversității, diminuarea calității apei, eroziunea și multe alte probleme asociate cu construirea unei noi hidrocentrale. Singurul lucru cuantificabil este compararea consecințelor asupra mediului, apei și peisajului între construirea unei noi amenajări și modernizarea/reabilitarea uneia existente, consecințele fiind mult mai grave în primul caz.

### 5.4 Metrici și metode economice pentru retehnologizarea hidroenergetică

Fezabilitatea economică este evaluată în mod obișnuit prin diverși parametri financiare. Două dintre cele mai utilizate sunt valoarea netă actualizată (VAN) și rata internă de rentabilitate (RIR). Acești parametri permit să se înțeleagă dacă un proiect este viabil din punct de vedere financiar și cum se compară acesta cu investițiile alternative.

Metoda VAN calculează valoarea actuală a fluxurilor de numerar viitoare ale unui proiect, actualizate pentru a reflecta valoarea în timp a banilor. Formula este:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{R_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Unde:

- $(R_t)$ , reprezintă intrarea netă de numerar în anul  $t$ ;
- $(r)$ , este rata de actualizare;
- $(C_0)$ , este costul investiției inițiale;
- $(T)$ , este durata de viață a proiectului.

---

O VAN pozitivă indică faptul că se așteaptă ca proiectul să genereze o valoare mai mare decât costurile sale, ceea ce îl face o investiție solidă.

RIR este rata de actualizare care stabilește VAN la zero. Aceasta indică randamentul anualizat al investiției. Dacă IRR depășește costul de capital al proiectului, investiția este considerată rentabilă. Formula este:

$$0 = \sum_{t=1}^T \left( \frac{R_t}{(1+IRR)^t} \right) - C_0$$

Atât VAN, cât și IRR sunt utile în evaluarea viabilității proiectelor de rețehnologizare a hidrocentralelor.

### 5.5. Analiza economică a hidrocentralelor Vidraru și Lotru-Ciunget

Hidrocentralele Vidraru și Lotru-Ciunget au fost candidații perfecți pentru analiza noastră datorită dimensiunii, producției și faptului că autoritățile au acceptat deja faptul că este nevoie de renovare și modernizare.

#### 5.5.1. Hidrocentrala Vidraru

Centrala Hidroelectrică Vidraru, construită în anii 1960, a fost o componentă cheie a infrastructurii hidroenergetice a României timp de decenii. La sfârșitul anilor 2010, centrala avea nevoie de modernizare pentru a-și menține eficiența operațională și a-și prelungi durata de viață. În 2018, un proiect major de modernizare a fost întreprins la Vidraru, implicând modernizarea turbinelor, a generatoarelor și a sistemelor de control. Acest proiect se află în primele etape de contractare.

Investiția totală în modernizarea Vidraru a fost estimată inițial la 100 de milioane EUR [23], din păcate costul real a fost de aproximativ 189 de milioane EUR [24]. Modernizările au dus la o creștere cu 20% a capacității de producție de energie, de la 220 MW la 264 MW. De asemenea, modernizarea a prelungit durata de funcționare a centralei cu încă 40 de ani, cu costuri de întreținere reduse datorită instalării unor echipamente mai fiabile.

În continuare, efectuăm o analiză economică a proiectului de modernizare Vidraru utilizând metoda VAN. Centrala generează o capacitate suplimentară de 44 MW, ceea ce se traduce prin aproximativ 80 GWh de energie electrică suplimentară pe an. Presupunând un preț mediu al energiei electrice de 100 EUR pe MWh, venitul suplimentar din modernizare este de 8 milioane EUR pe an. Costurile de exploatare și întreținere sunt estimate la 500 000 EUR anual, iar rata de actualizare utilizată este de 6%.

$$NPV = \sum_{t=1}^{40} \left( \frac{(8,000,000 - 500,000)}{(1+0.06)^t} \right) - 189,000,000$$

Pe parcursul duratei de viață preconizate de 40 de ani a proiectului, modernizarea Vidraru demonstrează o rentabilitate sub așteptări a investiției. RIR, calculat pe baza aceluși date privind fluxurile de numerar, este de aproximativ 3%, adică sub costul de capital de 6%, ceea ce face ca proiectul să fie neperformant, dar dacă ar fi costat doar 100 de milioane EUR, rezultatele ar fi fost complet diferite. Deși costurile au fost aproape duble, investiția poate fi considerată aproape egală (nu profitabilă, dar nici o pierdere semnificativă), de asemenea, modernizarea Vidraru poate fi considerată o mișcare strategică, deoarece producția sa de energie este vitală. De asemenea, modernizarea a prelungit durata de funcționare a centralei cu 40 de ani, reducând costurile viitoare de întreținere și reparații.

#### 5.5.2. Hidrocentrala Lotru-Ciunget

Centrala hidroelectrică Lotru-Ciunget, una dintre cele mai mari din România, a fost construită în anii 1970 și a fost supusă unui proiect major de rețehnologizare în 2010. Modernizarea a avut ca scop creșterea eficienței centralei, îmbunătățirea performanței de mediu și prelungirea duratei sale de viață operațională. Cu o capacitate de producție de 510 MW, Lotru-Ciunget este o sursă vitală de energie regenerabilă în România.

---

În cazul centralei hidroelectrice Lotru-Ciunget, ACB relevă avantaje economice semnificative. Înainte de modernizare, centrala avea o capacitate de 510 MW, generând o medie de 1 000 GWh anual. Modernizarea a presupus modernizarea turbinelor și a generatoarelor, ceea ce a condus la o creștere estimată de 10% a producției de energie, fără extinderea barajului sau a rezervorului. Costul total al modernizării a fost de aproximativ 88 de milioane EUR [25].

Beneficiile acestei modernizări sunt duble. În primul rând, creșterea producției de energie generează venituri suplimentare. Presupunând un preț mediu al energiei electrice de 100 EUR pe MWh, cei 100 GWh suplimentari de energie electrică produși anual reprezintă un venit suplimentar de 1 milion EUR pe an. În al doilea rând, modernizarea a prelungit durata de funcționare a centralei cu aproximativ 30 de ani, oferind un beneficiu pe termen lung în ceea ce privește producția stabilă de energie regenerabilă. Costurile operaționale și de întreținere pentru instalația modernizată sunt estimate la 700 000 EUR anual. Aplicând o rată de actualizare de 6%, putem calcula VAN a modernizării centralei Lotru-Ciunget astfel

$$NPV = \sum_{t=1}^{30} \frac{(11,000,000 - 700,000)}{(1+0.06)^t} - 88,000,000$$

VAN este semnificativ pozitivă, reflectând performanța financiară solidă a proiectului. RIR, calculat iterativ, este de aproximativ 11%, ceea ce demonstrează în continuare că modernizarea a fost o decizie financiară solidă. Modernizările au prelungit durata de funcționare a centralei cu 40 de ani, au redus costurile de întreținere și au crescut producția de energie, oferind valoare pe termen lung.

#### 5.6. Impactul economic mai larg al rețehnologizării hidroenergetice

Dincolo de nivelul proiectelor individuale, modernizarea hidroenergetică are implicații economice mai ample pentru sectorul energetic al României. Prin modernizarea centralelor existente, țara își poate reduce dependența de energia importată, poate stabiliza prețurile la electricitate și poate spori reziliența rețelei. În plus față de acești parametri cantitativi, factorii calitativi joacă, de asemenea, un rol în evaluarea economică a modernizării hidroenergetice. Beneficiile de mediu, cum ar fi reducerea emisiilor de dioxid de carbon și îmbunătățirea gestionării apei, se pot transforma în valoare economică, în special pe piețele cu mecanisme de stabilire a prețului dioxidului de carbon sau în care întreprinderile pot obține credite pentru energia regenerabilă. În plus, proiectele de rețehnologizare tind să aibă termene de implementare mai scurte în comparație cu construcțiile noi, reducând riscul unor modificări de reglementare sau schimbări ale pieței care ar putea afecta economia proiectului.

Acest lucru este deosebit de important în condițiile în care România încearcă să își îndeplinească angajamentele asumate în cadrul "Green Deal" al Uniunii Europene, care prevede o tranziție către sisteme energetice neutre din punct de vedere al emisiilor de dioxid de carbon până în 2050 și care prevede că ponderea energiei regenerabile în consumul brut de energie trebuie să crească la 36% până în 2030. Energia hidroelectrică, fiind una dintre cele mai mature și fiabile forme de energie regenerabilă, joacă un rol esențial în această tranziție [26].

În plus, proiectele de modernizare creează locuri de muncă și stimulează economiile locale. De la fabricarea echipamentelor la construcții și servicii de inginerie, aceste proiecte au un efect multiplicator asupra economiilor locale și regionale, susținând atât locurile de muncă pe termen scurt în timpul procesului de modernizare, cât și locurile de muncă pe termen lung în exploatarea și întreținerea instalațiilor.

Analiza economică a centralelor hidroelectrice Vidraru și Lotru-Ciunget demonstrează că modernizarea este o alternativă rentabilă la construirea de noi instalații hidroelectrice. Ambele proiecte au adus îmbunătățiri substanțiale în ceea ce privește eficiența și capacitatea la o fracțiune din costul unei construcții noi, oferind VAN pozitive și RIR puternice.

---

În România, unde potențialul pentru dezvoltarea de noi hidrocentrale pe scară largă este limitat, modernizarea centralelor existente, precum Vidraru și Lotru-Ciunget, oferă o cale de atingere a obiectivelor în materie de energie regenerabilă, minimizând în același timp costurile financiare și de mediu.

## 6. Impactul asupra mediului și schimbările climatice

Deși energia hidroelectrică a fost analizată în ceea ce privește impactul său asupra mediului, nu există nicio îndoială că este mai curată decât arderea combustibililor fosili. Demolarea sau dezafectarea marilor instalații hidroelectrice existente ar avea, de asemenea, un impact dur asupra mediului, astfel încât re tehnologizarea sau recondiționarea acestor instalații ar fi cea mai bună alegere în ceea ce privește mediul. Printre avantajele acestui tip de producere a energiei se numără producția limitată de poluanți atmosferici cauzată de transportul echipamentelor, lipsa consumului sau a poluării apei utilizate pentru producerea de energie electrică, producția zero de deșeuri, evitarea epuizării resurselor neregenerabile, emisiile minime de gaze cu efect de seră în comparație cu alte opțiuni la scară largă, potențialul de a recrea noi ecosisteme de apă dulce cu productivitate crescută, o mai bună cunoaștere și gestionare a speciilor valoroase și o atenție sporită acordată problemelor de mediu existente în zona afectată. Cu toate acestea, atunci când hidrocentralele existente nu mai sunt funcționale, iar modernizarea nu reprezintă o soluție eficientă din punct de vedere economic, dezafectarea acestora ar trebui să se alinieze unor inițiative mai ample de refacere a mediului.

**Legea UE privind refacerea naturii**, de exemplu, vizează refacerea a 25 000 km de râuri din Europa, punând accentul pe eliminarea barajelor și a barierelor învechite pentru a restabili fluviile care curg liber. Programe precum **programul Open Rivers** evidențiază beneficiile ecologice și societale ale îndepărtării barajelor, inclusiv refacerea habitatelor, îmbunătățirea biodiversității și restabilirea transportului sedimentelor. Un studiu relevant, *Dam Removal: A European Perspective*, furnizează dovezi convingătoare ale impactului pozitiv al acestor măsuri, menționând că restabilirea dinamicii naturale a râurilor contribuie în mod semnificativ la sănătatea și rezistența ecosistemelor. Integrarea acestor tendințe ca soluții atunci când hidrocentralele nu mai sunt viabile prin modernizare asigură o abordare echilibrată care prioritizează atât energia regenerabilă, cât și refacerea mediului [27]

Printre dezavantaje se numără inundarea habitatelor terestre, modificarea regimurilor hidrologice și acvatic, scăderea calității apei evacuate de baraje, emisiile de gaze cu efect de seră provenite de la rezervoare, bariere în calea migrației peștilor și antrenarea potențială a peștilor, necesitatea de a monitoriza și gestiona compoziția și transportul sedimentelor pentru a limita sedimentarea rezervoarelor și introducerea de specii invazive [28].

Concluziile importante ale acestor preocupări au fost următoarele: Barajele au avut o contribuție importantă și semnificativă la dezvoltarea umană, iar beneficiile care au derivat din acestea au fost considerabile. În prea multe cazuri, a fost plătit un preț inacceptabil și adesea inutil pentru a asigura aceste beneficii, în special în termeni sociali și de mediu, de către comunitățile din aval, de către contribuabili și de către mediul natural [29, 30].

Energia hidroelectrică este considerată de mult timp drept una dintre cele mai fiabile și ecologice forme de generare a energiei. Aceasta oferă o modalitate sustenabilă de a satisface cererea tot mai mare de energie, producând în același timp mult mai puține emisii de carbon în comparație cu combustibilii fosili [31]. Cu toate acestea, chiar dacă este în general mai curată, energia hidroelectrică nu este lipsită de provocări de mediu. Modernizarea centralelor hidroelectrice învechite din România în vederea creșterii eficienței energetice și a integrării în rețelele moderne ridică întrebări critice cu privire la impactul asupra mediului și la implicațiile mai ample ale schimbărilor climatice.

Pe măsură ce își modernizează infrastructura hidroenergetică, România trebuie să atingă un echilibru delicat între valorificarea energiei regenerabile și atenuarea riscurilor de mediu. Impactul modernizării hidroenergetice asupra ecosistemelor locale, calității apei, biodiversității și dinamicii mai largi a schimbărilor climatice este complex și multidimensional. În acest capitol, vom explora principalele probleme de mediu asociate modernizării hidroenergetice în România, vom analiza modul în care schimbările climatice pot influența potențialul hidroenergetic și vom examina politicile și strategiile care pot asigura alinierea procesului de modernizare cu obiectivele de dezvoltare durabilă. Raportul "Starea climei - România 2024"

---

evidențiază provocările climatice ale României, în special intensificarea valurilor de căldură, a secetelor și a fenomenelor meteorologice extreme. Principalele constatări evidențiază faptul că temperatura medie a României a crescut cu 1,48°C peste nivelurile preindustriale în 2023, iar valurile de căldură vor dura cu 10-15 zile mai mult în majoritatea regiunilor și cu până la 25-30 de zile mai mult în zonele de sud-vest și est. Impactul schimbărilor climatice asupra resurselor de apă ale României evidențiază rolul potențial al energiei hidroelectrice ca strategie de adaptare la schimbările climatice. Creșterea dependenței de energia hidroelectrică, în special prin modernizarea instalațiilor existente, ar putea îmbunătăți gestionarea apei, ar putea reduce emisiile și ar putea sprijini o infrastructură energetică mai rezistentă în contextul schimbării tiparelor de precipitații și al creșterii cererii. [32].

### *6.1. Impactul hidrologic și asupra ecosistemului*

Dependența energiei hidroelectrice de cursurile de apă naturale afectează în mod inerent sistemele hidrologice și ecologice din jurul amenajărilor [33]. În România, resursele bogate de apă ale țării - inclusiv râuri importante precum Dunărea și afluenții săi - au oferit un teren fertil pentru dezvoltarea energiei hidroelectrice. Cu toate acestea, construcția și exploatarea centralelor hidroelectrice au modificat, de-a lungul istoriei, debitele de apă, afectând ecosistemele acvatice și terestre. Retehnologizarea centralelor hidroelectrice mai vechi reprezintă o oportunitate de a aborda unele dintre aceste probleme, dar introduce și noi provocări.

Unul dintre principalele impacturi ale energiei hidroelectrice asupra mediului este modificarea regimului de debit al râurilor. Barajele și rezervoarele modifică variația sezonieră naturală a nivelului apei, ceea ce poate perturba tiparele de migrație ale peștilor și ale altor specii acvatice [33]. Acest lucru este valabil în special în cazul proiectelor de tip derivație, unde devierea continuă a apei către turbine reduce debitele din aval, ceea ce poate afecta sănătatea biologică a râurilor [34]. Speciile de pești, cum ar fi sturionul pe cale de dispariție din Dunăre, au înregistrat deja scăderi ale populației din cauza barierelor din calea migrației. În cadrul proiectelor de retehnologizare a hidrocentralelor din România, abordarea migrației peștilor este esențială. Tehnologiile mai noi, cum ar fi scările pentru pești și pasajele, sunt concepute pentru a permite speciilor acvatice să traverseze barierele transversale (baraje) mai ușor, dar aceste soluții trebuie să fie adaptate cu atenție la condițiile locale pentru a fi eficiente.

Dincolo de impactul direct asupra speciilor acvatice, modificarea debitelor râurilor are un efect mai larg asupra întregului ecosistem riveran [35]. Zonele umede, care se bazează adesea pe cicluri regulate de inundații, se pot micșora sau pot dispărea atunci când nivelurile apei sunt controlate în mod artificial. În România, zonele umede sunt o parte vitală a ecosistemului, oferind habitate pentru diferite specii de păsări, mamifere și amfibieni. De asemenea, acestea joacă un rol crucial în sechestrarea carbonului și în purificarea apei. Prin urmare, proiectele de modernizare ar trebui să includă strategii de gestionare a apei care să imite modelele naturale de curgere, asigurându-se că ecosistemele din aval rămân reziliente și funcționale.

Gestionarea sedimentelor este un alt aspect important în ceea ce privește impactul asupra mediului al retehnologizării hidroenergetice [36]. Barajele și acumulările rețin adesea sedimente care altfel ar curge în aval, afectând negativ morfologia râurilor și formațiunile deltaice. Această problemă este deosebit de pronunțată în Delta Dunării din România, una dintre regiunile cu cea mai mare biodiversitate din Europa și un sit al patrimoniului mondial UNESCO [37]. Acumularea de sedimente în lacuri reduce capacitatea lor de stocare și poate degrada calitatea apei. Lipsa sedimentelor în aval poate duce la eroziunea malurilor râurilor și la pierderea de terenuri fertile în zonele agricole. Pentru a atenua aceste efecte, eforturile de retehnologizare ar trebui să includă sisteme de ocolire a sedimentelor, strategii de dragare care să mențină transportul sedimentelor către ecosistemele din aval și strategii de limitare pentru a reduce efectul negativ asupra nivelului apelor subterane.

Calitatea apei poate fi, de asemenea, afectată de operațiunile hidroenergetice [38], în special în acumulări, unde condițiile de stagnare a apei pot duce la apariția algelor dăunătoare și la reducerea nivelului de oxigen [39]. Aceste condiții pot afecta negativ atât viața acvatică, cât și utilizările umane ale apei. Modernizarea centralelor hidroelectrice din România oferă o oportunitate de a îmbunătăți calitatea apei prin practici mai bune de gestionare a rezervoarelor. Instalarea de sisteme de aerare și optimizarea programelor de evacuare a apei pot contribui la menținerea unor niveluri sănătoase de oxigen în corpurile de apă [38, 39].



## 6.2. Schimbările climatice și resursele de apă

Schimbările climatice reprezintă o provocare semnificativă pentru viabilitatea pe termen lung a energiei hidroelectrice în România. Modificări ale tiparelor de precipitații, creșterea temperaturilor și schimbarea ciclurilor hidrologice sunt deja observate în întreaga Europă, iar România nu face excepție [40,41]. Potențialul hidroenergetic al țării este strâns legat de resursele sale de apă, care sunt vulnerabile la variabilitatea determinată de climă [40]. Pe măsură ce clima se schimbă, România s-ar putea confrunta atât cu oportunități, cât și cu riscuri în exploatarea centralelor sale hidroelectrice. Seceta s-a agravat în ultimii ani, afectând grav agricultura și crescând suprafața aridă. Raportul prevede furtuni mai frecvente și mai intense, cu insule de căldură urbane care exacerbează temperaturile în orașe, afectând aproape jumătate din populația urbană până în 2040 [31].

Figura 12 prezintă: a) evoluția în timp și b), c), d) și e) - modificările temperaturii medii anuale. În b) și c) hărțile arată schimbările de temperatură pentru perioada 2031-2050, iar în d) și e) hărțile arată schimbările de temperatură pentru perioada 2071-2100. Hărțile din stânga arată schimbările rezultate din scenariul mediu de emisii (RCP4.5), în timp ce hărțile din dreapta arată schimbările rezultate din scenariul cu emisii ridicate (RCP8.5). În b), c), d) și e) schimbările sunt raportate pentru perioada 1971-2000. Zonele umbrite indică tendințe semnificative din punct de vedere statistic (nivel de semnificație de 99%).

Figura 14 evidențiază fluctuațiile anuale ale cantităților anuale de precipitații în România din 1971 până în 2100, pentru scenariul RCP cu emisii medii (RCP4.5, linia verde) și scenariul RCP cu emisii ridicate (RCP8.5, linia albastră).

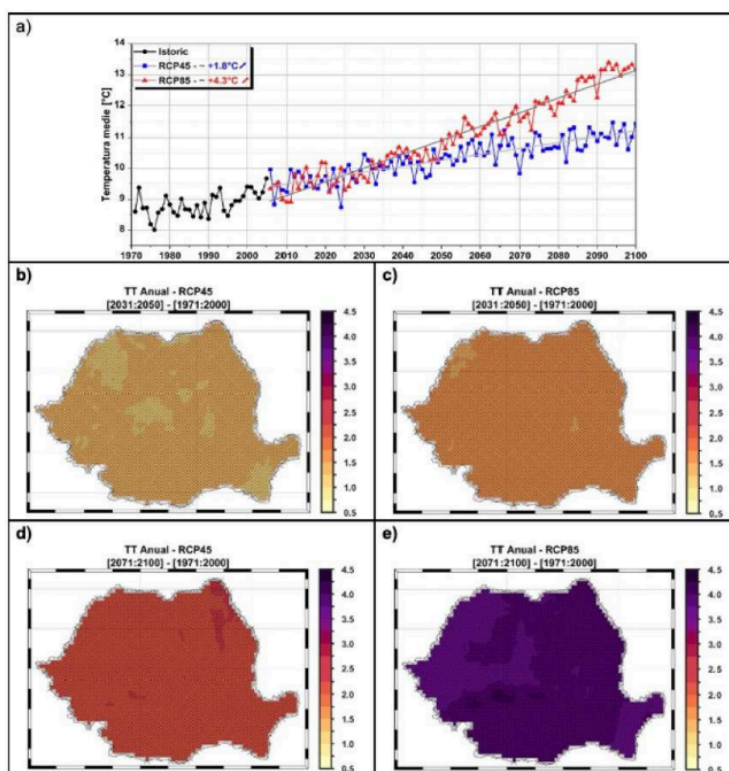
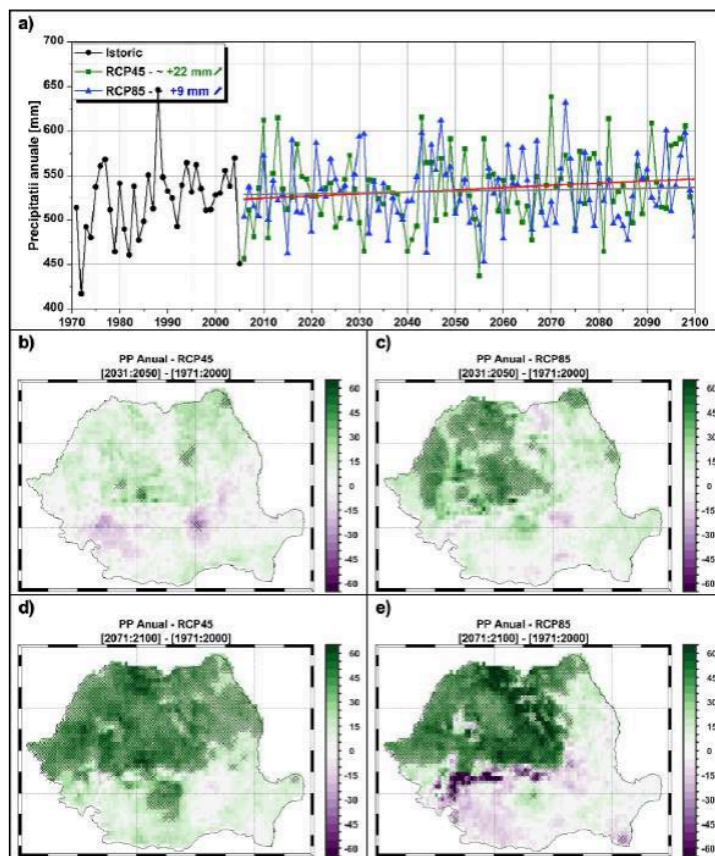


Figura 13. Modificări de temperatură [42].



**Figura 14.** Fluctuațiile anuale ale cantităților anuale de precipitații în România [42]

Unul dintre principalele efecte ale schimbărilor climatice asupra energiei hidroelectrice este modificarea disponibilității apei. Energia hidroelectrică se bazează pe debite de apă constante și previzibile, care sunt influențate de precipitații, topirea zăpezii și scurgerea râurilor. În România, modelele climatice prevăd că regiunile sudice s-ar putea confrunta cu secete mai frecvente, în timp ce zonele nordice ar putea înregistra o creștere a precipitațiilor intense. Această variabilitate reprezintă o provocare pentru hidrocentrale, în special pentru cele situate în bazine hidrografice în care debitele de apă sunt deja foarte sezoniere. Condițiile de secetă pot reduce disponibilitatea apei, limitând capacitatea hidrocentralelor de a produce energie electrică în perioadele critice [42]. Pe de altă parte, creșterea precipitațiilor ar putea duce la creșterea debitelor de apă, oferind mai multe oportunități de producere a energiei electrice, dar crescând și riscul de inundații și de revărsare pentru lacurile de acumulare [43].

Modernizarea centralelor hidroelectrice din România pentru a ține seama de aceste condiții în schimbare va necesita o planificare hidrologică atentă. Modernizarea infrastructurii pentru a gestiona o gamă mai largă de condiții de debit va fi esențială. Turbinele cu turație variabilă, de exemplu, își pot ajusta funcționarea pentru a optimiza producția de energie atât în scenariile cu debit mare, cât și în cele cu debit mic [44]. În plus, sistemele avansate de prognoză care integrează datele climatice pot ajuta operatorii să anticipeze mai bine disponibilitatea apei și să gestioneze mai eficient activele hidroenergetice. Prin încorporarea rezilienței climatice în strategiile de modernizare, România se poate asigura că sectorul său hidroenergetic rămâne o sursă fiabilă de energie regenerabilă în fața incertitudinii climatice în creștere.

Schimbările în acumularea stratului de zăpadă sunt, de asemenea, factori care ar putea afecta potențialul hidroenergetic al României. Deși țara nu se bazează foarte mult pe topirea zăpezii pentru energia hidroelectrică, schimbările din sistemul hidrologic european mai larg, inclusiv din lanțul munților Carpați, ar putea influența debitele de apă în sistemele hidrografice majore, precum Dunărea. Iernile mai calde pot duce la reducerea stratului de zăpadă și la topirea mai timpurie a zăpezii, ceea ce duce la o disponibilitate mai scăzută a apei în lunile de vară, când cererea de energie electrică este cea mai mare [45]. Prin urmare, strategiile de re tehnologizare ar trebui să ia în considerare potențialul unor debite de apă mai variabile și să includă măsuri adaptive pentru a face față acestor schimbări.

---

Schimbările climatice generează, de asemenea, îngrijorări cu privire la sustenabilitatea pe termen lung a resurselor de apă ale României [46]. Centralele hidroelectrice pot solicita în mod semnificativ rezervele locale de apă, în special în timpul perioadelor secetoase, când concurența pentru apă între producția de energie, agricultură și utilizarea municipală devine mai pronunțată. În regiunile în care deficitul de apă devine mai acut din cauza schimbărilor climatice, acest lucru ar putea duce la conflicte privind alocarea resurselor. Pentru a atenua aceste riscuri, România trebuie să adopte o abordare integrată a gestionării apei care să echilibreze nevoile hidroenergetice cu alte utilizări critice ale apei. Această abordare ar trebui să prioritizeze conservarea apei, utilizarea eficientă și protecția ecosistemelor vulnerabile.

### *6.3. Emisiile de carbon și considerațiile privind gazele cu efect de seră*

Sectorul energetic este în prezent cel mai mare contribuitor la emisiile globale de gaze cu efect de seră (GES) și se confruntă cu o presiune tot mai mare pentru a-și reduce amprenta de carbon. Rolul energiei hidroelectrice în atenuarea schimbărilor climatice este complex, incluzând contribuțiile, incertitudinile, riscurile și potențialele oportunități [47]. Deoarece sectorul energetic este responsabil pentru aproximativ 35% din emisiile globale, eforturile de atenuare a schimbărilor climatice se vor concentra în mare măsură pe transformarea acestui sector. Reducerea amprentei de carbon a producției de energie electrică poate fi realizată prin creșterea eficienței sistemului și prin extinderea utilizării surselor regenerabile de energie, reducând astfel dependența de combustibilii fosili [48, 49, 50, 51].

Energia hidroelectrică joacă un rol crucial în două moduri: acționează ca o sursă de energie regenerabilă care poate înlocui combustibilii fosili în generarea de energie și servește ca o tehnologie de stocare a energiei care permite o mai mare integrare a surselor regenerabile intermitente precum energia eoliană și solară. În 2014, energia hidroelectrică a condus tehnologiile globale de energie regenerabilă, cu o capacitate instalată de 1036 GW și o producție totală de 3900 TWh/an [52]. Aceasta este considerată pe scară largă ca o tehnologie energetică curată, regenerabilă și cu emisii reduse de carbon, care contribuie la compensarea utilizării combustibililor fosili. Emisiile hidroenergetice sunt relativ scăzute, cu o medie de 28 g CO<sub>2</sub>e/kWh, cu mult sub alte tehnologii de generare, cum ar fi generarea pe bază de gaze (490 g CO<sub>2</sub>e/kWh) și generarea pe bază de cărbune (820 g CO<sub>2</sub>e/kWh) [47, 49].

Pentru a aborda incertitudinile legate de emisiile de gaze cu efect de seră ale rezervoarelor, CCONUSC a elaborat o metodă provizorie bazată pe suprafața lacului de acumulare și pe capacitatea centralei hidroelectrice, cunoscută sub numele de abordarea "densității de putere". Aceasta clasifică proiectele hidroenergetice și atribuie un profil de emisii fiecărei categorii în cadrul mecanismului de dezvoltare curată (CDM). Deși această metodologie oferă un ghid general pentru estimarea emisiilor, este recunoscut faptul că abordarea ar putea supraestima emisiile hidroenergetice în comparație cu emisiile globale ale rețelei electrice pe care o susține [48, 51].

Pe lângă faptul că este cea mai mare sursă de energie electrică regenerabilă, capacitatea unică a energiei hidroelectrice de a stoca energia o face esențială pentru integrarea surselor variabile de energie regenerabilă, precum energia eoliană și solară. Lacurile de acumulare care deservește folosințe hidroenergetice sunt deja vitale pentru echilibrarea cererii și ofertei de energie, furnizând 99% din capacitatea mondială de stocare a energiei electrice [52]. Pe măsură ce sursele de energie regenerabilă, în special energia eoliană și solară, continuă să se extindă, nevoia de stocare a energiei va deveni și mai crucială. Energia hidroelectrică poate compensa energia regenerabilă intermitentă prin eliberarea apei stocate atunci când producția de energie solară sau eoliană este insuficientă și prin stocarea energiei în perioadele de producție excedentară de energie regenerabilă. În plus, energia hidroelectrică contribuie la stabilitatea rețelei prin menținerea nivelurilor de tensiune și frecvență, un rol care va crește pe măsură ce tranziția către energia regenerabilă se accelerează. Sectorul energetic este în prezent cel mai mare contribuitor la emisiile globale de gaze cu efect de seră (GES) și se confruntă cu presiuni tot mai mari pentru a-și reduce amprenta de carbon. Rolul energiei hidroelectrice în atenuarea schimbărilor climatice este complicat, incluzând contribuțiile, incertitudinile, riscurile și potențialele oportunități [51]. Întrucât sectorul energiei electrice și al transformării este responsabil pentru aproximativ 35% din emisiile globale, eforturile de atenuare a schimbărilor climatice se vor concentra în mare măsură pe transformarea acestui sector. Reducerea amprentei de carbon a producției de energie electrică

---

poate fi realizată prin creșterea eficienței sistemului și prin extinderea utilizării surselor de energie regenerabile, reducând astfel dependența de combustibilii fosili [49, 50, 51].

Faza de construcție a proiectelor de rețehnologizare a hidrocentralelor poate genera emisii semnificative de gaze cu efect de seră [53], în special dacă implică lucrări de betonare pe scară largă, transportul materialelor și utilizarea de utilaje grele. Producția de beton este energo-intensivă și contribuie substanțial la emisiile globale de carbon. Prin urmare, proiectele de modernizare ar trebui să acorde prioritate utilizării de materiale de construcție cu emisii reduse de carbon și să adopte practici eficiente din punct de vedere energetic ori de câte ori este posibil. În plus, ar trebui efectuate evaluări ale ciclului de viață pentru a evalua impactul total al modernizării asupra emisiilor de carbon, asigurându-se că beneficiile pe termen lung depășesc costurile emisiilor pe termen scurt.

Emisiile de metan din lacurile de acumulare reprezintă o altă problemă de mediu asociată cu energia hidroelectrică. Acumulările, în special în climatele tropicale și temperate, pot produce metan prin descompunerea materiei organice care se acumulează pe fundul corpului de apă [54,55]. Acest metan este eliberat în cele din urmă în atmosferă, contribuind la încălzirea globală. Deși clima temperată a României poate duce la emisii mai reduse de metan în comparație cu regiunile tropicale, unele lacuri de acumulare ar putea produce totuși cantități semnificative de metan, în special dacă se acumulează materie organică din scurgerile agricole sau resturi forestiere. Prin urmare, proiectele de rețehnologizare ar trebui să includă strategii de reducere la minimum a emisiilor de metan, cum ar fi îmbunătățirea circulației apei în acumulări și îmbunătățirea practicilor de gestionare a terenurilor din bazinele hidrografice înconjurătoare pentru a reduce aportul de materie organică [55].

Prin modernizarea centralelor existente mai degrabă decât prin construirea de noi baraje, România poate evita unele dintre efectele asupra mediului asociate cu dezvoltarea de noi hidrocentrale, cum ar fi defrișările și pierderea biodiversității. Modernizarea infrastructurii existente reduce, de asemenea, nevoia de utilizare suplimentară a terenurilor, contribuind la conservarea habitatelor naturale. Din perspectiva schimbărilor climatice, acesta este un avantaj semnificativ, deoarece limitează perturbarea rezervoarelor de carbon precum pădurile și zonele umede, care joacă un rol esențial în atenuarea încălzirii globale.

#### *6.4. Cadrul politic și protecția mediului*

Abordarea României privind rețehnologizarea hidrocentralelor trebuie să se alinieze atât la politicile de mediu naționale, cât și la cele ale Uniunii Europene. Pactul verde european și angajamentul UE față de neutralitatea climatică până în 2050 pun un accent puternic pe reducerea emisiilor, protejarea biodiversității și promovarea gestionării durabile a resurselor. România, în calitate de stat membru al UE, este obligată să respecte directive precum Directiva-cadru privind apa (DCA) și Directiva privind habitatele, ambele având implicații directe asupra operațiunilor hidroenergetice [56, 57].

DCA impune ca toate corpurile de apă europene să atingă o "stare ecologică bună", ceea ce include menținerea unor ecosisteme acvatice sănătoase și asigurarea faptului că activitățile umane, cum ar fi producția de energie hidroelectrică, nu degradează calitatea apei. Prin urmare, rețehnologizarea centralelor hidroelectrice din România trebuie să fie efectuată ținând seama cu atenție de impactul ecologic. Evaluările impactului asupra mediului (EIM) vor juca un rol esențial în identificarea riscurilor potențiale și în asigurarea punerii în aplicare a măsurilor de atenuare. Aceste evaluări ar trebui să ia în considerare factori precum modificările regimurilor de debit ale râurilor, impactul asupra biodiversității și riscurile potențiale pentru calitatea apei.

Directiva privind habitatele este un alt act legislativ important care protejează speciile și habitatele de importanță europeană [58]. Multe dintre râurile și zonele umede din România adăpostesc specii pe cale de dispariție, cum ar fi sturionul de Dunăre, care sunt foarte sensibile la modificările condițiilor apei. Proiectele de rețehnologizare trebuie să se asigure că nu dăunează habitatelor sau speciilor protejate și, acolo unde este necesar, trebuie luate măsuri compensatorii pentru a spori biodiversitatea. De exemplu, construirea de locuri artificiale de reproducere sau refacerea zonelor umede degradate ar putea contribui la compensarea unora dintre efectele negative ale exploatării hidroenergetice.

---

Politicile naționale de mediu ale României subliniază, de asemenea, necesitatea dezvoltării durabile a energiei hidroelectrice. Strategia energetică națională subliniază importanța modernizării sectorului hidroenergetic al țării, minimizând în același timp impactul asupra mediului. Proiectele de re tehnologizare vor trebui să respecte aceste orientări, încorporând cele mai bune practici pentru protecția mediului și asigurându-se că sectorul hidroenergetic din România continuă să contribuie la obiectivele climatice ale țării fără a compromite integritatea ecologică.

#### *6.5. Concluzii privind mediul*

Impactul de mediu al re tehnologizării hidroenergetice în România este complex, implicând atât provocări, cât și oportunități. Deși hidroenergia este o componentă cheie a portofoliului de energie regenerabilă al României, impactul acesteia asupra ecosistemelor, resurselor de apă și biodiversității nu poate fi trecut cu vederea. Re tehnologizarea oferă o șansă de a atenua o parte din daunele aduse mediului de centralele hidroelectrice mai vechi, dar introduce și noi provocări, în special în contextul schimbărilor climatice.

Pe măsură ce România avansează în eforturile sale de modernizare a sectorului hidroenergetic, trebuie acordată o atenție deosebită protecției ecosistemelor acvatice, gestionării durabile a apei și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră. Prin alinierea proiectelor de modernizare la politicile de mediu europene și naționale, România se poate asigura că sectorul său hidroenergetic contribuie la reziliența la schimbările climatice și la obiectivele de durabilitate ale țării, protejând în același timp bogatul său patrimoniu natural pentru generațiile viitoare.

### **7. Angajamentul părților interesate**

În contextul re tehnologizării hidroenergetice în România, implicarea părților interesate apare ca un aspect esențial care stă la baza atât a succesului, cât și a durabilității inițiativelor hidroenergetice [59]. Implicarea unei game variate de părți interesate nu numai că sporește robustețea procesului de re tehnologizare, dar asigură, de asemenea, că interesele și preocupările tuturor părților sunt reprezentate și abordate în mod adecvat. Complexitatea peisajului hidroenergetic din România, caracterizat de un amestec de dimensiuni de mediu, sociale, economice și tehnologice, necesită o strategie cuprinzătoare de implicare. Pe măsură ce România încearcă să își optimizeze resursele hidroenergetice, echilibrând în același timp considerentele sociale și de mediu, o strategie bine structurată și cuprinzătoare de implicare a părților interesate devine esențială.

Angajarea eficientă a părților interesate începe cu identificarea principalelor părți interesate implicate în sectorul hidroenergetic. Acestea includ organisme guvernamentale la diferite niveluri, comunități locale, administratori de arii protejate, organizații de mediu, asociații de pescari, operatori hidroenergetici, cercetători și experți din industrie. Fiecare grup de părți interesate aduce în discuție propriile perspective, interese și niveluri de influență [60]. De exemplu, agențiile guvernamentale sunt adesea însărcinate cu supravegherea reglementărilor și formularea politicilor, în timp ce comunitățile locale pot acorda prioritate impactului socio-economic al proiectelor de re tehnologizare, cum ar fi crearea de locuri de muncă și conservarea mediului. Această abordare colaborativă este deosebit de importantă într-un sector precum cel hidroenergetic, în care proiectele pot avea implicații profunde pentru ecosistemele și comunitățile locale.

Agențiile guvernamentale la nivel local, regional și național joacă un rol esențial în reglementarea proiectelor hidroenergetice. Acestea sunt responsabile pentru stabilirea politicilor, emiterea autorizațiilor și asigurarea conformității cu legislația de mediu. Implicarea timpurie a acestor entități este esențială pentru înțelegerea cerințelor de reglementare și alinierea obiectivelor proiectului la politicile energetice naționale.

Comunitățile locale sunt adesea afectate direct de proiectele hidroenergetice [61]. Perspectiva lor asupra nevoilor, tradițiilor și condițiilor socio-economice locale este inestimabilă. Angajamentul cu aceste grupuri ar trebui să acorde prioritate înțelegerii preocupărilor, aspirațiilor și beneficiilor potențiale pe care le așteaptă de la proiectele de modernizare. Implicarea comunității poate, de asemenea, să sporească acceptarea proiectului și să faciliteze o implementare mai ușoară [60].

---

ONG-urile de mediu și grupurile de “advocacy” sunt părți interesate esențiale în sectorul hidroenergetic. Acestea dețin adesea expertiză în domeniul conservării ecologice și pot oferi informații esențiale cu privire la impactul potențial asupra mediului al inițiativelor de modernizare. Implicarea timpurie a acestor organizații este vitală pentru dezvoltarea unor strategii de atenuare eficiente și pentru asigurarea faptului că aspectele ecologice sunt prioritare.

Operatorii din sectorul hidroenergetic sunt părți interesate cheie care pun la dispoziție expertiză tehnică și cunoștințe operaționale. Implicarea acestora este esențială pentru înțelegerea implicațiilor practice ale proiectelor de re tehnologizare, inclusiv fezabilitatea tehnică, considerentele legate de costuri și impactul potențial asupra producției de energie. Colaborarea cu operatorii poate conduce la soluții inovatoare care optimizează atât eficiența energetică, cât și performanța de mediu [62].

Instituțiile academice și cercetătorii pot furniza date valoroase, analize și perspective științifice care să informeze procesele decizionale. Implicarea cercetătorilor la începutul proiectului poate contribui la identificarea celor mai bune practici, la evaluarea impactului potențial și la îmbunătățirea calității generale a eforturilor de modernizare. De asemenea, inițiativele de cercetare în colaborare pot favoriza transferul de cunoștințe și consolidarea capacităților în rândul părților interesate.

Un element fundamental al implicării părților interesate este stabilirea unor canale de comunicare clare. Comunicarea transparentă stimulează încrederea și încurajează participarea activă, permițând părților interesate să își exprime preocupările și să contribuie la procesele decizionale. În contextul re tehnologizării hidroenergetice, aceasta poate implica reuniuni publice, ateliere de lucru și campanii de informare menite să disemineze cunoștințe despre procesul de re tehnologizare, beneficiile potențiale și provocările acestuia. Implicarea părților interesate prin intermediul mai multor platforme garantează că sunt auzite diverse voci, în special cele ale grupurilor marginalizate care, altfel, ar putea fi trecute cu vederea [59].

În plus, implicarea părților interesate nu este un eveniment punctual, ci un proces continuu care evoluează de-a lungul ciclului de viață al re tehnologizării. Eforturile inițiale de implicare ar trebui să se concentreze pe sensibilizarea și generarea interesului pentru potențialul de re tehnologizare a centralelor hidroelectrice existente. Pe măsură ce proiectul progresează, părțile interesate ar trebui să fie informate cu privire la evoluții, iar feedback-ul lor ar trebui solicitat pentru a rafina și adapta strategiile [63]. Această abordare iterativă permite încorporarea cunoștințelor și expertizei locale, ceea ce poate spori semnificativ eficiența proiectelor de modernizare.

Un aspect esențial al implicării părților interesate în sectorul hidroenergetic este abordarea preocupărilor sociale și de mediu. Modificarea infrastructurii hidroenergetice existente poate avea implicații profunde pentru ecosistemele și comunitățile locale. Prin urmare, este esențial să se implice organizațiile de mediu și grupurile de „advocacy” încă din primele etape ale procesului. Aceste părți interesate pot oferi informații valoroase cu privire la potențialul impact ecologic al inițiativelor de modernizare, inclusiv modificări ale habitatelor acvatice, ale modelelor de migrație a peștilor și ale calității apei. Colaborarea cu aceste grupuri ajută nu numai la identificarea riscurilor potențiale, ci și la elaborarea de strategii de atenuare care pot atenua rezultatele negative.

Implicațiile economice ale modernizării hidrocentralelor necesită, de asemenea, o analiză atentă. Implicarea comunităților locale, în special a celor care sunt direct afectate de operațiunile hidroenergetice, poate furniza informații esențiale cu privire la dinamica socioeconomică în joc. Este esențial să se înțeleagă modul în care proiectele de modernizare pot contribui la economiile locale prin crearea de locuri de muncă, creșterea eficienței energetice și veniturile potențiale din producția îmbunătățită de energie. În plus, părțile interesate locale pot oferi informații privind valorile culturale și legăturile istorice cu terenurile și resursele de apă care ar putea influența procesul de modernizare și acceptarea acestuia de către comunitate.

Pentru a facilita implicarea eficientă a părților interesate, este, de asemenea, important să se recunoască și să se abordeze potențialele conflicte de interese într-un mod transparent [64]. De exemplu, operatorii hidroenergetici pot acorda prioritate maximizării producției de energie și eficienței operaționale, în timp ce grupurile de mediu pot pleda pentru o protecție ecologică mai strictă. Gestionarea acestor interese concurente

---

necesită o facilitare competentă și un angajament de a găsi un teren comun. Discuțiile mediate pot oferi părților interesate o platformă pentru a-și exprima deschis punctele de vedere și pentru a căuta soluții de colaborare care să echilibreze nevoile energetice cu protejarea mediului [59].

Implicarea părților interesate este un element esențial al re tehnologizării hidroenergetice în România. Prin încurajarea unei comunicări deschise, abordarea intereselor diverse și încorporarea cunoștințelor locale, procesul de implicare poate contribui în mod semnificativ la dezvoltarea unor strategii de re tehnologizare durabile și echitabile. Complexitatea inerentă sectorului hidroenergetic necesită o abordare colaborativă care să recunoască și să respecte vocile tuturor părților interesate, valorificând în același timp cunoștințele lor colective. Pe măsură ce România avansează cu inițiativele sale de re tehnologizare a sectorului hidroenergetic, un angajament față de implicarea tuturor părților interesate va fi esențial pentru a face față provocărilor și oportunităților care ne așteaptă. Printr-o implicare atentă și consecventă, potențialul energiei hidroelectrice ca sursă de energie curată și regenerabilă poate fi valorificat, asigurându-se că bunăstarea socială și de mediu sunt menținute în căutarea sustenabilității energetice.

## 8. Integrarea în rețeaua electrică a României

Integrarea eficientă în rețea este esențială pentru maximizarea beneficiilor re tehnologizării centralelor hidroelectrice din România. Energia hidroelectrică este în mod inerent flexibilă în ceea ce privește producția de energie electrică, ceea ce o face un activ valoros pentru echilibrarea cererii și ofertei în rețea. Cu toate acestea, rețeaua electrică din România se confruntă cu o presiune sporită din cauza creșterii ponderii surselor variabile de energie regenerabilă, cum ar fi energia eoliană și solară. Aceste surse generează electricitate în mod intermitent, ceea ce duce la posibile nepotriviri între producție și cerere. Modernizarea centralelor hidroelectrice, în special prin soluții de acumulare prin pompaj, poate juca un rol esențial în abordarea acestei provocări prin furnizarea de energie fiabilă și dispecerizabilă.

Modernizarea centralelor hidroelectrice ar trebui să fie concepută ținând cont de flexibilitatea rețelei. Aceasta înseamnă că centralele modernizate trebuie să fie capabile să își ajusteze rapid producția ca răspuns la fluctuațiile rețelei. O soluție cheie implică încorporarea unor sisteme automate de echilibrare a rețelei care pot controla hidrocentralele în timp real. Prin integrarea tehnologiilor de rețea inteligente, hidrocentralele din România ar putea deveni o parte centrală a strategiei de gestionare a energiei din țară, crescând sau reducând automat producția în funcție de necesitățile rețelei. De exemplu, în perioadele în care producția de energie regenerabilă este scăzută, hidrocentralele ar putea crește rapid producția pentru a compensa deficitul. Dimpotrivă, atunci când producția de energie eoliană și solară este ridicată, hidrocentralele pot reduce producția sau chiar absorbi energia în exces prin stocarea prin pompare.

Tranziția către o rețea mai inteligentă și mai flexibilă necesită, de asemenea, investiții în infrastructura rețelei. România va trebui să își îmbunătățească rețelele de transport și distribuție pentru a se adapta la funcționarea dinamică a centralelor hidroelectrice modernizate. Acest lucru implică modernizarea substațiilor, instalarea de transformatoare avansate și îmbunătățirea interconexiunilor dintre hidrocentrale și alte surse de energie regenerabilă. În plus, rețeaua din România va trebui modernizată pentru a gestiona mai bine fluxurile transfrontaliere de energie electrică, ceea ce îi va permite să participe mai deplin la piața internă europeană a energiei. Uniunea Europeană a stabilit obiective ambițioase pentru interconectările transfrontaliere în cadrul "European Green Deal", pe care România va trebui să le îndeplinească pentru a-și valorifica pe deplin potențialul hidroenergetic.

## 9. Discuții

Inadvertențele care reies din Strategia Națională de Gospodărire a Apelor România 2023-2035 (SNGA), comparativ cu Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 (PNI) aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 1076/04.10.2021 publicată în Monitorul Oficial nr. 963/2021, arată că România are o abordare superficială a domeniului hidroenergetic în care ambiguitățile sunt contrazise și relevate în problematica gestionării apei în România.

Astfel, PNI propune ca dezvoltarea noilor capacități de energie solară și microhidroenergie prevăzute în Planul de Decarbonizare să contribuie la atingerea țintei SRE-E și să asigure diversificarea surselor de energie,

---

Însă SNGA citează o parte trunchiată din Strategia Energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050, textul original fiind "În conformitate cu politicile de mediu, reducând sau eliminând impactul negativ asupra stării ecologice a apelor curgătoare produse de microhidrocentrale, România trebuie să deblocheze astfel de proiecte începute și să demareze proiecte noi." [15].

SNGA menționează vag necesitatea realizării finanțării obiectivelor de investiții pentru amenajările hidroenergetice și complexele hidrotehnice și energetice, fără a cita Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050 (propunere), respectiv "Realizarea unor proiecte strategice ale Hidroelectrica (modernizări, re tehnologizări, respectiv finalizarea principalelor obiective de investiții aflate în execuție), la care se adaugă investițiile offshore și centralele cu acumulare prin pompaj, va contribui și la înlocuirea capacităților poluante și la flexibilizarea sistemului energetic național".

În textul propunerii privind Strategia Energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050, a dispărut referința la debitul ecologic "În acest sens, pentru centralele hidroelectrice mari, tranziția se va realiza gradual până în anul 2030, prin trei etape de ajustare, pentru a se ajunge la respectarea standardelor europene medii în domeniu, iar pentru amenajările hidroenergetice de mici dimensiuni, conformarea cu standardele europene medii se va realiza până în anul 2025", deoarece regulamentul privind modul de determinare și calcul al debitului ecologic, HG 148/ 2020 are o anexă cu costuri disproporționate care scutește astfel unele capacități hidroenergetice (inclusiv microhidrocentralele), și în special toate capacitățile hidroenergetice ale S.P.E.E.H. HIDROELECTRICA S.A., și centralele hidroelectrice mari și centralele hidroelectrice mici.

## 10. Concluzii și direcții viitoare

Autoritățile române manifestă omisiuni în sensul că nu acordă suficientă atenție optimizării funcționării hidrocentralelor, ignorând astfel un potențial semnificativ de creștere a eficienței energetice și limitându-se la o abordare învechită privind dezvoltarea sectorului hidroenergetic, axată pe dezvoltarea de hidrocentrale de noi capacități, cu impact asupra mediului și o utilizare ineficientă a resurselor de apă. Aceasta ignoră potențialul de creștere a eficienței și a producției de energie a centralelor hidroelectrice deja existente, ceea ce duce la pierderea unui potențial semnificativ de creștere a producției de energie regenerabilă, fără a necesita construirea de noi baraje care au ca efect creșterea emisiilor de gaze cu efect de seră pe durata întregului ciclu de viață.

Sunt necesare studii detaliate pentru a identifica potențialul de creștere a eficienței energetice a fiecărei hidrocentrale în parte și pentru a dezvolta planuri clare și concrete de modernizare a hidrocentralelor existente, inclusiv stabilirea unor obiective precise și a unui calendar de implementare. Acest lucru poate fi realizat prin identificarea unor surse de finanțare adecvate, atât naționale, cât și europene, pentru a sprijini investițiile în modernizare; un exemplu ar fi utilizarea taxei pe apă pentru utilizări hidroenergetice și transparența guvernului cu privire la utilizarea acesteia în promovarea creșterii eficienței energetice a centralelor hidroelectrice.

Deși provocările tehnice și de mediu ale modernizării au fost discutate pe larg, este la fel de important să se ia în considerare etapele care vor urma finalizării acestor modernizări. Modernizarea centralelor hidroelectrice nu este o intervenție punctuală; mai degrabă, face parte dintr-un proces mai amplu care implică evaluări continue, îmbunătățiri tehnologice suplimentare și strategii de adaptare ca răspuns la evoluția cererii de energie și la schimbările de mediu. Unul dintre domeniile-cheie de urmărire după procesul de modernizare este monitorizarea performanței centralei și a impactului asupra mediului. Centralele hidroelectrice sunt sisteme dinamice care interacționează cu mediul înconjurător în moduri complexe, iar modernizarea lor introduce noi variabile în aceste interacțiuni. După re tehnologizare, România trebuie să se asigure că centralele modernizate funcționează în mod optim și în conformitate cu obiectivele propuse de îmbunătățire a eficienței, creștere a producției de energie și reducere a impactului asupra mediului. Acest lucru necesită instituirea unor sisteme de monitorizare riguroase care să evalueze în permanență performanța turbinelor, a generatoarelor și a altor componente mecanice, precum și producția totală a centralelor.

Colectarea și analiza datelor în timp real vor juca un rol crucial în procesul de monitorizare post-reabilitare. Prin utilizarea tehnologiilor avansate de senzori și a platformelor de analiză a datelor, operatorii instalațiilor pot obține informații privind starea de funcționare a echipamentelor, gestionarea debitului de apă și



---

integrarea în rețea. Aceste date pot fi apoi utilizate pentru a optimiza performanța instalațiilor în timp, asigurându-se că orice probleme sunt identificate și rezolvate rapid, minimizând astfel timpii morți și maximizând eficiența. Sistemele de monitorizare ar trebui, de asemenea, să urmărească indicatorii de mediu, cum ar fi calitatea apei, nivelurile de sedimente și sănătatea biodiversității, pentru a se asigura că centralele nu au un impact negativ asupra ecosistemelor locale. Această evaluare continuă este esențială pentru respectarea atât a standardelor naționale de mediu, cât și a reglementărilor Uniunii Europene, cum ar fi Directiva-cadru privind apa, care impune statelor membre să mențină o stare ecologică bună în corpurile lor de apă.

Pe lângă monitorizarea performanței, eforturile de monitorizare ar trebui să se concentreze pe evaluarea rezultatelor financiare și economice ale proiectelor de modernizare. Modernizarea centralelor hidroelectrice reprezintă o investiție de capital semnificativă și este esențial să se evalueze dacă randamentele financiare rezultate din creșterea eficienței și a producției de energie corespund așteptărilor. Analizele cost-beneficiu, inclusiv evaluările ciclului de viață, vor oferi informații cu privire la viabilitatea economică a modernizărilor și vor fundamenta deciziile viitoare de investiții în infrastructura de energie regenerabilă din România. Prin cuantificarea economiilor pe termen lung rezultate din reducerea costurilor operaționale și de întreținere, precum și a veniturilor potențiale rezultate din creșterea producției de energie electrică, părțile interesate pot evalua succesul general al proiectelor de modernizare. În plus, această evaluare economică ar trebui să ia în considerare orice economii rezultate din reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, deoarece aceste reduceri se pot traduce în credite de carbon sau în alte stimulente financiare în temeiul cadrelor europene și mondiale privind clima.

Dincolo de măsurile imediate, România trebuie, de asemenea, să traseze un curs clar pentru dezvoltarea viitoare a sectorului său hidroenergetic. Modernizarea centralelor existente este un pas important, dar ar trebui privită ca parte a unei strategii mai largi de tranziție energetică, care să se alinieze la obiectivele țării de decarbonizare a sistemului energetic și de îndeplinire a angajamentelor asumate în cadrul acordului european "Green Deal". Pe măsură ce România continuă să integreze mai multe surse de energie regenerabilă, precum energia eoliană și solară, în mixul său energetic, rolul energiei hidroelectrice va evolua. Centralele hidroelectrice vor deveni din ce în ce mai valoroase ca mijloc de echilibrare a producției intermitente de energie regenerabilă și de asigurare a stabilității rețelei.

Un alt domeniu promițător pentru dezvoltarea viitoare este integrarea tehnologiilor digitale în operațiunile hidroenergetice. Pe măsură ce sectorul energetic devine din ce în ce mai digitalizat, există un potențial semnificativ pentru centralele hidroelectrice din România de a beneficia de progresele în domeniul inteligenței artificiale (AI), al învățării automate și al analizei predictive. Aceste tehnologii pot fi utilizate pentru optimizarea funcționării centralelor, îmbunătățirea strategiilor de gestionare a apei și reducerea impactului producției de energie hidroelectrică asupra mediului. De exemplu, algoritmi AI pot analiza cantități mari de date de la senzori și sisteme de control pentru a prezice defecțiunile echipamentelor înainte ca acestea să apară, permițând operatorilor să efectueze întreținerea preventivă și să evite defecțiunile costisitoare. Modelele de învățare automată pot fi, de asemenea, utilizate pentru a optimiza debitele de apă și funcționarea turbinelor în timp real, asigurându-se că centralele funcționează cât mai eficient posibil în condiții hidrologice variabile.

Modernizarea hidrocentralelor trebuie, de asemenea, să fie aliniată la strategia energetică mai largă a României și la angajamentele asumate de aceasta în cadrul politicilor energetice și climatice ale Uniunii Europene. Acordul verde european, care urmărește ca UE să devină neutră din punct de vedere climatic până în 2050, pune un accent puternic pe energia regenerabilă, eficiența energetică și reducerea emisiilor de carbon. Sectorul hidroenergetic din România va juca un rol crucial în atingerea acestor obiective, dar va trebui să facă parte dintr-o abordare integrată care să includă investiții în alte surse de energie regenerabilă, în special energia eoliană și solară. Țara trebuie să continue să exploreze sinergiile dintre hidroenergie și alte surse regenerabile de energie, în special în ceea ce privește integrarea în rețea și stocarea energiei, pentru a crea un sistem energetic mai rezistent și mai durabil.

În contextul schimbărilor climatice, viitorul hidroenergetic al României va trebui, de asemenea, să țină cont de impactul potențial al schimbării tiparelor meteorologice și al disponibilității apei. După cum s-a discutat în

---

capitolele anterioare, se preconizează că schimbările climatice vor duce la o variabilitate mai mare a precipitațiilor și la creșterea cazurilor de secetă în unele regiuni ale României, ceea ce ar putea afecta fiabilitatea debitelor de apă pentru producția de energie hidroelectrică. Prin urmare, viitoarele amenajări hidroenergetice trebuie proiectate ținând cont de reziliența la schimbările climatice. Acest lucru ar putea implica construirea unei infrastructuri mai flexibile și mai adaptabile, cum ar fi rezervoarele multifuncționale care pot fi utilizate atât pentru producerea de energie, cât și pentru alimentarea cu apă, precum și adoptarea unor tehnologii de economisire a apei care să reducă la minimum utilizarea apei pentru producția de energie hidroelectrică.

Colaborarea internațională va fi un element important al viitorului hidroenergetic al României. Ca membru al Uniunii Europene, România face parte dintr-un efort mai amplu de a crea o piață europeană a energiei integrată și rezistentă. Cooperarea transfrontalieră în domeniul energiei, în special sub forma resurselor hidroenergetice comune și a interconectării rețelelor, va fi esențială pentru optimizarea utilizării energiei regenerabile pe întregul continent. România are potențialul de a juca un rol semnificativ în acest proces. „

Educația și dezvoltarea forței de muncă vor fi, de asemenea, importante pentru asigurarea succesului pe termen lung al sectorului hidroenergetic din România. Pe măsură ce țara trece la un sistem hidroenergetic mai modern și mai avansat din punct de vedere tehnologic, va exista o nevoie tot mai mare de lucrători calificați care să fie instruiți în cele mai recente tehnologii ingineresti, de mediu și digitale. Universitățile, institutele tehnice și programele de formare profesională din România vor trebui să își adapteze programele de studii pentru a răspunde cerințelor sectorului hidroenergetic în continuă evoluție, oferind noii generații de ingineri, tehnicieni și manageri energetici competențele și cunoștințele multisectoriale necesare pentru a conduce eforturile de modernizare a sectorului hidroenergetic al țării, având în același timp grijă de biodiversitate.

Urmărirea proiectelor de modernizare a centralelor hidroelectrice din România trebuie privită ca parte a unui proces mai amplu și continuu de modernizare, optimizare și adaptare. Monitorizarea și evaluarea continuă a centralelor modernizate vor asigura îndeplinirea obiectivelor imediate de îmbunătățire a eficienței, fiabilității și durabilității mediului. Cu toate acestea, România trebuie, de asemenea, să privească spre viitor și să ia în considerare modul în care sectorul său hidroenergetic poate continua să evolueze ca răspuns la schimbarea cererii de energie, a biodiversității și a condițiilor climatice, precum și la progresele tehnologice. Investind în stocarea energiei, în tehnologiile digitale, în sistemele energetice descentralizate și în cooperarea internațională, România își poate poziționa sectorul hidroenergetic ca o piatră de temelie a strategiei sale privind energia regenerabilă și ca o contribuție esențială la obiectivele sale pe termen lung privind securitatea energetică și durabilitatea.

Analizând potențialul de creștere a consumului de energie prin modernizarea centralelor hidroelectrice din România, devine evident faptul că o abordare orientată este esențială. Prin concentrarea asupra centralelor cu o eficiență mai mică decât media și prin prioritizarea celor cu o putere instalată mai mare, o producție de energie mai mare, o durată de funcționare mai lungă sau instalații mai puțin eficiente, sectorul hidroenergetic poate maximiza beneficiile unor astfel de investiții. Creșterea energetică estimată la peste 500 GWh, ajungând la 1100 GWh în cel mai optimist scenariu, evidențiază impactul semnificativ pe care modernizarea îl poate avea asupra hidroenergiei.

Anexa A. Date HPP

Nr. C/CI No.	Bazin/Bazin	Cursul de apă / River	Denumirea bazei/ului / Dam	Orașul (și mai ales județul) / Municipality	Județul / County	Tipul bazei/ului / Dam type	Cota cernă/ nivel / Level of crown	Baza/Dam	DG/Dike	Cota mediu / Average flow (m <sup>3</sup> /s)	Volum livru / Storage volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Scopul acumularii / Purpose of storage	Anul PE / Year of commissioning	Denumirea centralei / HPP	Tipul centralei / Type of HPP	Cădere / Level		Nr. și tip agregat / No. and type of aggregate	Cădere / Nivel / Average water fall	Putere instalată / Installed power (MW)	Energia medie / Average output (GWh/an)	Anul PE / Year of commissioning			
																Amplasare / Downstream	Asv. / Upstream								
178	Benta	Benta	Pingauti	Papa Neamt	NT	POTE	367,5	28	18	50,5	6	H	1984	Pingauti	CR	364,3	330,15	14,35	2,5	2K	180	23	57	1984	
179	Benta	Benta	Vaduti	Papa Neamt	NT	POTE	322,1	27	12,5	50,5	5,6	H	1985	Vaduti	CR	349,3	324,5	2,5	2K	2K	200	44	30	1986	
180	Benta	Benta	Papa Neamt	Papa Neamt	NT	POTE	326,8	27	14,5	45,5	10	H	1983	Papa Neamt	CR	323,9	308,9	1,5	2K	2K	84	11	52	1984	
181	Benta	Benta	Reconstructia	Papa Neamt	NT	POTE	314,65	8,15	6,7	45,5	0,25	H	1981	Varant	CR	317,5	287	20,8	4K	4K	84	14	63	1983	
182	Benta	Benta	-	Papa Neamt	NT	TE	288,5	-	4,5	45,5	-	H	1984	Ranov	CR	297	266,2	20,8	2K	2K	84	14	63	1983	
183	Benta	Benta	-	Papa Neamt	NT	TE	267,5	-	7	49,1	-	H	1984	Zarnesti	CR	266,2	246	20,2	2K	2K	84	14	63	1984	
184	Benta	Benta	-	Buhusi	BC	TE	247,5	-	6,5	43,4	-	H	1984	Centra	CR	246	223,8	20,2	2K	2K	84	14	64	1984	
185	Benta	Benta	-	Buhusi	BC	TE	227,5	-	5,5	33,4	-	H	1984	Buhusi	CR	223,8	210,8	1,5	2K	2K	84	11	50	1984	
186	Benta	Benta	Ranov	Buhusi	BC	POTE	213,5	20	13	33,4	7,7	H	1985	Ranov	CR	210	194,5	1,5	2K	2K	180	23	61	1985	
187	Benta	Benta	Gilbeni	Buhusi	BC	POTE	197,5	19	8,5	33,9	5,1	H	1985	Gilbeni	CR	194	177,7	17,9	1,5	2K	2K	180	23	56	1986
188	Benta	Benta	Libeti	Brașov	BC	POTE	181,2	19	13	33,9	4,6	H	1986	Libeti	CR	177,7	164,3	15,4	2K	2K	180	23	74	1983	
189	Benta	Benta	Brașov	Brașov	BC	POTE	158	18	13	33,9	4,6	H	1986	Brașov	CR	161,5	141,5	12,9	1,2	2K	2K	180	23	74	1983
191	Benta	Benta	Gilbeni	Brașov	BC	POTE	148	24	11,5	64,9	39,6	HS	1983	Gilbeni	CR	141	129	18,3	2K	2K	330	45	112,3	1985	
192	Benta	Benta	Rareșeni	Brașov	BC	POTE	122,7	29	13,5	69,2	103,7	HS	1984	Rareșeni	CR	129	110,7	9,2	18,7	2K	2K	330	45	112,3	1985
193	Benta	Benta	Berești	Berești	BC	POTE	127	29	13,5	69,2	103,7	HS	1982	Berești	CR	129	110,7	9,2	18,7	2K	2K	330	45	112,3	1985
194	Benta	Benta	Calimanești	Maramureș	VN	POTE	79	21,5	13	72,6	44,3	HIS	1982	Calimanești	CR	72,6	62,5	1,3	2K	2K	330	40	79	1983	
195	Benta	Benta	Comarneni	Maramureș	VN	POTE	66,5	21,5	13	41,1	17	HI	etc.	Comarneni	CR	62,5	50,5	1,2	2K	2K	330	40	79	etc.	
196	Benta	Benta	Moșleni	Maramureș	VN	POTE	34,5	21,5	13	41,1	17	HI	etc.	Moșleni	CR	30,3	38,5	1,2	2K	2K	330	40	67	etc.	
197	Benta	Benta	Sinca Căstani	Bondarzi	VN	POTE	84,5	21,5	10	41,1	17	HI	etc.	Sinca Căstani	CR	80,8	62,5	28,3	1K	1K	63	13	61	1978	
198	Benta	Benta	Fontle de Fier (FS)	Turris Severin	BT	POTE	102,5	47	39	73,3	140,9	HCCF	1978	Fontle de Fier (FS)	CR	69,3	42,5	27	6K	6K	4330	1030	534	1970	
199	Benta	Benta	Fontle de Fier (FS)	Vulpi Mare	MM	POTE	72,5	60	32	27,0	40,9	HNF	1971	Fontle de Fier (FS)	CR	41	33,5	7,5	88	88	3360	216	1295	1984	
200	Benta	Benta	-	Vulpi Mare	MM	-	46	34	20	27,4	40,9	HNF	1984	Fontle de Fier (FS)	CR	41	33,5	7,5	88	88	3360	216	1295	1984	
201	Benta	Benta	Găgești (FS)	Vulpi Mare	MM	-	-	34	21	27,4	-	HNF	1984	Găgești (FS)	CR	41	33,5	7,5	28	28	840	54	308	1984	
202	Benta	Benta	-	Vulpi Mare	MM	-	-	34	21	27,4	-	HNF	1984	Găgești (FS)	CR	41	33,5	7,5	28	28	840	54	308	1986	
203	Benta	Benta	Orșita	Comarnada	CT	-	-	-	-	-	-	-	-	Centra supra (SB)	CR	14,9	7,3	7,4	4K	4K	184	12,5	78	1989	

Tabelul A1. Date de la Hidroconstructia S.A.

---

## Anexa B.

Statele Unite demarează o inițiativă de modernizare energetică fără precedent, care acoperă 33 de state și beneficiază de o finanțare de 430 de milioane de dolari. Acest efort, condus de Departamentul Energiei (DOE) sub administrația Biden-Harris, intenționează să revitalizeze 293 de instalații hidroelectrice îmbătrânite [6]. Modernizările vizează nu numai creșterea eficienței acestor centrale DOE, ci și abordarea unor aspecte critice precum stabilitatea rețelei, siguranța barajelor, problemele de mediu și fiabilitatea generală a rețelei, marcând o etapă importantă în modernizarea infrastructurii hidroelectrice a țării.

Obiectivul acestei inițiative americane nu este de a extinde capacitatea hidroenergetică, ci de a optimiza instalațiile existente. Accentul va fi pus pe îmbunătățirea barajelor, a infrastructurii energetice și a măsurilor de protecție a mediului. Îmbunătățirile, inclusiv turbinele avansate, sistemele de control, cablurile și transformatoarele, vor face centralele hidroelectrice mai rezistente la stresul operațional și la factorii externi precum furtunile și temperaturile extreme. Din investiția de 430 de milioane de dolari, o parte va fi destinată consolidării fiabilității rețelei și siguranței barajelor la hidrocentralele din întreaga țară. DOE intenționează să înlocuiască componente-cheie, cum ar fi turbinele și generatoarele, asigurând o fiabilitate sporită a energiei electrice. În total, 149 de proiecte vor viza siguranța barajelor, în timp ce 84 se vor concentra pe consolidarea rezilienței rețelei.

Acest plan de modernizare abordează, de asemenea, riscurile tot mai mari generate de schimbările climatice. Multe baraje sunt vulnerabile la condiții meteorologice extreme, iar inițiativa include îmbunătățiri ale deversorilor de urgență, ale porților și ale sistemelor de livrare a apei pentru a le ajuta să reziste la precipitații abundente și pentru a preveni dezastrele. Programul presupune, de asemenea, reparații ale betonului și controlul eroziunii pentru a fortifica structurile barajelor, asigurând siguranța activelor energetice esențiale. În plus, aceste modernizări vor prelungi durata de viață a centralelor hidroelectrice, contribuind la stabilitatea rețelei energetice. Acest lucru este deosebit de important pentru state precum California și New York, unde energia hidroelectrică joacă un rol semnificativ și unde riscurile legate de climă, precum incendiile de vegetație și furtunile, sunt în creștere. Prin întreținerea acestor instalații, SUA pot evita pene de curent și pot menține un flux constant de energie regenerabilă.

Dincolo de fiabilitatea rețelei, programul de modernizare din SUA este conceput pentru a minimiza impactul hidroenergiei asupra mediului și pentru a îmbunătăți oportunitățile de recreere din jurul barajelor. Un total de 60 de proiecte de mediu se vor concentra pe protejarea cursurilor de apă, îmbunătățirea habitatelor acvatice și îmbunătățirea calității apei. Un efort-cheie în domeniul mediului implică instalarea de sisteme de trecere a peștilor, cum ar fi scările pentru pești, pentru a ajuta speciile să navigheze prin baraje fără a fi afectate, o măsură esențială pentru conservarea biodiversității și sprijinirea comunităților indigene. Proiectarea avansată a turbinelor va reduce, de asemenea, epuizarea oxigenului din apă și va îmbunătăți calitatea apei în aval, în beneficiul ecosistemelor acvatice.

Deși finanțarea federală este un factor-cheie al acestei inițiative, cele 430 de milioane de dolari ale DOE reprezintă doar o parte a unui plan de investiții mai amplu. Programul va fi completat de investiții de peste 2,38 miliarde de dolari din sectorul privat, ceea ce demonstrează interesul puternic al companiilor private pentru menținerea și dezvoltarea resurselor hidroelectrice ale țării. Companii energetice importante precum Southern Co., PG&E Corp. și PacifiCorp sunt printre beneficiarii acestor fonduri federale, reflectând parteneriatele public-privat care stau la baza acestui efort de modernizare [6].

Pe măsură ce Statele Unite trec la energia regenerabilă, energia hidroelectrică rămâne o componentă esențială. În prezent, energia hidroelectrică reprezintă 93% din toate stocările de energie la scară utilitară din țară și este pregătită să servească drept tehnologie fundamentală care sprijină extinderea noilor surse de energie regenerabilă, precum energia eoliană și solară. Aceste modernizări hidroelectrice vor contribui la capacitatea de stocare a energiei și la stabilitatea rețelei electrice, sporind flexibilitatea și fiabilitatea sistemului energetic național [6].

---

O componentă importantă în astfel de analize este clasificarea centralelor hidroelectrice mari. Departamentul american al Energiei (DOE) clasifică hidrocentralele mari ca fiind unități cu o capacitate mai mare de 30 de megawați (MW), în timp ce UE le clasifică ca fiind unități cu o putere instalată  $\geq 10$  MW.

Anexa C.

Concepte cheie și formule fundamentale

- **Energie hidroelectrică:** Aceasta este energia derivată din mișcarea apei.

Pentru a produce energie electrică, este necesar să se transforme energia potențială a apei în energie mecanică, care este apoi transformată în energie electrică.

Dacă luăm în considerare un fluid, ecuația poate fi scrisă astfel:

Ecuația  $E = \alpha v^2/2g + p/\gamma + z$  reprezintă energia specifică a unui fluid, unde:

- E: Energie specifică
- $\alpha$ : Factor de corecție pentru distribuția neuniformă a vitezei
- v: Viteza fluidului
- g: Accelerația datorată gravitației
- p: Presiunea fluidului
- $\gamma$ : Greutatea specifică a fluidului
- z: Cotă absolută

Considerând două puncte, energia care poate fi colectată între aceste două puncte este:

$$\Delta E = E_1 - E_2 = \left( \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} + z_1 \right) - \left( \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\gamma} + z_2 \right)$$

- **Înălțime (H=  $z_1 - z_2$ ):** Diferența de înălțime dintre două puncte într-un flux de fluid. Reprezintă energia potențială pe unitatea de greutate a fluidului.

- **Lucru mecanic (L):** Lucrul efectuat de o forță pe o anumită distanță. În contextul hidroelectricității, este vorba de lucrul efectuat de forța de gravitație asupra unei mase de apă care cade la o anumită înălțime.

- $L = G \cdot H$

- G: greutatea fluidului

- **Putere (P):** viteza cu care se efectuează lucrul.

- $P = dL/dt = \eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H$

- Q: Rata debitului

- $H$ : Cap
- $\eta$  - eficiența centralei hidroelectrice

- **Energie (E):** Energia.

- $$E = \int_0^{1yr} P(t)dt = \int_0^{1yr} \eta(Q(t), H(Q(t))) \cdot \gamma \cdot Q(t) \cdot H(Q(t)) dt$$

- $$E \approx \eta_g \cdot \gamma \cdot Q_m \cdot H_m \cdot T_{fm}$$
 , energie în anul hidrologic mediu

unde,  $H_m$  reprezintă înălțimea medie,  $T_{fm}$  este timpul de funcționare la debitul mediu multianual și  $Q_m$  este debitul mediu multianual.

- $$E \approx \eta_g \cdot \gamma \cdot Q_i \cdot H_n \cdot T_{fi}$$
 , energie la debitul instalat

unde,  $H_n$  reprezintă înălțimea netă,  $T_{fi}$  este timpul de funcționare la debitul instalat și  $Q_i$  este debitul instalat.

Integrala  $E$  reprezintă producția de energie a unei hidrocentrale pe o perioadă de un an. Iată o defalcare a componentelor sale.

- $E$ , reprezintă energia totală generată pe parcursul unui an.
- $\eta$ , este randamentul centralei hidroelectrice.
- $H(Q(t))$ , este înălțimea (diferența dintre nivelul apei de la priza de apă și cotă turbină) în funcție de debitul ( $Q$ ) la momentul  $t$ , luând în considerare energia de pierdere hidraulică.
- $Q(t)$ , este debitul (debitul de apă) la momentul  $t$ .
- $\gamma$ , este greutatea volumetrică a apei.

Integrala însumează, în esență, energia produsă la fiecare moment ( $dt$ ) pe parcursul întregului an. La fiecare moment, energia produsă este proporțională cu produsul dintre înălțime, debit și randamentul instalației. Integărând aceste date în timp, se obține energia totală produsă.

Mai multe strategii pot fi utilizate pentru a moderniza hidrocentralele și a maximiza producția de energie, iar aici sunt câteva exemple:

i. Modernizarea turbinelor prin creșterea eficienței

ii. Optimizarea funcționării, și anume monitorizarea și controlul în timp real, întreținerea predictivă și extinderea capacității de stocare. Sistemele avansate de control pot monitoriza nivelurile apei, debitele și performanța turbinelor în timp real. Acest lucru permite funcționarea optimă pe baza condițiilor în schimbare, maximizând producția de energie. Prin analiza datelor senzorilor și a performanțelor istorice, întreținerea predictivă poate identifica eventualele probleme înainte ca acestea să ducă la opriri, asigurând funcționarea continuă. Stocarea apei în rezervor și utilizarea acesteia în timpul vârfului de cerere poate crește semnificativ valoarea financiară a energiei.

Modernizarea ar trebui să se facă cu accent pe reducerea la minimum a impactului asupra mediului.

Funcționarea centralei hidroelectrice trebuie optimizată pentru a se integra perfect în rețea, luând în considerare factori precum stabilitatea rețelei și fluctuațiile cererii.

Prin punerea în aplicare a acestor strategii, hidrocentralele își pot crește semnificativ producția de energie, ceea ce le face să contribuie și mai mult la un viitor energetic durabil.

## Centrala hidroelectrică

Dispozitivele specifice și configurațiile acestora variază în funcție de tipul de hidrocentrală (uzină-baraj, de derivație, mixtă) și de înălțimea apei disponibile.

Figura 1 arată o reprezentare simplificată a unei centrale hidroelectrice, iar centralele reale pot avea componente suplimentare sau mai complexe.

După cum se vede în imagine, diferitele mașini și echipamente prezente în instalațiile hidroelectrice sunt enumerate mai jos, împreună cu scopurile lor:

### I. Secțiunea amonte:

Baraj, captare de apă (pentru centralele de tip "derivație") sau combinație de baraj și derivație (pentru centralele mixte). Amenajările de tip "derivație" reprezintă un tip de proiect hidroenergetic în care capacitatea de stocare disponibilă este limitată, iar apa este eliberată aproximativ la aceeași rată ca și debitul natural al râului.

II. Deversor pentru controlul nivelului maxim admisibil al apei de captare și evacuarea apei în exces în timpul inundațiilor.

III. Lacul de acumulare (sau bieful amonte) realizat de baraj sau stăvilar (baraj mobil).

IV. Captarea direcționează apa din bieful amonte (lac) către conductă.

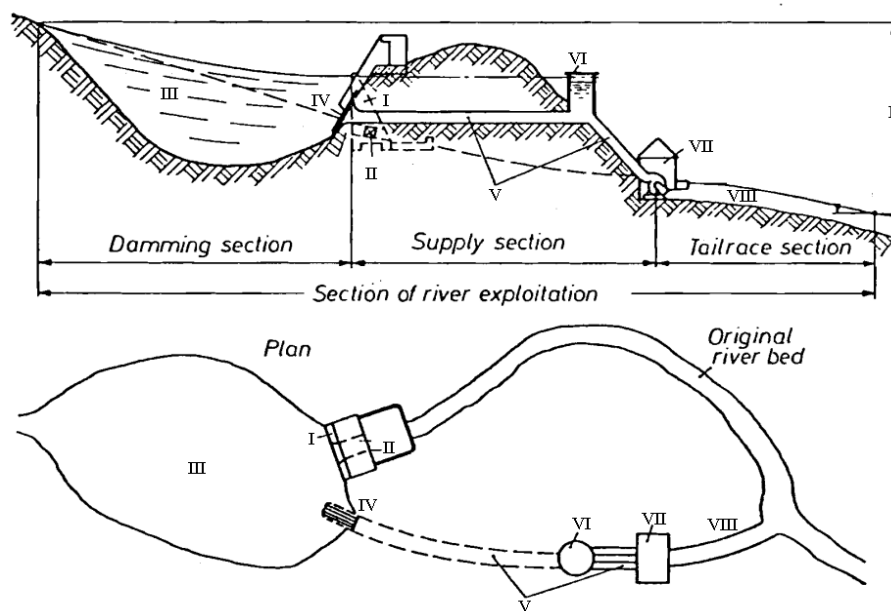
V. Conductele (galeriile) transportă apa de la captare la turbine. Acestea pot fi galerii, conducte forțate sau canale.

VI. Un dispozitiv de atenuare a loviturii de berbec care amortizează fluctuațiile de presiune în conducta forțată. Acestea pot fi castele de echilibru (pentru amenajările cu înălțime mare) sau bypass (pentru opriri rapide).

VII. Centrala adăpostește hidroagregatele (turbinele și generatoarele) care transformă energia hidraulică în electricitate. Acestea pot fi de tip hală sau clădire, iar amplasamentul poate fi subteran sau în aer liber, la baza sau în interiorul unui baraj, sau pe malul unui râu.

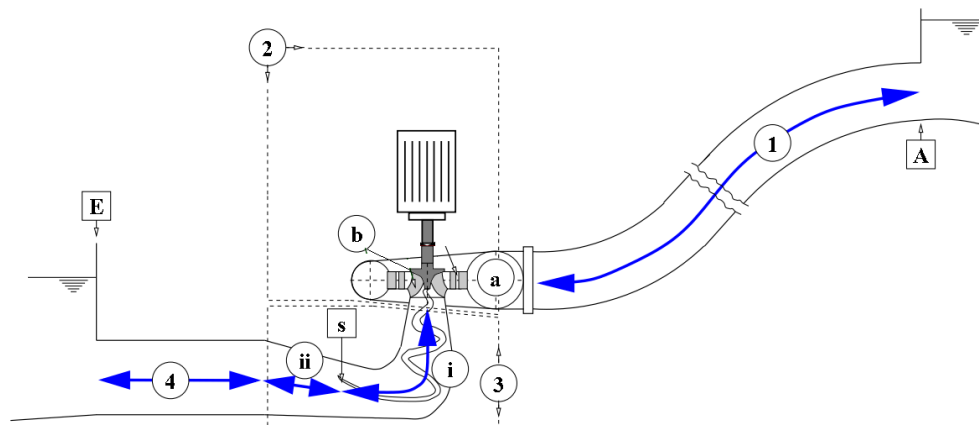
### VIII. Secțiunea aval:

Pentru evacuarea apei din turbine înapoi în râu. Proiectarea depinde de amplasarea centralei, de tipul turbinelor, de topografie și de gradul de exploatare al amenajării. Dispozitivele specifice și configurațiile acestora variază în funcție de tipul de hidrocentrală (uzină-baraj, de derivație, mixtă) și de înălțimea apei disponibile.



**Figura 1.** Elevația și planul componentelor caracteristice ale centralei electrice de-a lungul secțiunii sale de exploatare [9].

Această schemă ilustrează curgerea apei printr-un sistem generator acționat de turbină, punând accentul pe mecanismele de control al curgerii apei (vane), pe componentele de generare a energiei (turbină și generator) și pe traseul apei de la sursă la ieșire. Elementele reprezintă părți esențiale ale unui sistem hidroenergetic care lucrează împreună pentru a genera electricitate prin utilizarea energiei mecanice a apei.



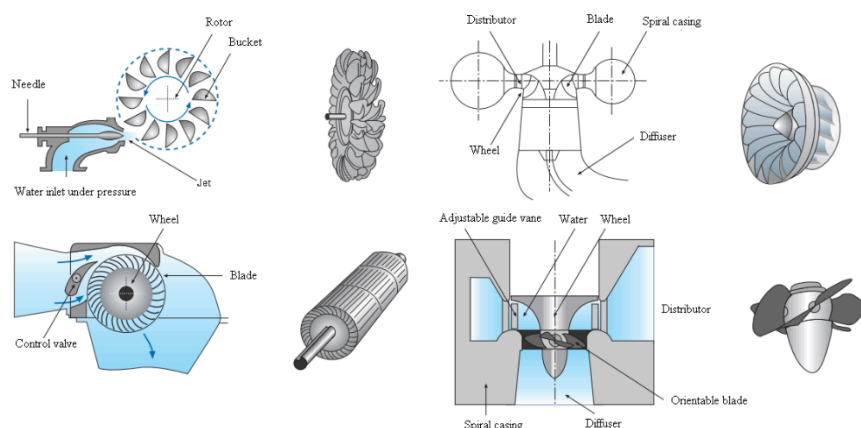
**Figura 2.** Schema detaliată a unui sistem hidroelectric [10]

O centrală hidroelectrică include de obicei:

- (1) Conducta forțată - aceasta reprezintă, de obicei, calea principală de curgere a apei, care transportă apa din sursa de apă (lac de acumulare, captare) în jos spre turbină. Săgeata albastră indică direcția de curgere a apei în cazul amenajărilor clasice doar într-o singură direcție, spre aval, și în cazul celor cu pompaj este bidirecțional (nu se discută aici);
- (2) Generator electric (sincron pentru puteri mari sau asincron pentru puteri mici) - această parte este conectată la turbină și generează electricitate atunci când turbina se rotește datorită forței apei care trece prin ea;
- (3) Turbină - turbina hidraulică transformă energia cinetică a apei în energie mecanică, care antrenează apoi generatorul conectat. Apa intră în punctul "a" din cameră și iese în punctul "b" după trecerea prin rotor;
- (4) galeria sau canalul de fugă - acesta este calea de ieșire a apei, care conduce apa de la turbină înapoi într-un râu sau într-un lac din aval după ce a trecut prin turbină;
- (A) Nivelul sursei de apă - reprezintă înălțimea sursei de apă (de exemplu, un baraj cu lac de acumulare sau o priză de apă). Diferența de înălțime (cotă amonte - cotă aval) este un factor critic pentru cantitatea de energie potențială transformată în energie mecanică;
- (E) Împământare sau referință electrică - acest simbol indică un punct de împământare electrică, asigurând siguranța electrică a sistemului;
- (i) aparatul director sau injectoarele - acesta poate reprezenta vane sau injectoare care reglează debitul de apă către turbină. Reglarea acestei admisii controlează cantitatea de apă care intră în turbină, afectând puterea de ieșire;



- (ii) Sistemul de control al admisiei turbinei - acesta ar putea reprezenta un mecanism secundar de control al turbinei, adesea legat de sisteme hidraulice sau mecanice care ajută la mișcarea sau reglarea precisă a admisiei;
- (b) Ieșirea din turbină - acesta este locul în care apa iese din turbină după producerea energiei. De obicei, acesta duce la bazinul de liniștire și canalul de evacuare, unde apa este redirectionată în siguranță în aval;
- (a) Intrarea turbinei - acesta este punctul în care apa intră în turbină;
- (i) Vortex de cavitație - zonă în care pot apărea fenomene de cavitație, care influențează randamentul turbinei, în turbinele cu reacție (Kaplan, Francis);
- (ii) Partea fără vortex - zona cu un flux mai stabil [11].



**Figura 3.** Componente ale turbinelor.

## Referințe

1. Strategia energetică a româniei 2025- 2035, cu perspectiva anului 2050, Ministerul Energiei 2024
2. Emanuele Quaranta, George Aggidis, Robert M. Boes, Claudio Comoglio, Carlo De Michele, Epari Ritesh Patro, Evgeniia Georgievskaja, Atle Harby, Ioannis Kougias, Sebastian Muntean, Juan Pérez-Díaz, Pedro Romero-Gomez, Marco Rosa-Clot, Anton J. Schleiss, Elena Vagnoni, Markus Wirth, Alberto Pistocchi, Assessing the energy potential of modernizing the European hydropower fleet, Energy Conversion and Management, Volume 246, 2021, 114655, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114655>.
3. Bortoni, E.; Souza, Z.d.; Viana, A.; Villa-Nova, H.; Rezek, Â.; Pinto, L.; Siniscalchi, R.; Bragança, R.; Bernardes, J., Jr. Beneficiile funcționării cu viteză variabilă în centralele hidroelectrice acționate de turbine Francis. Energies 2019, 12, 3719. <https://doi.org/10.3390/en12193719>
4. Kumar, A., T. Schei, A. Ahenkorah, R. Caceres Rodriguez, J.-M. Devernay, M. Freitas, D. Hall, Å. Killingtveit, Z. Liu, 2011: Hydropower. În IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, Regatul Unit și New York, NY, SUA.
5. Hydropower - Practice and Application, Edited by Hossein Samadi-Boroujeni, Croația, 2012. ISBN 978-953-51-0164-2
6. <https://www.ecoticias.com/en/energy-hydropower-doe-america/7435/>
7. <https://sdgs.un.org/basic-page/global-stakeholders-online-consultation-sdg-7-review-2023-hlpf-51226>.

8. Udochukwu B. Akuru, Ifeanyichukwu E. Onukwube, Ogbonnaya I. Okoro, Emeka S. Obe, Towards 100% renewable energy in Nigeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 71, 2017, Pages 943-953, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.123>.
9. Raabe, J. *Hydro Power: The Design, Use, and Function of Hydromechanical, Hydraulic, and Electrical Equipment*. Editor: International Publishers Service Incorporated, 1985. VDI-Verlag GmbH. ISBN 9783184006167
10. Blommaert, G. *Étude du Comportement Dynamique Des Turbines Francis: Contrôle Actif de Leur Stabilité de Fonctionnement*. Ph.D. Thesis, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne, Elveția, 2000.
11. Ioan Anton, "Turbină hidraulică", Editura Facla, Timișoara 1979
12. *Hydropower - Practice and Application*, Edited by Hossein Samadi-Boroujeni, Croația, 2012. ISBN 978-953-51-0164-2
13. Hidroelectrica , #1Power Producer in Romania and One of the Largest European Hydro Companies, 9M, 2023, Key Financials Update, 15.11.2023, [https://cdn.hidroelectrica.ro/cdn/ipo/prezentari/231115\\_h2o\\_en\\_q32023-financial-results-presentation.pdf](https://cdn.hidroelectrica.ro/cdn/ipo/prezentari/231115_h2o_en_q32023-financial-results-presentation.pdf).
14. Shukri Yah, A.,Md Nor, N.,Rohashikin, N.,Azam Ramli, N.,Ahmad, F. și Zia Ulsau, A. (2012) Determinarea poziției de trasare a probabilității pentru distribuția valorilor extreme de tip i. *Journal of Applied Sciences*, 12, 1501-1506.
15. Gyanendra Tiwari, Jitendra Kumar, Vishnu Prasad, Vivek Kumar Patel, Utility of CFD in the design and performance analysis of hydraulic turbines - A review, *Energy Reports*, Volume 6, 2020, Pages 2410-2429, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.09.004>.
16. Ioannis Kougias, George Aggidis, François Avellan, Sabri Deniz, Urban Lundin, Alberto Moro, Sebastian Muntean, Daniele Novara, Juan Ignacio Pérez-Díaz, Emanuele Quaranta, Philippe Schild, Nicolaos Theodossiou, Analysis of emerging technologies in the hydropower sector, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 113, 2019, 109257, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109257>.
17. Khalid A. Khan, Md Muzakkir Quamar, Faleh H. Al-Qahtani, Muhammad Asif, Mohammed Alqahtani, Muhammad Khalid, Smart grid infrastructure and renewable energy deployment: A conceptual review of Saudi Arabia, *Energy Strategy Reviews*, Volume 50, 2023, 101247, ISSN 2211-467X, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101247>.
18. Hossein Saber, Hesam Mazaheri, Hossein Ranjbar, Moein Moeini-Aghtaie, Matti Lehtonen, Utilization of in-pipe hydropower renewable energy technology and energy storage systems in mountainous distribution networks, *Renewable Energy*, Volume 172, 2021, Pages 789-801, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.072>.
19. IRENA (2012), *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, International Renewable Energy Agency, Volume 1: Power Sector, Issue 3/5, Hydropower
20. <https://e360.yale.edu/features/can-retrofitting-dams-for-hydro-provide-a-green-energy-boost>
21. Yuguda, Taitiya & Li, Yi & Xiong, Wei & Zhang, Wenlong. (2020). Evaluarea ciclului de viață a opțiunilor de modernizare a unui baraj existent pentru a genera hidroelectricitate. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 25. 10.1007/s11367-019-01671-1.
22. Paolo Bragolusi, Chiara D'Alpaos, The valuation of buildings energy retrofitting: A multiple-criteria approach to reconcile cost-benefit trade-offs and energy savings, *Applied Energy*, Volume 310, 2022, 118431, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118431>.
23. <https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/hidroelectrica-a-anulat-megalicitatia-de-100-milioane-euro-pentru-retehnologizarea-vidraru-la-care-se-inscrisese-si-cel-mai-bogat-om-din-rusia-16886350>
24. <https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/video-contractul-pentru-retehnologizarea-hidrocentralei-vidraru-investitie-de- peste-200-de-milioane-de-euro-semnat-unul-dintre-cele-mai-emblematic-obiective-hidroenergetice-din-romania-2166110>
25. <https://www.wall-street.ro/articol/Companii/99815/Cum-arata-hidrocentrala-de-la-Lotru-Ciunget-dupa-o-retehnologizare-de-88-mil-euro.html>
26. <https://www.enpg.ro/category/publications/energy-decarbonisation/>
27. <https://openrivers.eu/wp-content/uploads/2023/09/Gough-et-al-2018-Dam-Removal-Europe-report.pdf>
28. William M. Twardek, Ian G. Cowx, Nicolas W.R. Lapointe, Craig Paukert, T. Douglas Beard, Elena M. Bennett, David Browne, Andrew K. Carlson, Keith D. Clarke, Zeb Hogan, Kai Lorenzen, Abigail J. Lynch, Peter B. McIntyre, Paulo Pompeu, Mark Rogers, Alexis Sakas, William W. Taylor, Taylor D. Ward, Zeenatul Basher, Steven J. Cooke, Bright spots for inland fish and fisheries to guide future hydropower development, *Water Biology and Security*, Volume 1, Issue 1, 2022, 100009, ISSN 2772-7351, <https://doi.org/10.1016/j.watbs.2022.100009>.
29. WCD, Comisia Mondială pentru Baraje 2001
30. Moore, Deborah & Dore, John & Gyawali, Dipak. (2010). Comisia Mondială privind Barajele + 10: Revizitarea controverselor barajelor mari. *Water Alternatives*. 3.
31. Lizica Simona Paraschiv, Spiru Paraschiv, Contribution of renewable energy (hydro, wind, solar and biomass) to decarbonization and transformation of the electricity generation sector for sustainable development, *Energy Reports*, Volume 9, Supplement 9, 2023, Pages 535-544, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.07.024>.
32. <https://www.infoclima.ro/starea-climei-ro-2024>.
33. Dejeu, Călin & Carpa, Rahela. (2020). Impactul ecologic al șantierelor hidroenergetice din România.

- 
34. Alban Kuriqi, António N. Pinheiro, Alvaro Sordo-Ward, María D. Bejarano, Luis Garrote, Ecological impacts of run-of-river hydropower plants-Current status and future prospects on the brink of energy transition, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 142, 2021, 110833, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110833>.
35. Nusrat Jahan Bipa, Giulia Stradiotti, Maurizio Righetti, Giuseppe Roberto Pisaturo, Impacts of hydropeaking: A systematic review, *Science of The Total Environment*, Volume 912, 2024, 169251, ISSN 0048-9697, <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2023.169251>.
36. Kondolf, George 'mathias & Gao, Yongxuan & Annandale, George & Morris, Gregory & Jiang, Enhui & Zhang, Junhua & Cao, Yongtao & Carling, Paul & Fu, Kaidao & Guo, Qingchao & Hotchkiss, Rollin & Peteuil, Christophe & Sumi, Tetsuya & Wang, Hsiao-Wen & Wang, Zhongmei & Wei, Zhilin & Wu, Baosheng & Wu, Caiping & Yang, Chih. (2014). Gestionarea durabilă a sedimentelor în rezervoare și râuri reglementate: Experiences from Five Continents. *Earth's Future*. 10.1002/2013EF000184.
37. Convenția UNESCO privind patrimoniul mondial, <https://whc.unesco.org/en/list/588/>
38. Tomczyk, Paweł & Wiatkowski, Mirosław. (2021). Impactul unei hidrocentrale mici asupra dinamicii calității apei într-un canal de deviere și într-un canal fluvial natural. *Journal of Environmental Quality*. 50. 1156-1170. 10.1002/jeq2.20274.
39. Kim, J.; Kwak, J.; Ahn, J.M.; Kim, H.; Jeon, J.; Kim, K. Oscillation Flow Dam Operation Method for Algal Bloom Mitigation. *Water* **2022**, *14*, 1315. <https://doi.org/10.3390/w14081315>
40. Killingtveit, Ånund & Adera, Abebe. (2017). Schimbările climatice și impactul asupra resurselor de apă și energiei hidroelectrice Cazul Vânători Neamț în regiunea Carpaților din România. 10.13140/RG.2.2.33697.61281.
41. János, I.M.; Bíró, T.; Lakatos, B.O.; Gallas, J.A.C.; Szölloosi-Nagy, A. Schimbarea ciclului apei în contextul încălzirii climatice: Tendencias in the Carpathian Basin. *Climate* **2023**, *11*, 118. <https://doi.org/10.3390/cli11060118>
42. <https://www.infoclima.ro/starea-climei-ro-2024>
43. Turner, Sean & Ng, Jia & Galelli, Stefano. (2017). Examinarea vulnerabilității aprovizionării globale cu energie electrică la schimbările climatice utilizând un model de baraj hidroenergetic de înaltă fidelitate. *Science of The Total Environment*. 590. 10.1016/j.scitotenv.2017.03.022.
44. Igor Iliev, Chirag Trivedi, Ole Gunnar Dahlhaug, Variable-speed operation of Francis turbines: A review of the perspectives and challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 103, 2019, Pages 109-121, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.033>.
45. J.P. Dedieu, A. Lessard-Fontaine, G. Ravazzani, E. Cremonese, G. Shalpykova, M. Beniston, Shifting mountain snow patterns in a changing climate from remote sensing retrieval, *Science of The Total Environment*, Volume 493, 2014, Pages 1267-1279, ISSN 0048-9697, <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2014.04.078>.
46. Șmuleac, L.; Rujescu, C.; Șmuleac, A.; Imbrea, F.; Radulov, I.; Manea, D.; Ienciu, A.; Adamov, T.; Pașcalău, R. Impactul schimbărilor climatice în Câmpia Banatului, vestul României, asupra accesibilității apei pentru producția de culturi în agricultură. *Agriculture* **2020**, *10*, 437. <https://doi.org/10.3390/agriculture10100437>.
47. IHA, Asociația Internațională pentru Hidroenergie. 2015 Hydropower status report. IHA, 2015.
48. Hamududu, B. , Killingtvelt, A. Evaluarea impactului schimbărilor climatice asupra energiei hidroelectrice globale. *Energies* 2012; 5: 305-322.
49. IEA, Agenția Internațională pentru Energie. Foaie de parcurs tehnologică: energia hidroelectrică. IEA, 2012.
50. CME, Consiliul Mondial al Energiei. Resursele energetice mondiale: cartografierea creșterii dezvoltării hidroenergetice în 2015. WEC, Londra, Regatul Unit, 2015.
51. Kaygusuz, K. 2016. Hidroenergia ca sursă de energie curată și regenerabilă pentru producerea de energie electrică. *Journal of Engineering Research and Applied Science*. 5, 1 (Jun. 2016), 359-369.
52. IEA, Agenția Internațională pentru Energie. Perspectivele energetice mondiale 2014. IEA, Paris, 2014.
53. Zujian Huang, Hao Zhou, Zhijian Miao, Hao Tang, Borong Lin, Weimin Zhuang, Life-Cycle Carbon Emissions (LCCE) of Buildings: Implications, Calculations, and Reductions, *Engineering*, Volume 35, 2024, Pages 115-139, ISSN 2095-8099, <https://doi.org/10.1016/j.eng.2023.08.019>.
54. Bridget R. Deemer, John A. Harrison, Siyue Li, Jake J. Beaulieu, Tonya DelSontro, Nathan Barros, José F. Bezerra-Neto, Stephen M. Powers, Marco A. dos Santos, J. Arie Vonk, Greenhouse Gas Emissions from Reservoir Water Surfaces: A New Global Synthesis, *BioScience*, Volume 66, Issue 11, 1 November 2016, Pages 949-964, <https://doi.org/10.1093/biosci/biw117>
55. Zilin, Wang & Chan, Faith & Feng, Meili & Johnson, Matthew. (2024). Emisiile de gaze cu efect de seră din rezervoarele hidroelectrice: procese de emisie și abordări de gestionare. *Environmental Research Letters*. 19. 10.1088/1748-9326/ad560c.
56. Ministerul Energiei, National Hydrogen Strategy and Action Plan 2023-2030,
57. Comisia Europeană, Planul național integrat pentru energie și climă 2021-2030, aprilie 2020,
58. Directiva 92/43/CEE a Consiliului din 21 mai 1992 privind conservarea habitatelor naturale și a speciilor de faună și floră sălbatică, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj>
59. Ezeh, Michael & Ogbu, Adindu & Ikevuje, Augusta Heavens & George, Emmanuel. (2024). Implicarea și influențarea părților interesate: Strategii pentru proiecte energetice de succes. *International Journal of Management & Entrepreneurship Research*. 6. 2375-2395. 10.51594/ijmer.v6i7.1330.

- 
60. Cvijović, Jelena & Obradović, Vladimir & Todorovic, Marija. (2021). Managementul părților interesate și durabilitatea proiectelor - o aruncare de zaruri. *Sustainability*. 13. 9513. 10.3390/su13179513.
61. Faria, Felipe & Davis, Alex & Severini, Edson & Jaramillo, Paulina. (2017). Impactul socio-economic local al dezvoltării centralelor hidroelectrice mari într-o țară în curs de dezvoltare. *Economia energiei*. 67. 10.1016/j.eneco.2017.08.025.
62. Hydroelectric Power A Guide for Developers and Investors, International Finance Corporation, Grupul Băncii Mondiale
63. Bal, Menoka & Bryde, David & Fearon, Damian & Ochieng, Edward. (2013). Implicarea părților interesate: Achieving Sustainability in the Construction Sector. *Sustenabilitate*. 6. 695-710. 10.3390/su5020695.
64. Reynolds, Samantha. (2024). Angajamentul părților interesate și impactul acestuia asupra sustenabilității lanțului de aprovizionare în contextul energiei regenerabile. 10.20944/preprints202406.0080.v1.
65. Lučin, I.; Sikirica, A.; Šiško Kuliš, M.; Čarija, Z. Investigation of Efficient Optimization Approach to the Modernization of Francis Turbine Draft Tube Geometry. *Mathematics* 2022, 10, 4050. <https://doi.org/10.3390/math10214050>
66. Lazarevikj, Marija & Stojkovski, Filip & Stojkovski, Valentino & Markov, Zoran. (2020). Turbine Francis cu viteză variabilă la scară mică: posibilități și provocări.
67. Liu, Zhengxuan & Sun, Ying & Xing, Chaojie & Jia, Liu & He, Yingdong & Zhou, Yuekuan & Zhang, Guoqiang. (2022). Integrarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie în sistemele multienergetice, bazată pe inteligența artificială, pentru tranziția către neutralitatea carbonului: Provocări și perspective viitoare. *Energie și inteligență artificială*. 10. 100195. 10.1016/j.egyai.2022.100195.
68. Raza, Falsk. (2023). IA pentru întreținerea predictivă în sistemele industriale. 10.13140/RG.2.2.27313.35688.
69. Kougiaris I. 2019. Raport 2018 privind dezvoltarea tehnologiei hidroenergetice. EUR 29912 RO.
70. Gabriel Năstase, Alexandru Șerban, Alina Florentina Năstase, George Dragomir, Alin Ionuț Brezeanu, Nicolae Fani Jordan, Hydropower development in Romania. A review from its beginnings to the present, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 80, 2017, Pages 297-312, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.209>.
71. Lia L, Aas MN, Killingtveit Å. Creșterea producției în urma proiectelor de modernizare și extindere. *Int J Hydropower Dams* 2017;24(4):75-8.
72. Terrier S, Jordan F, Schleiss AJ, Haerberli W, Huggel C, Künzler M. Gestionarea optimizată și adaptată a energiei hidroelectrice luând în considerare scenariile de reducere a ghețarilor în Alpii elvețieni. În: Schleiss Boes, editor. Proc. al simpozionului internațional privind barajele și rezervoarele sub provocările schimbării - a 79-a reuniune anuală a ICOLD - Comitetul Elvețian pentru Baraje; 2011.
73. Haerberli W, Buetler M, Huggel Ch, Lehmann Friedli T, Schaub Y, Schleiss AJ. Noi lacuri în regiunile muntoase înalte deglaciata - oportunități și riscuri. *Clim Change* 2016;139:201-14. <https://doi.org/10.1007/s10584-016-1771-5>
74. Schaeffli B, Manso P, Fischer M, Huss M, Farinotti D. Rolul retragerii ghețarilor pentru producția de hidroenergie din Elveția. *Energie regenerabilă* 2019;132:616-27.
75. Nogueira HI, Pfister M, Schleiss AJ. Abordări pentru reducerea pierderilor prin frecare în căile navigabile de captare ale centralelor hidroelectrice. *J Hydraul Eng* 2016;142(5): 02516001. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)HY.1943-7900.0001123](https://doi.org/10.1061/(ASCE)HY.1943-7900.0001123).
76. Vereide K, Svungen B, Guddal R, Engineer SH. Studiu de caz: Efectele dăunătoare ale creșterii capacității instalate într-o hidrocentrală existentă. Proc. a 12-a conferință internațională privind supratensiunile, tranzitorii de fluid și loviturile de berbec, Dublin, Irlanda. 2015.
77. Muntean S, Susan-Resiga R, Goede E, Baya A, Terzi R, Tîrș, i C. Scenarii pentru renovarea unei hidrocentrale echipate cu turbine Francis. *Renewable Energy Environ Sustain* 2016;1(30):1-6. <https://doi.org/10.1051/rees/2016030>
78. Zuzanna Zajac, Beatriz Revilla-Romero, Peter Salamon, Peter Burek, Feyera A. Hirpa, Hylke Beck, The impact of lake and reservoir parameterization on global streamflow simulation, *Journal of Hydrology*, Volume 548, 2017, Pages 552-568, ISSN 0022-1694, <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2017.03.022>.
79. Pasbani Khiavi, Majid, Sari, Ali, Evaluation of Hydrodynamic Pressure Distribution in Reservoir of Concrete Gravity Dam under Vertical Vibration Using an Analytical Solution, *Mathematical Problems in Engineering*, 2021, 6669366, 9 pages, 2021. <https://doi.org/10.1155/2021/6669366>.
80. Betti A, Crisostomi E, Paolinelli G, Piazzzi A, Ruffini F, Tucci M. (2019). Condition monitoring and early diagnostics methodologies for hydropower plants. arXiv preprint arXiv:1911.06242.
81. YanmazAM,AriO.A study on dam instrumentation upgrading.KSCE J Civil Eng 2011; 15(2):317-25. <https://doi.org/10.47260/jesge/1115>.
82. Silva D, Carazas F, Souza G. Method to select instrumentation for hydraulic turbines in upgrading process. În: În 2009 conferința internațională privind calculatoarele și ingineria industrială (IEEE); 2009. p. 1192-7.
83. Georgievskaia E. Limitările sistemelor moderne de diagnostic și prognostic pentru sănătatea unei unități hidraulice. *Eng* 2021;2(1):27-42. <https://doi.org/10.3390/eng2010003>.
84. Kontoleontos E, Weissenberger S. Maximizarea anuală a producției de energie pentru centralele electrice cu maree cu algoritmi evolutivi. *Int J Fluid Mach Systems* 2017;10(3): 264–73. <https://doi.org/10.5293/IJFMS.2017.10.3.264>.

- 
85. Zhang J, Chen D, Zhang H, Xu B, Li H, Aggidis GA, et al. Comportamente dinamice rapide-lente ale unui sistem generator hidraulic cu mai multe scări de timp. *J Vib Control* 2019;25(23-24):2863-74. <https://doi.org/10.1177/1077546319860306>.
86. Paravan D, Stokelj T, Golob R. (2004). Îmbunătățiri ale gestionării apei într-un rezervor al unei centrale hidroelectrice de tip "run-of-river": metodologie și studiu de caz. *Control Eng Practice*, 12(4), 377-385. 0.1016/S0967-0661(03)00106-0.
87. Cros K, Schleiss AJ, Artique G, Jordan F. Hydrological forecasting on glacier systems: temperature forecasting corrections. Proc. Conferința HYDRO 2016, Achievements, Opportunities and Challenges, 10-12 octombrie 2016, Montreux, Elveția. 2016.
88. Rosa-Clot M, Tina G. Instalații fotovoltaice plutitoare. 1st Edition. Academic Press; 2020.
89. Silverio NM, Barros RM, Tiago Filho GL, Redon-Santafe M, dos Santos IFS, de Mello Valerio VE. Utilizarea instalațiilor fotovoltaice plutitoare pentru funcționarea coordonată cu centralele hidroelectrice: Studiu de caz al centralelor hidroelectrice din bazinul râului Sao Francisco. *Energy Convers Manage* 2018;171:339-49. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.095>.
90. Agenția Internațională pentru Energii Regenerabile (IRENA), (2020). Innovation landscape brief: Operarea inovatoare a acumulării de energie hidroelectrică prin pompaj, Abu Dhabi.
91. Valavi M, Nysveen A. Exploatarea cu viteză variabilă a centralelor hidroelectrice: Trecut, prezent și viitor. În: În 2016 XXII International Conference on Electrical Machines (ICEM); 2016. p. 640-6.
92. Iliev I, Tengs EO, Trivedi C, Dahlhaug OG. Optimizarea turbinelor Francis pentru funcționarea cu viteză variabilă utilizând o abordare de modelare surogat. *J Fluids Eng* 2020; 142(10):101214. <https://doi.org/10.1115/1.4047675>. 13 pagini.
93. Huang X, Chamberland-Lauzon J, Oram C, Klopfer A, Ruchonnet N. Analizele de oboseală ale prototipului Francis Runners bazate pe măsurători și simulări la fața locului. *IOP Conf Series: Earth Environ Sci* 2014;22(1):012014. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/22/1/012014>.
94. Trivedi C, Gandhi B, Michel CJ. Efectul tranzițiilor asupra duratei de funcționare a turbinei Francis: o revizuire. *J Hydraul Res* 2013;51(2):121-32. <https://doi.org/10.1080/00221686.2012.732971>.
95. Goyal R, Gandhi BK. Revizuirea instabilităților hidrodinamice în turbina Francis în timpul operațiunilor off-design și tranzitorii. *Energie regenerabilă* 2018; 116 (Partea A): 697-709. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.012>.
96. Goldberg J, Espeseth Lier O. (2011). Reabilitarea energiei hidroelectrice: o introducere în problemele economice și tehnice. *Water papers*; Banca Mondială, Washington, DC. © Banca Mondială. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/17251>.
97. Brunen BT. Increasing power output from Francis turbines, Teză de master. Trondheim, Norvegia: Universitatea Norvegiană de Știință și Tehnologie; 2009.
98. Deschenes C, Fraser R, Fau JP. Noi tendințe în modelarea turbinelor și noi modalități de parteneriat. În: Proc. 4th international conference on hydraulic efficiency measurement - IGHEM, Toronto, Ontario, Canada; 2002. p. 1-12.
99. Fust A, Ruoss R, Vogtli H, Vontobel J. Ausbau und Erneuerung des Rheinkraftwerkes Laufenburg. *Wasser Energie Luft* 1991;83(1/2):1-14.
100. Haury G, Kesselring P, Schrenk K, Reumschüssel Th, Biegen W, Brogelmann E. Rheinkraftwerk Wyhlen-Ausbau und Erneuerung. *Wasser Energie Luft* 1993;85 (11/12):337-58.
101. Bieri S, Strauss P, Krebs P, Ender P, Peter M, Gisiger J-P, et al. Ausbau und Erneuerung des Kraftwerk Augst. *Wasser Energie Luft* 1994;86(3/4):59-102.
102. Reif H, Fust A. Neubau des Wehres und Kraftwerk Rheinfelden (Noua construcție a deversorului și a instalației de hidrofor din Rheinfelden). *Wasserwirtschaft* 2008;98(12): 12-7.
103. Anghel, C.G.; Ilinca, C. Hydrological Drought Frequency Analysis in Water Management Using Univariate Distributions. *Appl. Sci.* 2023, 13, 3055. <https://doi.org/10.3390/app13053055>.