

Domeniul fundamental de doctorat ȘTIINTE INGINEREȘTI

Domeniul de doctorat INGINERIE ENERGETICĂ

TEZĂ DE DOCTORAT

-REZUMAT-

Sistem suport de decizie pentru dispecerizarea unui ansamblu de grupuri generatoare

Autor:

Ing. Ionuț Bogdan STOENESCU

Conducător de doctorat:

Prof. Dr. Ing. Sorina COSTINAȘ

Cuvinte cheie: conducere operativă, hidrocentrală, programarea producției, Python, simulator, sistem suport, unități generatoare.

București

-2024-

CUPRINSUL TEZEI

1	INTRODUCERE	3
1.1	STRUCTURA TEZEI DE DOCTORAT	3
1.2	CONSIDERAȚII GENERALE ȘI STADIUL ACTUAL AL CERCETĂRII	4
1.3	OBIECTIVELE CERCETĂRII.....	8
2	DESCRIEREA SERVICIILOR TEHNOLOGICE DE SISTEM ȘI A PIEȚEI DE ECHILIBRARE. ISTORIC SI TENDINȚE.....	10
2.1	ASPECTE GENERALE PRIVIND PIAȚA DE ENERGIE	10
2.2	PIAȚA SERVICIILOR DE SISTEM ȘI PIAȚA DE ECHILIBRARE	12
2.3	CONCLUZII.....	14
3	IDENTIFICAREA OPORTUNITĂȚILOR PENTRU ÎMBUNĂTĂȚIREA ACTIVITĂȚII DE CONDUCERE OPERAȚIONALĂ PRIN DISPECER A CENTRALELOR HIDROELECTRICE	15
3.1	IDENTIFICAREA OPORTUNITĂȚILOR	15
3.2	CONCLUZII.....	16
4	EVALUAREA FACTORILOR CARE INFLUENȚEAZĂ PRODUCȚIA CENTRALELOR HIDROELECTRICE	19
4.1	IDENTIFICAREA FACTORILOR CARE INFLUENȚEAZĂ CHELTUIELILE VARIABLE DE EXPLOATARE ALE UNUI HIDROAGREGAT	19
4.2	CONSIDERAȚII PRIVIND RANDAMENTUL HIDROAGREGATELOR	21
4.3	CHELTUIELI ORARE VARIABLE ALE HIDROAGREGATELOR.....	26
4.4	CHELTUIELI ASOCIATE PORNIRILOR ȘI OPRIRILOR HIDROAGREGATELOR.....	31
4.5	CONCLUZII.....	36
5	PROPUNEREA UNUI SISTEM SUPT DE DECIZIE PENTRU FACILITAREA CONTROLULUI AUTOMAT AL PRODUCȚIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ – OPTSIMHYDRO	38
5.1	NOȚIUNI DESPRE PIERDERILE DE SARCINA HIDRAULICA IN CIRCUITELE HIDROTEHNICE ..	38
5.1.1	Pierderi de sarcină hidraulică la curgerea fără suprafața liberă.....	39
5.1.2	Pierderi de sarcină hidraulică la curgerea cu suprafață liberă	42
5.2	DEZVOLTAREA UNUI SIMULATOR PENTRU PROGRAMUL DE FUNCȚIONARE AL UNITĂȚILOR GENERATOARE HIDROELECTRICE	49
5.2.1	Etapa 1. Inițializare mărimi de intrare	51
5.2.2	Etapa 2. Determinare sau actualizare mărimi pentru pasul $t < 0$	53
5.2.3	Etapa 3. Determinare sau actualizare mărimi pentru pasul $t \geq 0$	55
5.2.4	Etapa 4. Verificare variație de putere și corecție sau estimare debit turbinat	56
5.2.5	Etapa 5. Verificare variație de putere și corecție/estimare debit turbinat.....	57
5.2.6	Etapa 6. Actualizare cote, volume și debite deversate	61
5.3	ASPECTE PRIVIND EFICIENTIZAREA PROGRAMULUI DE FUNCȚIONARE A UNITĂȚILOR GENERATOARE DINTR-O AMENAJARE HIDROENERGETICA	65
5.4	PROPUNEREA OPTSIMHYDRO.....	73

5.5	CONCLUZII.....	74
6	REZULTATE PRIVIND UTILIZAREA OPTSIMHYDRO PENTRU IMBUNĂȚĂȚIREA CONDUCERII PRIN DISPECER A UNUI GRUP DE GENERATOARE. STUDIU DE CAZ.....	76
6.1	DESCRIEREA AMENAJARII HIDROENERGETICE ANALIZATE.....	76
6.2	DATE DE INTRARE UTILIZATE IN STUDIUL DE CAZ.....	78
6.3	METODOLOGIA DE PRELUCRARE A DATELOR	83
6.4	REZULTATE ȘI PROVOCĂRI ÎN INTEGRAREA OPTSIMHYDRO ÎN APLICAȚIILE PRACTICE...	89
6.5	CONCLUZII.....	113
7	CONCLUZII ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE	116
7.1	CONCLUZII GENERALE	116
7.2	SINTEZA CONTRIBUȚIILOR ORIGINALE	120
7.3	IDENTIFICAREA PERSPECTIVELOR DE DEZVOLTARE A CERCETĂRIILOR.....	122
7.4	LISTA PUBLICAȚIILOR PENTRU DISEMINAREA REZULTATELOR CERCETĂRIILOR	122
	BIBLIOGRAFIE	124
	ANEXA 1. LISTA DE FIGURI	132
	ANEXA 2. ABREVIERI ȘI NOTAȚII	135
	ANEXA 3. CODUL ALGORITMULUI DE SIMULARE	140
	ANEXA 4. PUTERI ACTIVE 2.01.2024	153
	ANEXA 5. DEBITE AFLUENTE 2.01.2024	161

Mulțumiri

Doresc să îi mulțumesc în primul rând doamnei prof.dr.ing. Sorina COSTINAȘ, care mi-a oferit suport necontenit încă din anul al III-lea de facultate, fiindu-mi profesor îndrumător pentru proiectul de licență, lucrarea de disertație și teza de doctorat. Îi sunt recunoscător că a reușit să mă motiveze în momentele cheie.

Multe mulțumiri pentru comisia de îndrumare, formată din domnul Prof.dr.ing. Sergiu Stelian ILIESCU, doamna Prof.dr.ing. Ioana FĂGĂRĂȘAN, doamna Prof.dr.ing. Ioana OPRISȘ și domnul Prof.dr.ing. Ion TRIȘTIU, atât pentru sfaturi și observații cât și pentru timpul dedicat și informațiile împărtășite astfel încât această lucrare să fie cât mai bună.

De asemenea, le sunt recunoscător membrilor Comisiei pentru susținerea publică a tezei de doctorat, Prof.dr.ing. Sergiu Stelian ILIESCU (de la Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București), prof. dr. ing. Mihai GAVRILAȘ (de la Universitatea Tehnică „Gheorghe Asachi” din Iași), prof. dr. ing. Adrian PANĂ (de la Universitatea Politehnica Timișoara) și doresc să le mulțumesc pentru disponibilitate și pentru timpul acordat în evaluarea prezentei lucrări.

Mulțumesc familiei și în special soției pentru încredere, înțelegere și susținere necontenită fără de care nu aș fi reușit să ajung în această etapă.

Doresc să le mulțumesc pentru susținere colegilor din Hidroelectrica, în special domnului Ovidiu ȘUTEU și domnului Valentin BĂDICĂ, fără de care teza nu ar fi ajuns în această formă.

1 INTRODUCERE

1.1 Structura tezei de doctorat

Prezenta lucrare este structurată pe 7 capitole, o succintă prezentare a conținutului tezei fiind evidențiată în **Figura 1.1**.

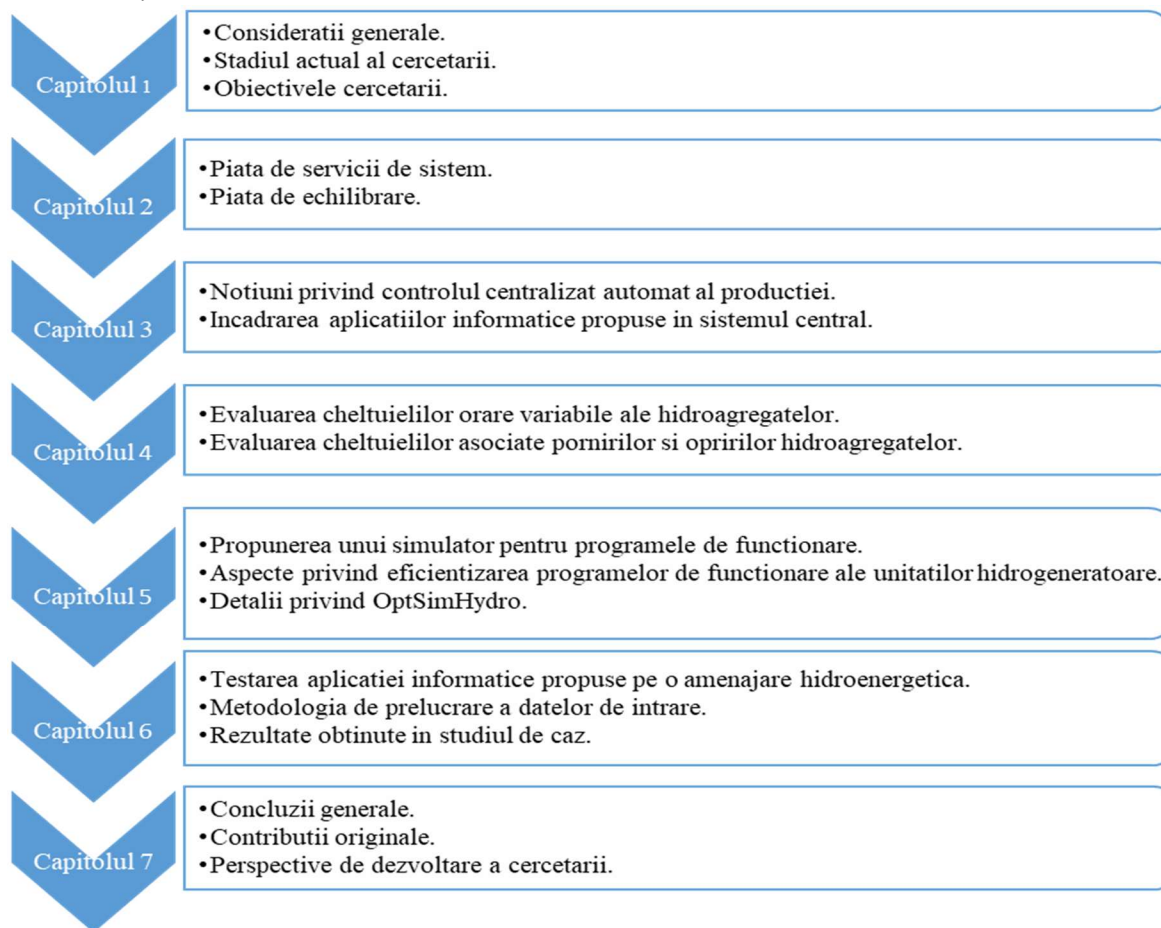


Figura 1.1. Structura tezei de doctorat.

1.2 Considerații generale și stadiul actual al cercetării

Creșterea capacității instalate în centrale eoliene contribuie la o incertitudine crescută a valorii necesare a energiei de echilibrare în etapa de programare a Operatorului de Sistem, în special din cauza caracterului intermitent al agentului primar.

Astfel, de cele mai multe ori este necesară suplimentarea rezervelor de servicii de sistem în perioadele în care ponderea producției de energie eoliană în producția orară a zonei de control a sistemului electroenergetic este ridicată. Ținând cont de aceste aspecte este foarte importantă analiza factorilor care influențează cheltuielile orare variabile de producție pentru unitățile generatoare din centralele hidroelectrice. Modul de exploatare al fiecărui hidroagregat influențează costul final al energiei electrice produse.

Optimizarea programelor de producție ale unităților generatoare dintr-un sistem electroenergetic este un subiect de interes de câteva decenii. Exista numeroase lucrări științifice care propun modele de optimizare, cele mai multe dintre ele utilizând programarea liniară sau cu variabile mixte [1, 2, 3, 4, 5]. În cadrul cercetării au fost analizate lucrări relevante și au fost identificate aspectele care pot fi aplicate în practică.

Optimizarea programelor de producție ale unităților generatoare poate avea diverse obiective. În prezenta lucrare, obiectivul este reducerea (minimizarea) cheltuielilor influențate de modul de exploatare al hidroagregatelor.

Simularea programelor de funcționare pe termen scurt ale unităților generatoare din centralele hidroelectrice nu este o temă foarte cercetată în literatura, detaliile practice pentru implementarea aplicației fiind foarte puține. Articole care tratează și metodologia de simulare, fără detalii precise sunt [6, 7, 8], scopul principal al acestor articole fiind modelele de optimizare. Modele mai detaliate și apropiate de procesele reale de producție se regăsesc în lucrările [9, 10, 11, 12]. Lucrarea [13] prezintă metodologia de simulare simplificată față de procesul real pentru a obține timpi de simulare foarte reduși.

Modalități de defectare și de evaluare a uzurii pronunțate asociate cu exploatarea flexibilă a unităților generatoare din centrale hidroelectrice sunt prezentate în lucrările [14] și [15]. Cunoscând cheltuielile de înlocuire sau reparare ale echipamentelor, pot fi calculate cheltuieli asociate exploatarei flexibile.

1.3 Obiectivele cercetării

Folosind o strategie de tip bottom-up, în cadrul prezentei lucrări se analizează posibilitățile de dezvoltare a unei aplicații informatice care să optimizeze programele de funcționare, în condițiile simplificării modelului matematic, astfel încât acestea din urmă să conducă la impact minim asupra calității soluției obținute.

Cercetarea efectuată în cadrul stagiului de doctorat a fost centrată pe următoarele obiective:

- Identificarea, evaluarea și analiza cheltuielilor de producție influențate de deciziile de exploatare ale hidroagregatelor;
- Propunerea unui algoritm de simulare a programelor de funcționare la nivel de unitate generatoare care să corespundă procesului real de producție și care să surprindă particularitățile acestuia;
- Propunerea unui algoritm de optimizare a programelor de producție în etapa de programare, anterioară zilei de livrare;
- Validarea modulului propus pentru simulare, prin modelarea unităților generatoare și simularea programelor reale de funcționare ale unei amenajări hidroenergetice;
- Validarea aplicației de optimizare-simulare, denumită OptSimHydro, prin compararea programelor de producție de energie realizate cu cele optimizate.

2 DESCRIEREA SERVICIILOR TEHNOLOGICE DE SISTEM ȘI A PIETEI DE ECHILIBRARE. ISTORIC SI TENDINȚE

2.1 Aspecte generale privind piața de energie

Piața angro de energie electrică a fost introdusă în România în anul 2005 și se compune din mai multe piețe specifice [16, 17, 18].

Dintre piețele specifice care compun piața angro de energie, piața centralizată pentru servicii tehnologice de sistem tranzacționează rezerve de putere, necesare funcționării în siguranță a sistemului electroenergetic național (SEN).

2.2 Piața serviciilor de sistem și piața de echilibrare

În România, piața de servicii tehnologice de sistem este gestionată de Transelectrica. Capacitățile rezervate pe această piață sunt:

- Rezerva de reglaj secundar/rezerva de restabilire a frecvenței cu activare automată (RRFa);
- Rezerva de reglaj terțiar rapid/rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală (RRFm);
- Rezerva de reglaj terțiar lent/rezerva de înlocuire (RI);
- Puterea reactivă pentru reglarea tensiunii.

De la 1 iulie 2024, sunt valabile noile tipuri de rezerve de capacitate de echilibrare: RRFa, RRFm, RI. În **Figura 2.1** sunt reprezentate tipurile de rezerve și valabilitatea lor.

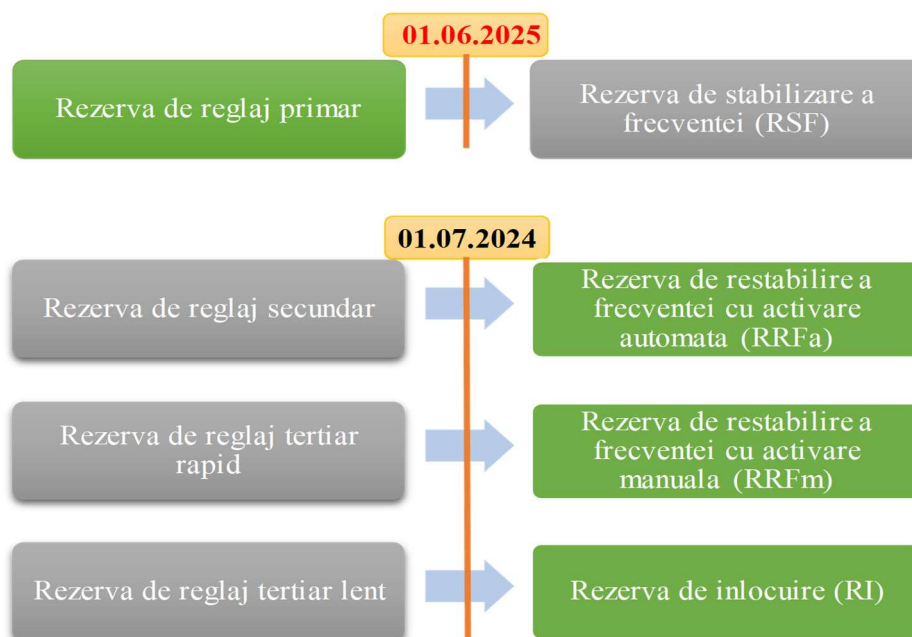


Figura 2.1. Tipuri de rezerve de putere activă.

3 IDENTIFICAREA OPORTUNITĂȚILOR PENTRU ÎMBUNĂTĂȚIREA ACTIVITĂȚII DE CONDUCERE OPERAȚIONALĂ PRIN DISPECER A CENTRALELOR HIDROELECTRICE

Pentru îmbunătățirea activității de dispecerizare a unităților generatoare este necesar și oportun să se dezvolte un sistem informatic performant care să simplifice activitatea de programare a producției de energie la nivel de unitate generatoare și care să faciliteze estimarea nivelurilor apei din lacurile de acumulare.

Avansul tehnologic din ultimele două decenii a simplificat procesul de implementare a sistemelor numerice de comandă și control de la distanță a unităților generatoare.

Astfel, a devenit atractiv pentru producătorii de energie să optimizeze cheltuielile de exploatare prin conducerea de la distanță a unităților de producție, cu intervenție minimă din partea personalului de exploatare, sau chiar exploatarea acestor centrale fără personal operativ permanent.

Folosind o abordare de tip top-down, în care important este echilibrul la nivel de portofoliu de producție, un sistem pentru controlul automat al producției de energie este propus în **Figura 3.1**. Regulatele centrale de putere, AGC, de la nivelul producătorului sunt sisteme complet redundante la nivel hardware și software și echivalează ca funcționalitate cu regulatorul central frecvență-putere al operatorului de transport și de sistem.

Astfel, prin intermediul sistemului EMS-SCADA și al web service DAMAS/DUROM (sistemul informatic prin care se desfășoară activitățile de servicii în piața de echilibrare), dispecerul poate transmite dispoziții de încărcare sau descărcare de putere activă a unităților generatoare, la nivel agregat, către AGC al producătorului de energie electrică. Mai departe, consemnul agregat de putere activă este repartizat către unitățile din cadrul fiecărui grup furnizor de rezerve aflat sub comanda acestuia, pe principiul proporționalității cu puterea activă programată sau în funcție de o ordine de merit.

Pe lângă funcția de control al unităților generatoare, îndeplinită de modulele AGC (automatic generation control), este necesară realizarea unor programe de producție cât mai precise la nivel de unități generatoare.

O soluție optimă, care să satisfacă precizia necesară, poate fi obținută doar cu ajutorul unei aplicații de optimizare-simulare a programelor de producție.

În **Figura 3.1** sunt reprezentate relațiile funcționale între diferitele module/activități din activitatea de programare a producției, cu evidențierea încadrării aplicației informatice propuse.

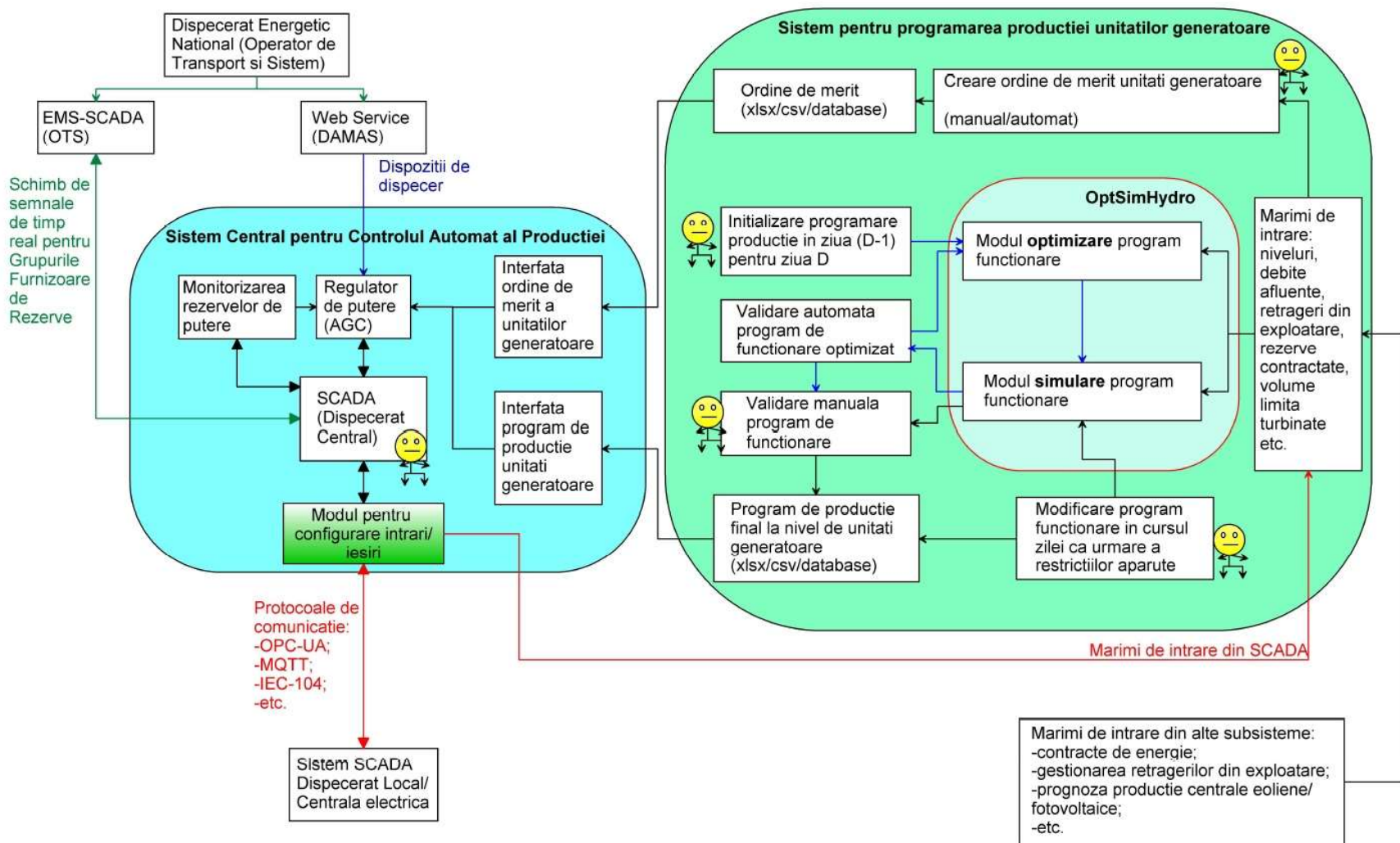


Figura 3.1. Schema de principiu cu evidențierea sistemului pentru controlul automat al producției și a sistemului pentru programarea producției de energie a unităților generatoare din hidrocentrale.

4 EVALUAREA FACTORILOR CARE INFLUENȚEAZĂ PRODUCȚIA CENTRALELOR HIDROELECTRICE

4.1 Identificarea factorilor care influențează cheltuielile variabile de exploatare ale unui hidroagregat

Determinarea variației cheltuielilor de producție în funcție de modul de exploatare al hidroagregatelor este un factor cheie în stabilirea strategiei de exploatare și de ofertare, astfel încât să existe un optim între profitabilitate și o uzura cât mai scăzută a hidroagregatelor.

Având în vedere variațiile mari de producție de energie electrică în decursul unei zile, planificarea pe termen scurt a producției de energie reprezintă un element cheie în conducerea operativă a centralelor hidroelectrice. Flexibilitatea oferită de grupurile hidrogeneratoare vine cu dezavantajul că eficiența și cheltuielile orare de exploatare variază considerabil în domeniul permis de funcționare.

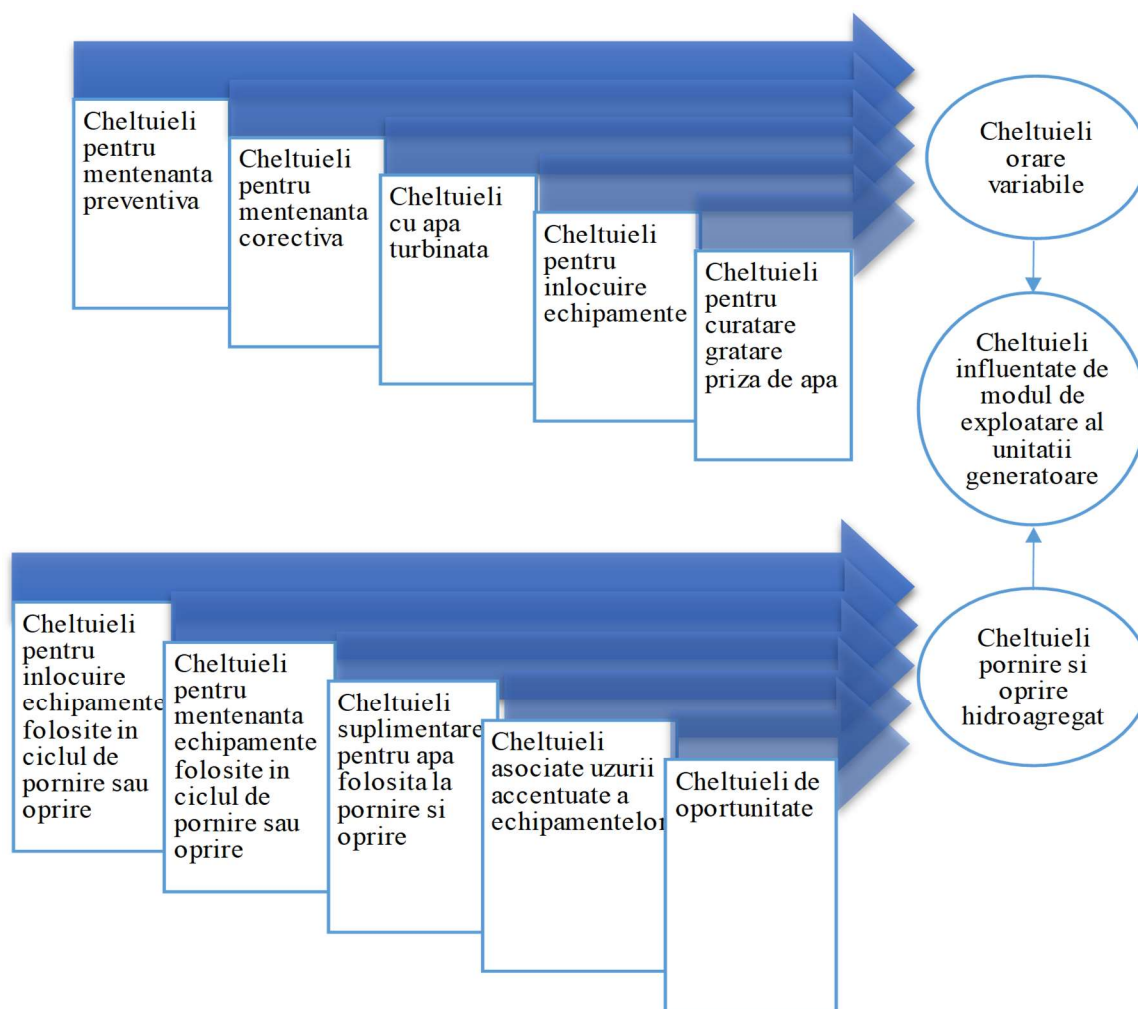


Figura 4.1. Diagrama cheltuielilor influențate de modul de exploatare al hidroagregatului.

4.2 Considerații privind randamentul hidroagregatelor

Randamentul turbinei se determină prin probe în locație sau pe model și depinde de tipul de turbină, de debitul turbinat și căderea netă la care se exploatează turbina. În cazul turbinelor cu dublu reglaj, randamentul turbinei este influențat semnificativ de cama combinatorică implementată în regulatorul automat de viteză. În **Figura 4.2** este randamentul unei turbine Kaplan [19].

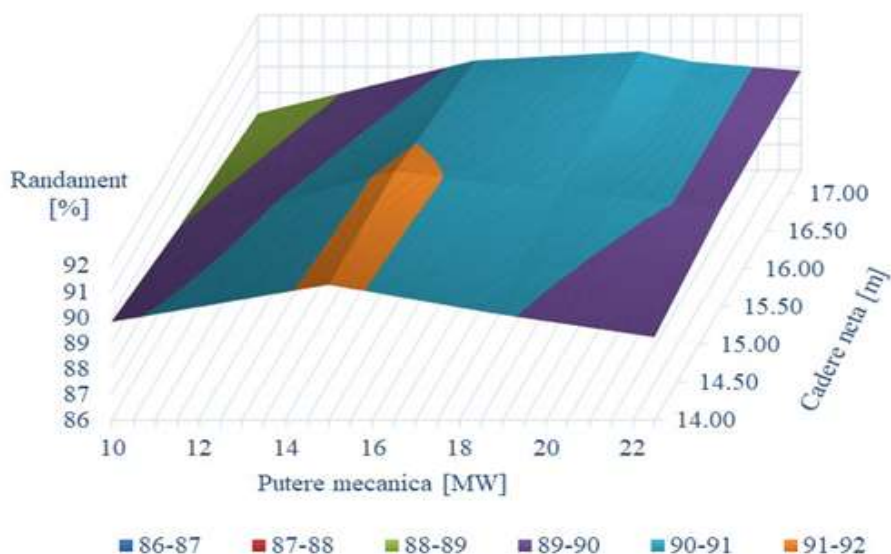


Figura 4.2. Randamentul unei turbine Kaplan [19].

Considerând diagrama de exploatare a turbinei pe cama optimă și curba de randament a generatorului, se va obține diagrama de exploatare a hidroagregatului (**Figura 4.3**), care poate fi utilizată pentru a determina cheltuielile de producție.

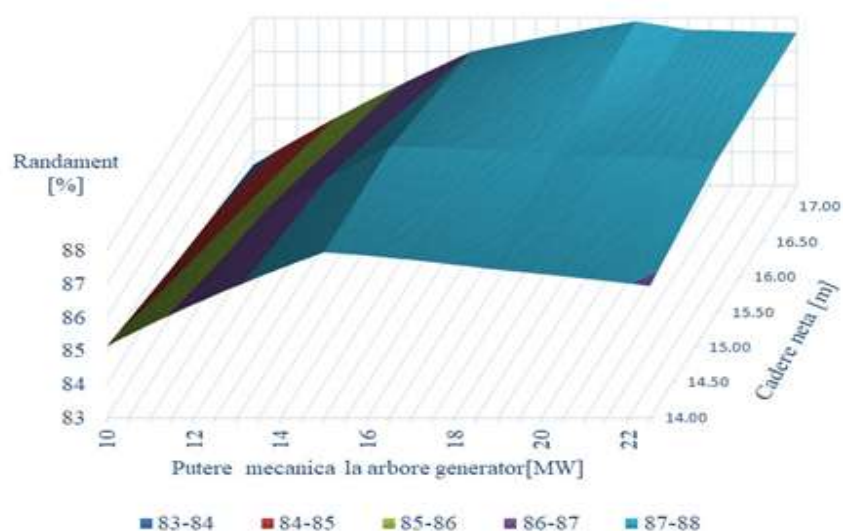


Figura 4.3. Randamentul total al unui hidroagregat echipat cu turbină Kaplan.

Analizând **Figura 4.3** putem trage concluzia că este eficient din punct de vedere tehnic să se funcționeze cu hidroagregatul la încărcări mai mari de 65% din puterea nominală.

4.3 Cheltuieli orare variabile ale hidroagregatelor

Cheltuielile orare variabile ale unui hidroagregat sunt:

- cheltuieli asociate de orelor de funcționare ale hidroagregatului și includ:
 - cheltuieli pentru mentenanța preventivă;
 - cheltuieli pentru mentenanța corectivă;
 - cheltuieli pentru înlocuirea echipamentelor cu număr limitat de ore de funcționare.
- cheltuieli cu apa turbinată;
- cheltuieli pentru curățarea gratarelor prizei de apă a hidroagregatului.

Pentru a evalua cheltuielile asociate lucrărilor de mentenanță, am analizat lucrările de mentenanță din perioada 2007-2017, efectuate la 20 de hidroagregate echipate cu turbine Kaplan cu ax vertical și generator sincron cu poli aparenti, cu puteri instalate cuprinse între 18.5MW și 35MW, putere instalată hidroagregat, și căderi nete de calcul ale turbinelor cuprinse între 13.25m și 24m.

Din punct de vedere al complexității, lucrările de mentenanță preventivă sunt împărțite în [19]:

- lucrări de mentenanță de nivel 1 (LN1);
- lucrări de mentenanță de nivel 2 (LN2);
- lucrări de mentenanță de nivel 3 (LN3);
- lucrări de mentenanță de nivel 4 (LN4).

În perioada analizată, 2007-2017, pentru hidroagregatele de tip Kaplan cu puteri instalate mai mari de 15MW și un număr mediu anual de ore de funcționare mai mare de 2200 ore, ciclul de realizare a lucrărilor de mentenanță preventivă este cel din **Figura 4.4**.

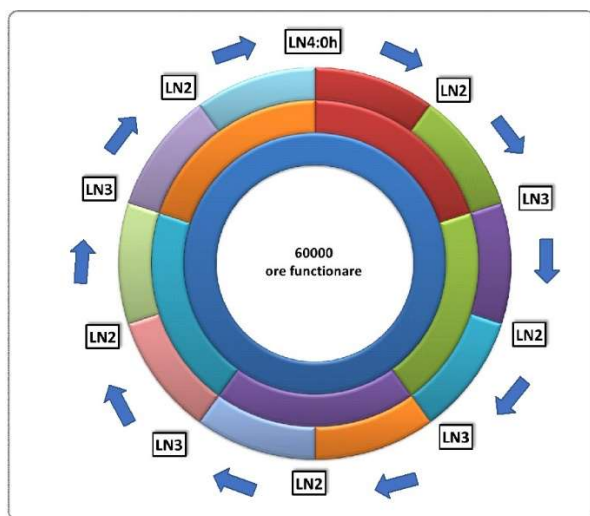


Figura 4.4. Ciclul de efectuare a lucrărilor de mentenanță pentru hidroagregatele analizate.

Conform datelor analizate, cheltuielile medii ale lucrărilor de mentenanță au fost de aproximativ 64 mii Euro/hidroagregat și lucrare pentru lucrări de nivel 2, de aproximativ 130 mii Euro/hidroagregat și lucrare pentru lucrări de nivel 3 și de aproximativ 4.56 milioane Euro/hidroagregat și lucrare pentru lucrări de nivel 4.

Pentru un ciclu complet de mentenanță preventivă rezultă cheltuieli medii pe ora de funcționare de 90 Euro/oră pentru un hidroagregat.

Pentru calculul cheltuielilor aferente lucrărilor de mentenanță corectivă a fost considerată perioada 2013-2017, în principal din considerente de calcul al orelor medii anuale de funcționare pentru hidroagregatele supuse analizei. Astfel, pentru o medie de 4100 h/an și unitate generatoare au rezultat cheltuieli medii de 1.5 Euro/oră pentru un hidroagregat, nesemnificative comparativ cu cheltuielile mentenanței preventive. Pentru cazul analizat nu se pot asocia cheltuieli separate de înlocuire a echipamentelor cu număr limitat de ore de funcționare deoarece acestea sunt înlocuite de regulă în cadrul lucrărilor de mentenanță preventivă.

Cheltuielile cu apa turbinată se calculează în funcție de modul de aplicare, de către autoritatea de reglementare, a tarifului pentru apa turbinată. În decursul anilor, acest tarif a fost aplicat ca:

- tarif pe 1000 m³ de apă turbinată;
- tarif aplicat unui volum de apă echivalent turbinării la debitul nominal, indiferent de debitul mediu turbinat real de hidroagregat în ora respectivă;
- tarif aplicat la energia activă produsă la borne generator.

În **Figura 4.5** sunt reprezentate cheltuielile cu apa turbinată pentru producerea unui MWh (în euro/MWh), în funcție de energia activă orară produsă la borne generator (și căderea netă, considerând tariful pentru apa turbinată egal cu 0.244 euro/1000m³).

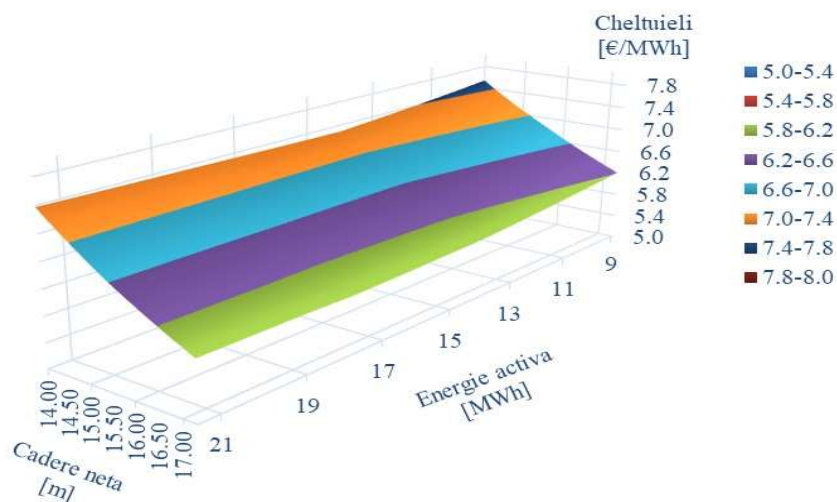


Figura 4.5. Variația cheltuielilor cu apa turbinată pentru producerea unui MWh de energie.

Cheltuielile pentru curățare grătare și evacuare a deșeurilor rezultate au fost în medie de aproximativ 220 Euro/curățare și hidroagregat până în anul 2017. Ulterior, acestea au crescut la aproximativ 820 Euro/curățare și hidroagregat. Valorile sunt inconsistente, necesită analiză suplimentară și din acest motiv nu au fost luate în considerare în algoritmul de optimizare.

4.4 Cheltuieli asociate pornirilor și opririlor hidroagregatelor

Procesele de pornire și de oprire a unui hidroagregat le putem asocia cu creșterea gradului de uzură a hidroagregatului și instalațiilor auxiliare [20, 21].

Pentru același set de hidroagregate, am analizat cheltuielile de mentenanță corectivă asociate proceselor de pornire și oprire pentru perioada 2012-2017. Am constatat că parte din echipamentele uzate sunt reparate sau înlocuite în cadrul lucrărilor de mentenanță preventivă. Din acest motiv, cheltuielile rezultate pentru mentenanța corectivă sunt deci minimale, cu valoare de aproximativ 0.3 Euro/pornire.

Pe baza înregistrărilor de putere activă, am determinat numărul de porniri ale celor 20 de hidroagregate în fiecare an. Chiar dacă numărul de hidroagregate analizate este mare, identificăm variații semnificative ale numărului de incidente asociate cu pornirile și opririle.

Pentru perioada 2015-2018, pentru cele 20 de hidroagregate, au fost identificate 90 de porniri sau opriri eșuate (cu indisponibilizarea hidroagregatului), din care:

- 39 din cauza ruperii bolțurilor de forfecare ale aparatului director, cu un total de 51 de bolțuri înlocuite și o medie de 12 bolțuri/an;
- 51 din alte cauze, precum: blocare secvență automatizare, blocare mecanism întreruptor de generator, defect instalație pentru sincronizare, acționare releu Buchholz, etc..

Numarul mediu de porniri/opriri eșuate este de 22.5 pe an, dintre care 9.75/ an din cauza ruperii bolțurilor de forfecare. Timpul mediu de înlocuire al unui bolț este de 45minute, rezultă un timp mediu anual de indisponibilizare de 21.93 minute/an și hidroagregat. Pentru celelalte porniri eșuate considerăm un timp mediu de întrerupere de 90 minute pentru deplasare echipă mentenanța și efectuare reparație, rezultând un timp mediu anual de indisponibilizare de 57.37 minute/an și agregat.

Pe baza timpului mediu anual de indisponibilizare asociat pornirilor și opririlor, egal cu 79.3 minute pe an și hidroagregat, se pot calcula cheltuieli de oportunitate.

Cheltuielile asociate apei turbinate cu randament redus în ciclul de pornire/oprire, se pot calcula având ca referință metodologia descrisă în [22].

Intervale de timp reprezentative pentru procesul de pornire al unui hidroagregat:

- timp de creștere turație de la 0% la 100%: 40s;
- timp pentru sincronizare: 65s;
- timp de încărcare la 8MW putere activă: 105s.

Se cunoaște faptul că debitul turbinat la mers în gol pentru hidroagregatul analizat este de aproximativ 20m³/s. Debitul mediu turbinat în procesul de creștere turație (0-100%) este egal cu 23.8m³/s.

Aproximând curba debitului turbinat pe perioada de încărcare în sarcină a rezultat un volum de apă de 4980m³ utilizat în procesul de încărcare în sarcină (105s). Energia produsă în acest interval a fost 0.136MWh, fiind obținută pe baza puterii active măsurată în procesul de pornire.

Pentru a determina volumul de apă turbinat în regim staționar se consideră optimă funcționarea hidroagregatului cu un randament global de 87% la căderea netă de calcul de 16m, volumul util rezultat fiind de 3589m³.

Volumul de apă utilizat ineficient în intervalul de încărcare în sarcină se determină ca diferența între volumul de apă utilizat în procesul de încărcare în sarcină și volumul de apă util determinat anterior.

Volumul total de apă pierdut în ciclul de pornire se determină ca suma volumelor de apă utilizate în procesele de creștere turație, sincronizare și, parțial, volumul din procesul de încărcare cu putere activă.

Energia activă echivalentă pierdută în ciclul de pornire este de 0.135 MWh. La un preț mediu al energiei de 80 Euro/MWh rezultă o pierdere de 10.8 Euro/pornire, comparabil cu cel din lucrarea [22].

5 PROPUNEREA UNUI SISTEM SUPORT DE DECIZIE PENTRU FACILITAREA CONTROLULUI AUTOMAT AL PRODUCȚIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ – OptSimHydro

5.1 Noțiuni despre pierderile de sarcină hidraulică în circuitele hidrotehnice

La curgerea unui fluid printr-un circuit, cu sau fără nivel liber, apar pierderi de energie. Acestea sunt împărțite în două categorii [23, 24]:

- pierderi de sarcină hidraulică uniform distribuite;
- pierderi locale de sarcină hidraulică.

5.1.1 Pierderi de sarcină hidraulică la curgerea fără suprafața liberă

În cazul conductelor de secțiune circulară, pierderile liniare de sarcină hidraulică se pot determina pe baza ecuației Darcy-Weisbach:

$$h_l = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} \quad (5.1)$$

Coefficientul lui Darcy se determină pe baza diagramei din **Figura 5.1** și depinde de numărul lui Reynolds (Re) și de rugozitatea relativă a conductei.

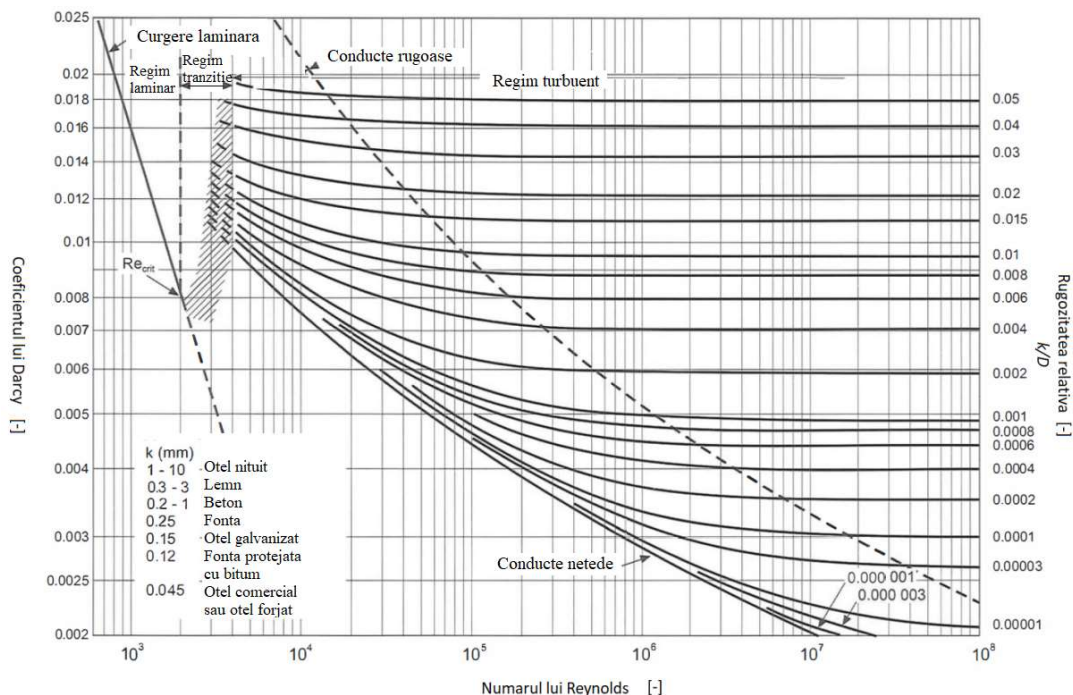


Figura 5.1. Diagrama lui Moody pentru determinarea coeficientului lui Darcy [25].

În lipsa unor măsuratori, pentru conducte cu secțiune circulară se pot utiliza coeficienții pierderilor locale de sarcină determinați conform lucrării [23].

5.1.2 Pierderi de sarcină hidraulică la curgerea cu suprafață liberă

Asemenea pierderilor hidraulice la curgerea sub presiune, pentru curgerea permanentă și neuniformă cu suprafață liberă este valabilă relația lui Chezy [26]:

$$w = C \cdot \sqrt{R_h \cdot s_f} \quad (5.2)$$

În cazul mișcării permanente și uniforme, panta geometrică a canalului (s_0) este egală cu panta energetică (s_f) și se poate utiliza panta geometrică în relația anterioară.

Coeficientul lui Chezy are semnificația coeficientului lui Darcy de la curgerea sub presiune.

O diagramă Moody modificată poate fi utilizată pentru determinarea pierderilor hidraulice în cazul canalelor, conform [25, 26, 27].

Rugozitățile absolute echivalente din **Figura 5.2** sunt preluate din [28]. Acestea se regăsesc și în lucrarea [27].

Pentru zona ruгоasă se folosește relația lui Manning pentru determinarea coeficientului lui Chezy [23]:

$$C = \frac{1}{n} R_h^{1/6} \quad (5.3)$$

În lucrarea [26] sunt prezentate modalitățile de evaluare a coeficientului lui Manning, având în vedere că această evaluare depinde de experiența celui care realizează calculele. Valorile coeficientului lui Manning (n) se regăsesc în tabelul 4-7 din lucrarea [29].

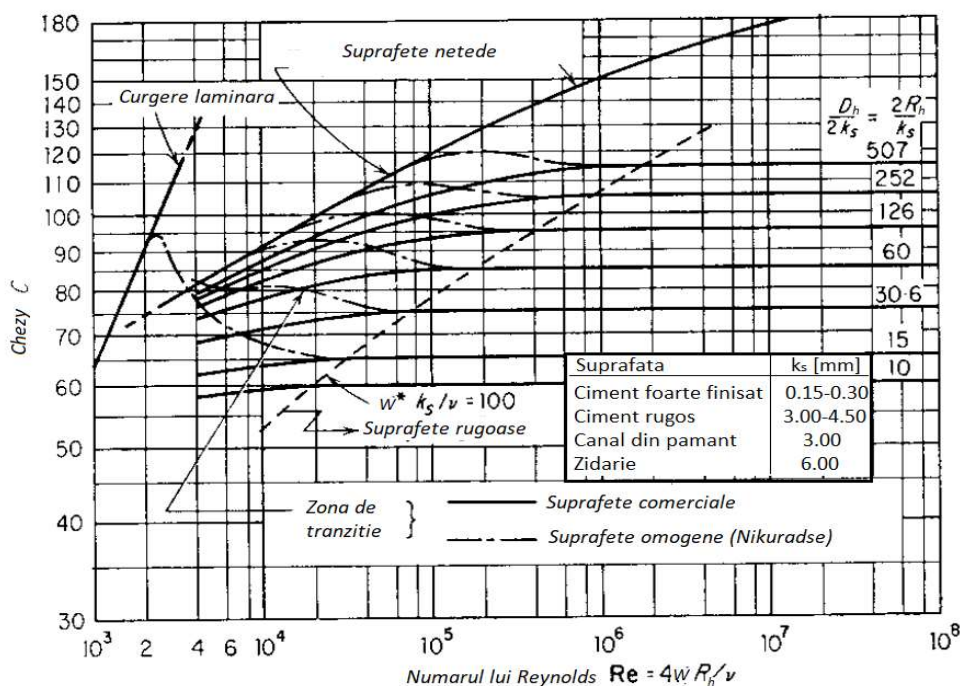


Figura 5.2. Diagrama Moody modificată pentru curgerea cu suprafață liberă [27].

Pentru situația în care rugozitatea suprafeței secțiunii nu este omogenă (cazul albiilor naturale), este necesar să se calculeze un coeficient de rugozitate echivalent. De asemenea, coeficientul echivalent calculat va fi folosit pentru un ecart de debit tranzitat în secțiune. Metodologia este prezentată în [29].

5.2 Dezvoltarea unui simulator pentru programul de funcționare al unităților generatoare hidroelectrice

Un prim pas spre eficientizarea programării producției de energie îl constituie dezvoltarea unui simulator al programului de funcționare.

Se utilizează eroarea de nivel ca evaluare a performanței algoritmului, în principal din cauza faptului că în exploatarea curentă a amenajărilor hidroenergetice se urmărește evitarea deversărilor de apă, care încep la un anumit nivel definit în regulamentele de exploatare aprobate.

Etaple importante ale unei simulări sunt prezentate în Figura 5.3, unde t reprezintă numărul pasului de simulare. Etapele 1 și 2 se desfășoară o singură dată, la începutul simulării, pentru toate hidrocentralele. Pentru un pas de simulare $t \geq 0$, etapele 3-6 vor fi aplicate pe rând fiecărei centrale hidroelectrice.



Figura 5.3. Etapele importante ale simulării.

5.2.1 Etapa 1. Inițializare mărimi de intrare

În cadrul primei etape se inițializeaza mărimile de intrare (Figura 5.4).

a)	• Estimare debite afluate natural pe perioada simulată.
b)	• Inițializare cote la momentul $t=0$.
c)	• Inițializare puteri active produse sau programate, cote acumulări și deschideri evacuatori de ape mari pentru momentele anterioare $t=0$ și care influențează simularea.
d)	• Inițializare program de funcționare pentru perioada simulată, la nivel de hidroagregat.
e)	• Inițializare debit deversat prin descărcatorii controlabili, pe toată perioada de funcționare (sub forma de debit, deschidere a organului de reglare).
f)	• Inițializare debite preluate pentru utilități direct din lacurile de acumulare, pentru întreaga perioadă simulată.
g)	• Inițializare evacuatori de ape mari aflați în revizie/indisponibili (din modulul de mentenanță).
h)	• Inițializare înfundare gratare priza de apă.

Figura 5.4. Activitățile realizate în cadrul etapei 1.

Momentul $t=0$ al simulării reprezintă ultimul moment de timp pentru care se cunosc toate mărimile de intrare necesare în proces. În cadrul acestei etape, ordinea în care se execută operațiile nu este importantă.

Pentru simplificarea procesului de introducere a datelor de intrare și pentru a scădea riscul erorilor umane, algoritmul utilizează ca referință nivelurile la momentul $t=0$ pentru calculul debitelor turbinate anterior momentului $t=0$.

5.2.2 Etapa 2. Determinare sau actualizare mărimi pentru pasul $t < 0$

În cadrul celei de-a doua etape (**Figura 5.5**) se determină sau se actualizează mărimile necesare în cadrul simulării.

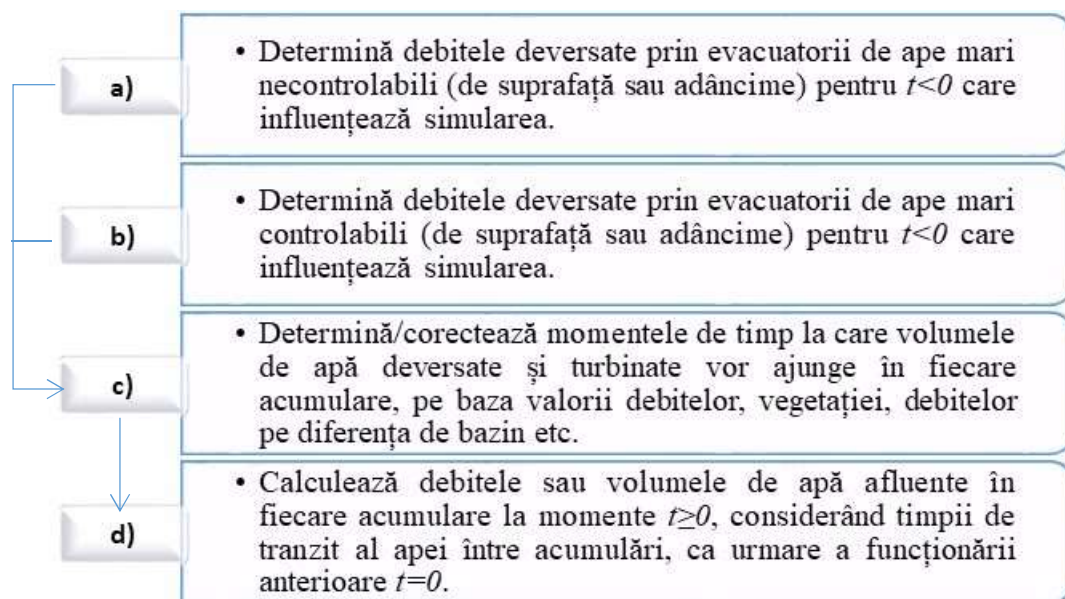


Figura 5.5. Activitățile realizate în cadrul etapei a doua.

5.2.3 Etapa 3. Determinare sau actualizare mărimi pentru pasul $t \geq 0$

În a treia etapă (**Figura 5.6**) se actualizează sau se determină mărimile care influențează calculul debitului turbinat la momente $t \geq 0$.

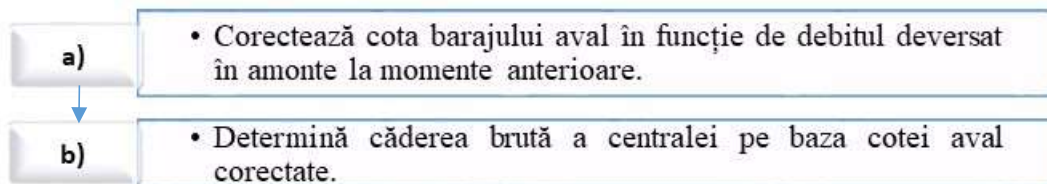


Figura 5.6. Activitățile realizate în cadrul etapei 3.

Corecția cotei barajului aval de o centrală, de la punctul 3.a, este realizată pentru a include în calcul și remuul acumulării aval în cazul unor debite deversate mari. Cota aval se consideră în punctul de referință stabilit.

De exemplu, în cazul unui canal de fugă separat de șenalul de ape mari, cota aval de referință pentru o centrală se va considera la debușarea canalului de fugă. În acest fel, pierderile de sarcină hidraulică pe canalul de fugă al centralei analizate se pot estima mai precis.

Căderea brută determinată la punctul 3.b este utilizată în pasul 4.b

5.2.4 Etapa 4. Verificare variație de putere și corecție sau estimare debit turbinat

În cea de-a patra etapă (Figura 5.7) se verifică variația de putere activă și se estimează debitul turbinat de fiecare hidroagregat.

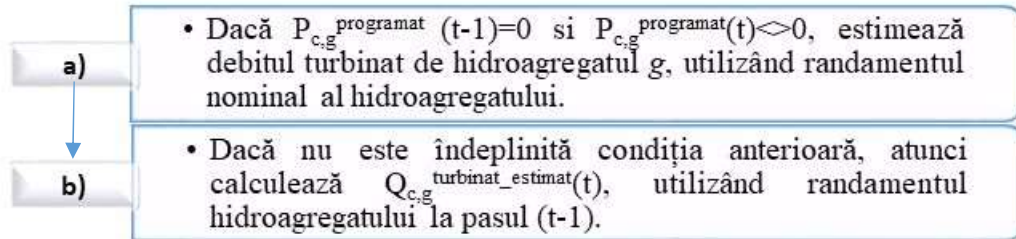


Figura 5.7. Activitățile realizate în cadrul etapei 4.

Estimarea din cadrul etapei 4 se realizează pentru fiecare grup de hidroagregate care au cel puțin un circuit hidraulic primar comun între secțiunile de referință. Astfel, dacă puterea programată pentru un hidroagregat din cadrul grupului se modifică față de pasul anterior, atunci trebuie realizată estimarea debitului turbinat pentru întreg grupul de unități generatoare.

Secțiunile de referință pentru circuitele comune pot fi: priza de apă la intrarea într-un canal sau conductă de aducțiune, zona de debușare a unui canal de fugă într-un lac de acumulare.

5.2.5 Etapa 5. Verificare variație de putere și corecție/estimare debit turbinat

În cea de-a cincea etapă (Figura 5.8) se realizează calculul iterativ al debitului turbinat, pornind de la debitul estimat în etapa a patra.

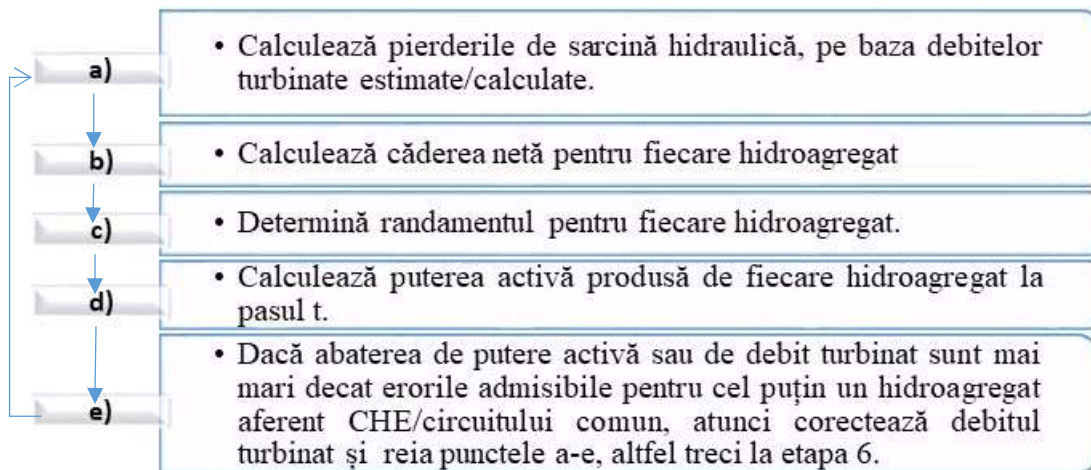


Figura 5.8. Activitățile realizate în cadrul etapei 5.

Etapa 5 se execută pentru un grup de hidroagregate care au cel puțin un circuit hidraulic primar comun între secțiunile de referință.

Pentru circuitele hidraulice sub presiune și grătarele prizelor de apă, pierderile de sarcină hidraulică variază cu pătratul debitului tranzitat prin circuit. În cazul curgerii cu suprafață liberă, acestea trebuie determinate prin măsurări sau prin simulări asociate cu măsurări de control, un exemplu de determinare fiind exemplificat în capitolul 6.3.

În cadrul primei iterații, debitul turbinat va fi egal cu debitul estimat în etapa 4

5.2.6 Etapa 6. Actualizare cote, volume și debite deversate

În etapa 6 (Figura 5.9) se actualizează debitele deversate, se inițializează deschiderea descărcătorilor controlabili și se calculează cotele din fiecare lac de acumulare.

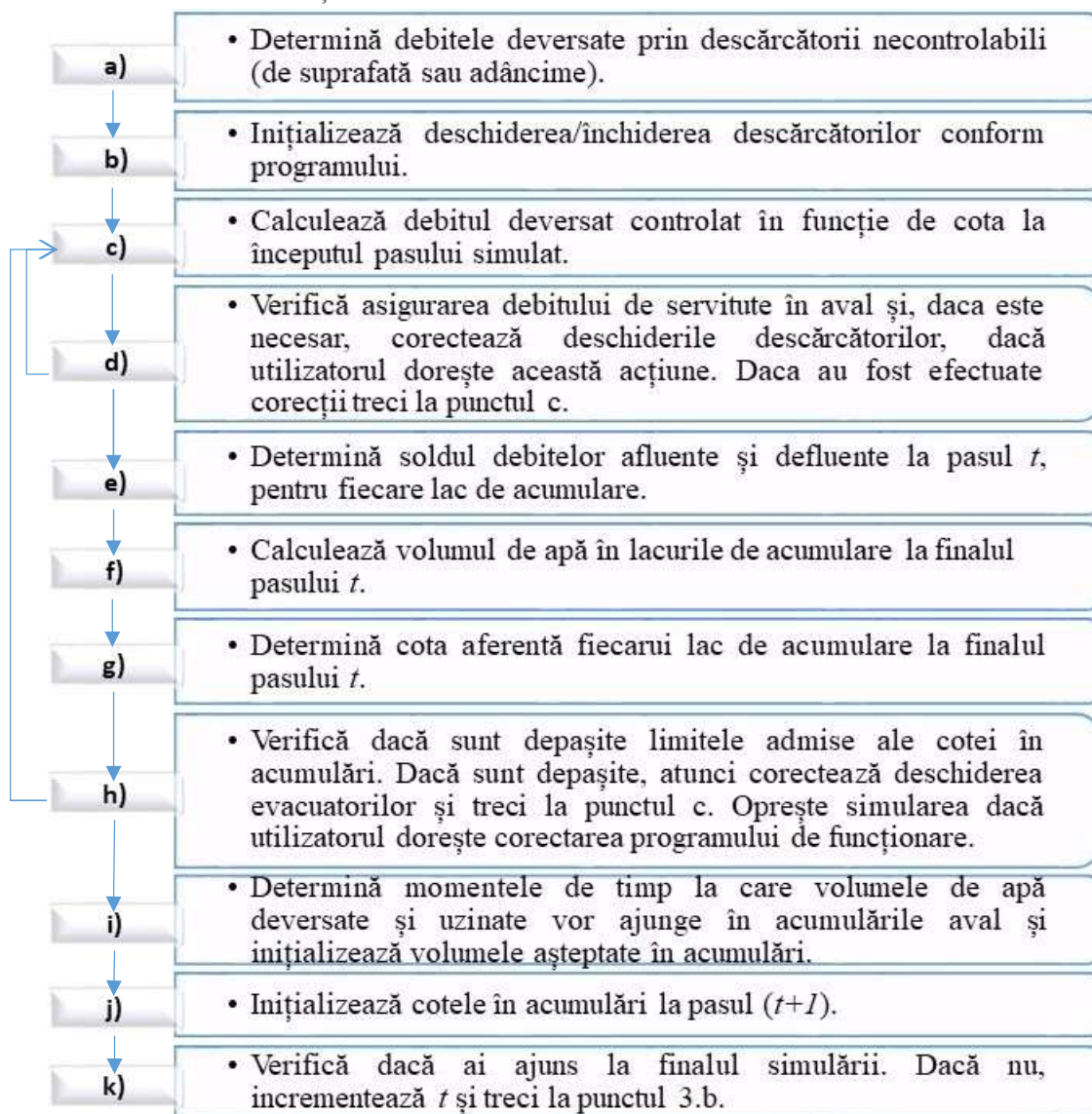


Figura 5.9. Activitățile realizate în cadrul etapei 6.

Activitățile efectuate la pasul 6.a sunt identice cu cele de la pasul 2.a.

În datele primare ale simulatorului este necesar să se implementeze secvența de deschidere a descărcătorilor controlabili și debitele totale deversate controlat raportate la nivelul normal de retenție al acumulării.

5.3 Aspecte privind eficientizarea programului de funcționare a unităților generatoare dintr-o amenajare hidroenergetică

Pentru determinarea unui program de funcționare pentru unitățile generatoare din portofoliul unui producător de energie se consideră că cunosc obligațiile contractuale de energie și servicii de sistem și se dorește realizarea producției de energie cu cheltuieli minime.

Pentru dezvoltarea unui model matematic, în prezenta lucrare am utilizat programarea liniară cu variabile mixte, aceasta fiind aleasă și în lucrările [2, 30, 31, 32].

În cazul de față se urmărește minimizarea cheltuielilor de producție, ținând cont că executarea aplicației și optimizarea programului de producție se realizează după cunoașterea obligațiilor contractuale de energie.

Astfel, funcția obiectiv este de forma:

$$\begin{aligned}
 [MIN] C = & \sum_{t \in T} \sum_{c \in C_j} \sum_{g \in G_c} [TF^{apa_mc} * Q_{c,g}^{turbinat}(t) * \theta^{simulare} * ST_{c,g}(t) \\
 & + TF^{apa_Qi} ** Q_{c,g}^{instalata} * \theta^{simulare} * ST_{c,g}(t) + C_{c,g}^{orar} * ST_{c,g}(t) \\
 & + CSS_{c,g} * SS_{c,g}(t)] \\
 & + \sum_{j \in J} (Pr_j^{E_viitor} * [V_j(0) - V_j(T) - V_{j,T+}^{asteptat}] / csp_j)
 \end{aligned} \quad (5.4)$$

Mulțimile asociate modelului matematic sunt:

J -mulțimea lacurilor de acumulare j ;

C_j -mulțimea centralelor electrice c ;

G_c -mulțimea unităților generatoare g ;

T -mulțimea pașilor de optimizare t .

În situația în care tariful pentru apa turbinată se plătește în funcție de energia activă produsă la bornele unității generatoare, în funcția obiectiv nu se va ține cont de aceste cheltuieli, motivul fiind că obligațiile contractuale sunt ferme. Din acest motiv, termenul asociat din funcția obiectiv ar fi tot timpul constant.

Restricțiile necesar a fi respectate sunt determinate de topologia amenajărilor, de conservarea maselor de apă [33], de limitările tehnice ale echipamentelor și construcțiilor, producerea energiei contractate, asigurarea serviciilor tehnologice de sistem contractate (suplimentate cu rezerva de putere care trebuie asigurată în funcție de prognoza de producție de energie în centralele eoliene), precum și de cerințele de apă pentru folosințe neenergetice.

Funcția obiectiv din ecuația (5.4) se supune restricțiilor:

RESTRICȚIA 1. Conservarea apei:

$$V_j(t + 1) = V_j(t) + \theta^{simulare} * \left(Q_j^{afl}(t) + Q_j^{asteptat}(t) - Q_j^{utilitati}(t) - Q_j^{deversat}(t) - Q_c^{turbinat}(t) \right), \forall t \in T, \forall j \in J, \forall c \in C_j \quad (5.5)$$

RESTRICȚIA 2. Limitările tehnice ale echipamentelor și construcțiilor:

$$0 \leq P_{c,g}^{calculat}(t) - P_{c,g}^{minim} * ST_{c,g}(t), \forall t \in T, \forall c \in C_j, \forall g \in G_c \quad (5.6)$$

$$0 \leq P_{c,g}^{maxim}(t) * ST_{c,g}(t) - P_{c,g}^{calculat}(t), \forall t \in T, \forall c \in C_j, \forall g \in G_c \quad (5.7)$$

$$Q_{c,g}^{turbinat}(t) \leq Q_{c,g}^{turbinat_maxim}(t), Q_{c,g}^{turbinat_maxim}(t) = f(H_{c,g}^{net_calcul}(t)) \quad (5.8)$$

$$H_j^{am}(t) \geq NmE_j, \forall t \in T, \forall j \in J \quad (5.9)$$

$$H_j^{am}(t) \leq NNR_j, \forall t \in T, \forall j \in J \quad (5.10)$$

$$Q_j^{dev}(t) \geq 0, \forall t \in T, \forall j \in J \quad (5.11)$$

$$Q_j^{dev}(t) \leq Q_j^{deversat_maxim}, \forall t \in T, \forall j \in J \quad (5.12)$$

RESTRICȚIA 3. Producerea energiei contractate:

$$\left| P^{contractat}(t) - \sum_{c \in C_j} \sum_{g \in G_c} [P_{c,g}^{calculat}(t)] \right| \leq \varepsilon^{P_contractat_admisibil}, \forall t \in T \quad (5.13)$$

Topologia amenajărilor se poate reprezenta sub formă matricială: o matrice pentru legăturile hidraulice între acumulări și o matrice pentru legăturile hidraulice între acumulări și hidrocentrale.

De asemenea, pentru a reprezenta dependența debitului turbinat de puterea activă produsă și căderea netă [34], a fost liniarizată ecuația:

$$P_{c,g}^{calculat} = f(Q_{c,g}^{turbinat}, H_{c,g}^{net_baza}) \quad (5.14)$$

În **Figura 5.10** sunt reprezentate grafic, pentru un hidroagregat, puterea activă în funcție de debitul turbinat, respectiv randamentul hidroagregatului în funcție de debitul turbinat.

În implementarea aplicației nu s-a utilizat dependența randamentului în funcție de debitul turbinat, în principal din cauza faptului că liniarizarea curbei de randament presupunea mai multe segmente și implicit un timp mărit de calcul, dar și din cauza abaterilor mai mari față de curba inițială.

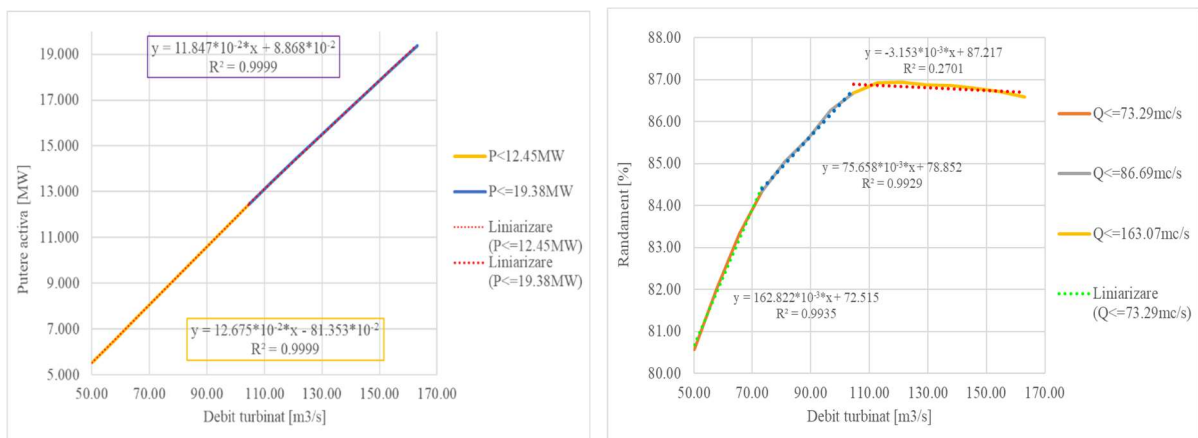


Figura 5.10. Puterea activă netă în funcție de debitul turbinat și a randamentul hidroagregatului în funcție de debitul turbinat.

5.4 Propunerea OptSimHydro

În vederea dezvoltării unei aplicații informatice care să elimine deficiențele cauzate de simplificarea modelului aplicației de optimizare, se propune integrarea algoritmului de simulare cu cel de optimizare a funcționării unei amenajări de hidrocentrale, astfel încât soluția obținută în procesul de optimizare să fie suficient de precisă pentru a putea fi utilizată în cadrul proceselor reale de producție a energiei electrice, strategia folosită fiind de tip bottom-up.

Soluția propusă este denumită OptSimHydro și pastrează funcționalitatea principală de simulator al programelor de producție, îmbunătățind și oferind o validare suplimentară soluției obținute în procesul de optimizare.

Funcționalitatea imediată a aplicației de simulare propusă (Figura 5.11) este aceea de a asista dispecerul în procesul de exploatare a hidrocentralelor prin calcularea nivelurilor în acumulări pe baza energiilor programate și de a oferi un instrument pentru validarea eventualelor modificări ale programelor de producție astfel încât să existe certitudinea că acestea sunt fezabile și că nu conduc la pierderi de energie prin deversare.

Datele de ieșire din aplicația de simulare (niveluri) vor fi folosite și în procesul de reoptimizare, dacă este necesar. Astfel, se propune ca în cadrul procesului de optimizare:

- să fie realizată optimizarea inițială;
- să se simuleze programul de funcționare astfel încât să se obțină evoluția nivelurilor în acumulări;
- să fie identificate eventualele diferențe între nivelurile calculate în procesul de optimizare și nivelurile rezultate din algoritmul de simulare, iar în cazul unor abateri de nivel mai mari de o anumită valoare:
 - să se fixeze programul de funcționare rezultat până la pasul t^{limita_opt} la care se realizează încadrarea în limită;

- să se introducă în aplicația de optimizare datele de intrare pentru pasul anterior t^{limita_opt} , acestea fiind date de ieșire din procesul de simulare;
- să se ruleze procesul de optimizare pentru restul pașilor de optimizare;
- să se simuleze din nou programul de funcționare rezultat;
- să fie verificată din nou condiția de abatere între nivelul rezultat din aplicația informatică de optimizare față de nivelul rezultat din aplicația de simulare;
- să se reia procesul de optimizare-simulare-reoptimizare până la optimizarea și simularea completă a intervalului de timp analizat, de regulă 24 ore, cu diferențe între nivelurile din aplicația de optimizare și din cea de simulare care se încadrează într-o abatere prestabilită, de regulă 10 cm. Este preferată abaterea de nivel, ca referință a performanței aplicației de simulare, întrucât este mult mai ușor pentru personalul de comandă operațională să identifice acumulările unde există risc de deversare, altfel s-ar pierde timp prețios pentru calcularea cotelor asociate volumelor rezultate din simulare.

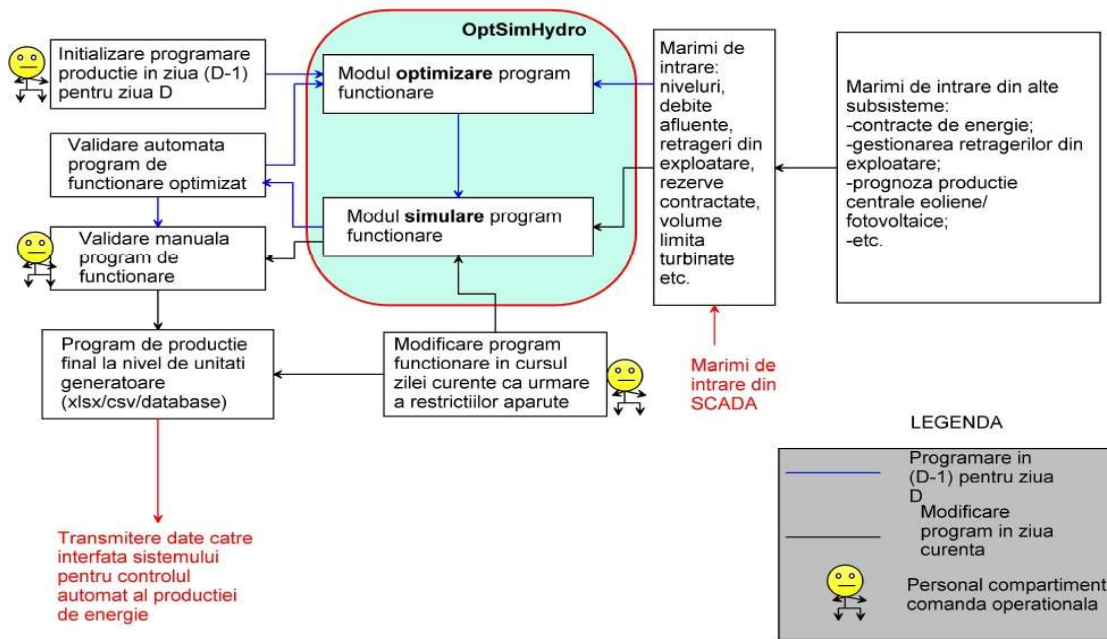


Figura 5.11. Aplicație informatică propusă, OptSimHydro

6 REZULTATE PRIVIND UTILIZAREA OptSimHydro PENTRU IMBUNĂȚĂȚIREA CONDUCERII PRIN DISPECER A UNUI GRUP DE GENERATOARE. STUDIU DE CAZ

6.1 Descrierea amenajării hidroenergetice analizate

Pentru validarea algoritmului propus s-a selectat un sector de amenajare hidroenergetică (Figura 6.1) alcătuit din 5 centrale hidroelectrice echipate fiecare cu 2 hidroagregate cu turbine Kaplan. Hidroagregatele din fiecare centrala se alimentează prin prize de apă independente.

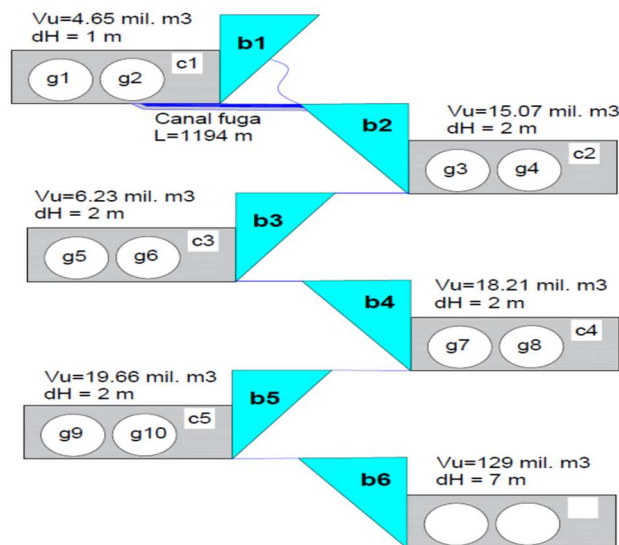


Figura 6.1. Schema simplificată a sectorului amenajării studiate.

6.2 Date de intrare utilizate în studiul de caz

Modelul este unul de tip multiple inputs-multiple outputs (MIMO).

Datele de intrare necesare pentru configurarea aplicației de simulare a programului de funcționare [23] [35] [29] sunt:

A. Date referitoare la acumulări:

- Nivelul normal de retenție (NNR), nivelul minim de exploatare (NmE) și nivelul maxim extraordinar (NME);
- Curbele volumelor acumulărilor, sub formă de fișier Excel: cote și volume asociate;
- Timpul de tranzit al debitelor deversate, între acumularea curentă și acumularea aval [29];
- Nivelul la care se începe deversarea;
- Debitul de apă prelevat din acumulare pentru folosințe neenergetice;
- Debitul de servitute continuu sau în funcție de debitul turbinat;
- Matricea legăturilor hidraulice între acumulări.

B. Date referitoare la centrale și hidroagregate:

- Dacă CHE curentă turbinează apa provenită direct de la o CHE amonte, nu direct dintr-o acumulare;
- Nivelul aval CHE, dacă acesta nu este cota acumulării în care CHE curentă debrușează;
- Timpul de tranzit al debitului turbinat, de la CHE curentă până la CHE/acumulare imediat aval (în minute);
- Modulul de rezistență hidraulică amonte/aval, sub formă de valoare sau tabelar (matrice în fișier Excel) [26], pe circuitele hidraulice comune cu ale altor hidroagregate;
- Matricea legăturilor hidraulice ale CHE cu acumulările amonte/aval;
- Puterea nominală a hidroagregatului (P_n);
- Debitul nominal al hidroagregatului (Q_n);

- h) Caderea netă de calcul (H_c);
- i) Randamentul de referință al hidroagregatului (Eta_{ref}), folosit pentru estimarea inițială a debitului turbinat;
- j) Puterea activă maximă a hidroagregatului (P_{max}), ținând cont de exploatarea curentă;
- k) Puterea activă minimă a hidroagregatului, pentru exploatarea de durată;
- l) Căderile nete: minimă (H_{min}) și maximă (H_{max}), între care este permisă exploatarea turbinei;
- m) Modulele de rezistență hidraulică independente de funcționarea celorlalte hidroagregate din centrală;
- n) Randamentul total al hidroagregatului, reprezentat sub formă tabelară în fișier Excel.

C. Datele de intrare necesare pentru simularea unui program de funcționare:

a) Pentru acumulări:

- i. Debite afluate natural;
- ii. Debite pentru irigații preluate pe traseul dintre acumularea curentă și acumularea aval de aceasta;
- iii. Nivelurile în acumulări la momentul de început al simulării.

b) Pentru hidroagregate:

- i. Puterile active programate pentru fiecare pas de simulare, în MW;
- ii. Puterile active la care au funcționat/sunt programate hidroagregatele pentru momentele anterioare începutului simulării, dar care influențează simularea, având în vedere timpul de tranzit al apei turbinate;
- iii. Pierderile de sarcină hidraulică la grătarele prizei de apă și debitul asociat la care au fost determinate acestea, precum și eventuale corecții ale erorilor de măsurare (corecție_dh).

6.3 Metodologia de prelucrare a datelor

Datele de intrare necesare pentru algoritmul de simulare se reprezintă sub forma de tabele în fișiere de tip Excel. Acestea sunt:

- tabele asociate curbilor volumelor acumulărilor;
- matrice aferente pierderilor de sarcină hidraulică pe canalele de aducțiune sau canalele de fugă ale amenajărilor hidroenergetice;
- matrice asociată randamentelor ale hidroagregatelor.

Prelucrările datelor sunt minime în cazul curbilor volumelor acumulărilor.

Pentru a elimina erorile la rularea algoritmului, se adaugă cota 0 mdM și cota 10000 mdM, în special pentru a nu întrerupe simularea pentru restul acumulărilor în situația în care una dintre soluții ar fi nefezabilă.

Matricea pierderilor de sarcină hidraulică pe canalele de fugă ale centralelor se determină pe baza curbilor pierderilor de sarcină hidraulică pentru niveluri diferite în acumularea în care debușează canalul de fugă. Datele pentru reprezentarea acestora se pot

determina conform metodologiei prezentată în [36], prin simulare în HEC-RAS [37]. Se recomandă ca matricea determinată prin simulare să fie extinsă și în afara domeniului de exploatare, astfel încât să nu apară erori în cadrul procesului de calcul iterativ al debitului turbinat. O reprezentare grafică a unei astfel de matrice se regăsește în **Figura 6.2**.

Matricele randamentelor hidroagregatelor se determină pe baza diagramelor de exploatare. Pentru studiul de caz din prezenta lucrare, acestea au fost disponibile sub formă de imagini sau fișiere PDF.

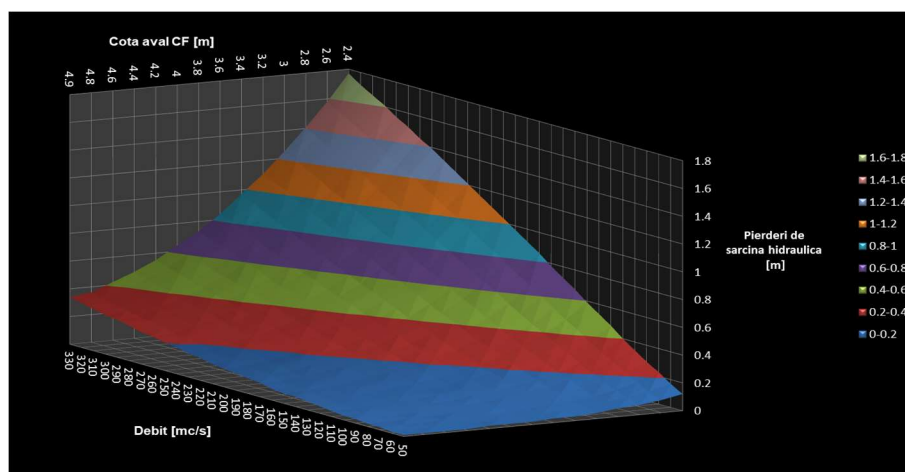


Figura 6.2. Pierderi de sarcină hidraulică pe canalul de fugă al centralei c1. [36]

Randamentele generatoarelor electrice se raportează, de regulă, la puterea activă la bornele acestora. Întrucât în diagramele de exploatare ale turbinelor sunt reprezentate puterile mecanice la arborele turbinei, pentru reprezentarea diagramelor de exploatare în funcție de puterile active la bornele hidroagregatului este necesar să se determine randamentele generatoarelor raportate la puterile mecanice la cupla turbinei [19]. Un exemplu de reprezentare grafică a matricei randamentelor hidroagregatelor se regăsește în **Figura 6.3**.

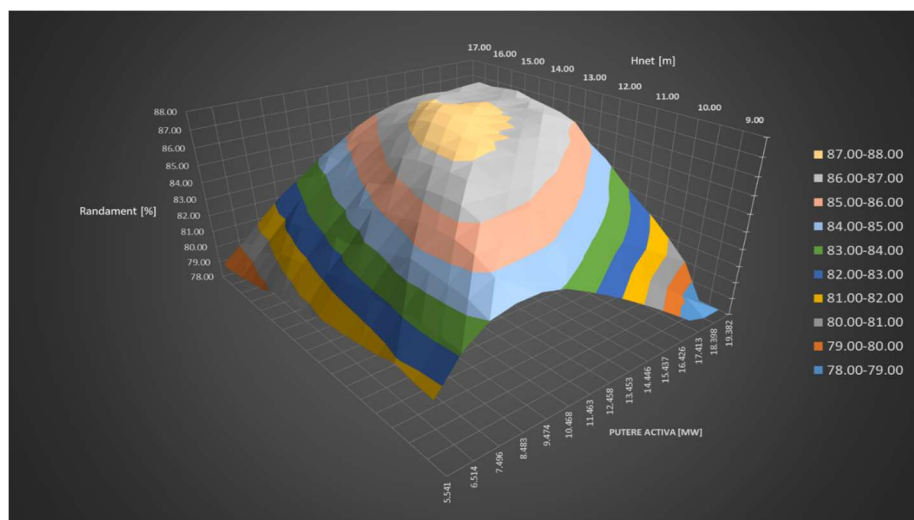


Figura 6.3. Randamentul hidroagregatului g3.

6.4 Rezultate și provocări în integrarea OptSimHydro în aplicațiile practice

Pentru validarea extinsă a algoritmului de simulare implementat în Python [38] s-a ales în prima etapă o zi din luna ianuarie 2024 și ulterior o perioadă de o săptămână din luna mai 2024, criteriul fiind variațiile puterilor active programate și schimbarea configurației hidroagregatelor.

Pasul de simulare s-a ales cu rezoluție de timp de 300 secunde, întrucât oferă o precizie suficient de bună și conduce la timpi mici de simulare. În cadrul simulărilor realizate pentru 10 hidroagregate, soluția este obținută în aproximativ 7-10 secunde pentru 24 ore simulate.

Puterile active produse de hidroagregate la bornele generatorului, cu rezoluție de 5 minute, au fost introduse ca date în fișierul de date de intrare.

Întrucât, în schema actuală de amenajare, amonte de centrala c1 este o altă centrală hidroelectrică, debitul turbinat de această centrală a fost introdus în tabel ca debit afluent natural în acumularea b1.

De asemenea, în aval de acumularea b6 este o centrală hidroelectrică echipată cu 2 hidroagregate cu $P_n=25\text{MW}$. Debitul turbinat de această centrală a fost introdus în tabel ca debit afluent cu semn negativ (debit defluent).

Întrucât cel mai mare timp de tranzit al apei este de 50 minute, între centrala c5 și acumularea b6, au fost introduse ca date de intrare puterile active produse de hidroagregate pentru 60 minute anterioare începutului simulării.

Pe baza datelor menționate anterior, algoritmul calculează iterativ debitele turbinate și pierderile de sarcină hidraulică asociate.

Rezultatele simulărilor sunt salvate în fișiere Excel și reprezintă:

- debite turbinate de fiecare hidroagregat pentru fiecare pas de simulare;
- soldul debitelor în fiecare acumulare, pentru fiecare pas de simulare;
- cotele în acumulări la finalul fiecărui pas de simulare.

Analizăm performanța simulatorului pe baza diferenței între nivelul real și nivelul obținut în cadrul simulării. Alegerea ca referință a nivelului și nu a volumului de apă asociat are aplicabilitate practică, întrucât pentru personalul de comandă operațională este important să cunoască rapid, fără să efectueze alte calcule suplimentare, dacă este la limita nivelului de deversare sau există riscul să se ajungă la nivelul minim de exploatare. În **Figura 6.4** sunt reprezentate nivelurile reale și simulate, debitul afluent real și debitul turbinat rezultat din simulare pentru acumularea b1 și una dintre zilele simulate.

Rezultatele obținute corespund așteptărilor și confirmă că simulatorul poate fi aplicat pe un sistem real. Astfel, diferențele între nivelurile reale ale acumulărilor și nivelurile rezultate din algoritmul de simulare la finalul celor 24 ore de simulare sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Sinteza rezultate simulări

Ziua	Marime	Acumulare					
		b1	b2	b3	b4	b5	b6
02.01.2024	H_simulat [mdM]	212.89	197.38	181.98	169.64	155.72	139.68
	H_măsurat [mdM]	212.93	197.3	182.08	169.7	155.69	139.7
	Diferenta_H [m]	-0.04	0.08	-0.1	-0.06	0.03	-0.02
01.05.2024	H_simulat [mdM]	213.09	197.35	183.55	169.43	155.8	139.37
	H_măsurat [mdM]	213.12	197.38	183.5	169.44	155.74	139.34
	Diferenta_H [m]	-0.03	-0.03	0.05	-0.01	0.06	0.03
02.05.2024	H_simulat [mdM]	213.19	197.63	183.52	169.64	155.71	139.37
	H_măsurat [mdM]	213.12	197.66	183.57	169.6	155.65	139.36
	Diferenta_H [m]	0.07	-0.03	-0.05	0.04	0.06	0.01
03.05.2024	H_simulat [mdM]	213.03	197.49	183.45	169.5	155.72	139.41
	H_măsurat [mdM]	213.07	197.38	183.55	169.52	155.63	139.39
	Diferenta_H [m]	-0.04	0.11	-0.1	-0.02	0.09	0.02
04.05.2024	H_simulat [mdM]	213.08	197.41	183.52	169.47	155.73	139.42
	H_măsurat [mdM]	213.01	197.39	183.55	169.5	155.66	139.4
	Diferenta_H [m]	0.07	0.02	-0.03	-0.03	0.07	0.02
05.05.2024	H_simulat [mdM]	213.01	197.29	183.66	169.41	155.73	139.49
	H_măsurat [mdM]	212.97	197.3	183.6	169.43	155.67	139.48
	Diferenta_H [m]	0.04	-0.01	0.06	-0.02	0.06	0.01
06.05.2024	H_simulat [mdM]	213.02	197.55	183.5	169.42	155.82	139.42
	H_măsurat [mdM]	213.04	197.63	183.51	169.4	155.76	139.39
	Diferenta_H [m]	-0.02	-0.08	-0.01	0.02	0.06	0.03
07.05.2024	H_simulat [mdM]	213.07	197.51	183.35	169.31	155.88	139.42
	H_măsurat [mdM]	213.01	197.49	183.4	169.32	155.82	139.38
	Diferenta_H [m]	0.06	0.02	-0.05	-0.01	0.06	0.04

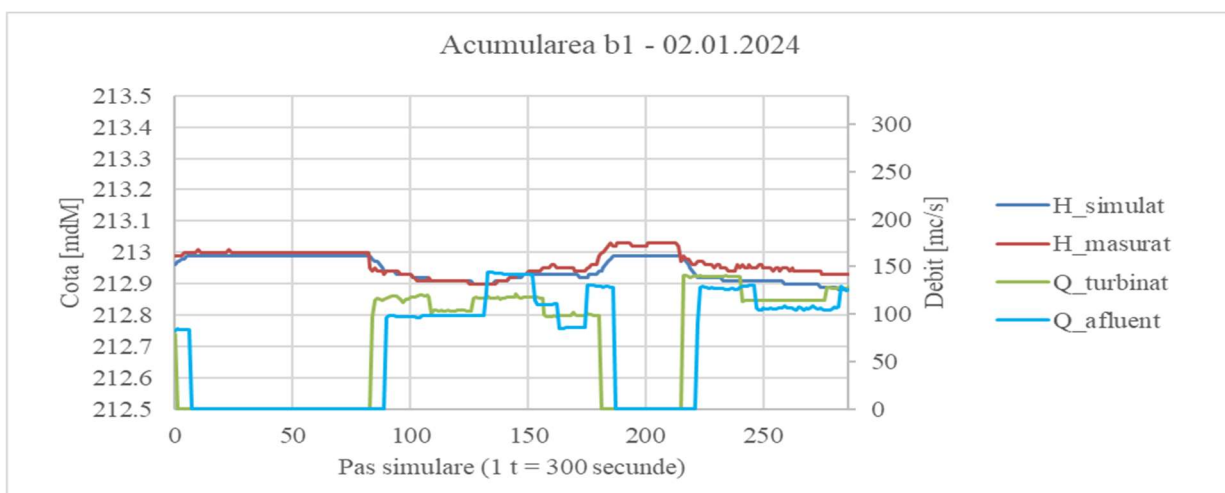


Figura 6.4. Evoluție niveluri în acumularea b1 în 2.01.2024.

În continuare, s-a testat funcționalitatea completă de optimizare și simulare a programului de producție pentru data de 02.05.2024. Ca date de intrare în programul de optimizare au fost introduse:

- suma puterilor active ale celor 10 hidroagregate, echivalând cu obligațiile contractuale pentru o situație normală de optimizare;
- volumele brute în fiecare acumulare la începutul optimizării;
- puterile active ale hidroagregatelor anterior perioadei optimizate;
- debitele de apă așteptate în acumulări, ca urmare a turbinării anterioare $t^{\text{optimizare}}=0$.

Pentru identificarea eventualelor disfuncționalități ale sistemului propus:

- am realizat optimizarea simplificată, fără a lua în considerare cheltuielile orare variabile ale hidroagregatelor.
- am realizat optimizarea propusă în prezenta lucrare, cu luarea în considerare a cheltuielilor orare variabile ale hidroagregatelor, cu valoare de 90 Euro pentru o ora de funcționare cu un hidroagregat.

Astfel, pentru optimizarea simplificată, o soluție fezabilă a fost obținută în 2 iterații de optimizare simulare. Programul de funcționare rezultat a condus la realizarea producției de energie cu 111 ore de funcționare a hidroagregatelor, față de 109 ore de funcționare în programul real, acest lucru reprezentând o creștere cu 1.8% a orelor de funcționare la un interval de 24 ore. De asemenea, programul optimizat a condus la evitarea turbinării unui volum de apă cu o energie echivalentă de 9.49 MWh. Raportat la energia programată pe intervalul de 24 ore, egală cu 1553.2 MWh, reprezintă un câștig de producție de energie de aproximativ 0.6%. Rezultatele sunt prezentate în Tabelul 6.2.

Tabelul 6.2

Sinteză rezultate optimizare-simulare, fără luarea în considerare a cheltuielilor orare variabile

Program de producție simulat	Mărime	Acumularea					
		b1	b2	b3	b4	b5	b6
Producție reală	H [mdM]	213.19	197.63	183.52	169.64	155.71	139.37
	V_brut [mil.m3]	11.04	37.20	19.18	49.83	63.90	197.56
Producție optimizată	H [mdM]	213.34	197.88	184	168.65	155.95	139.47
	V_brut [mil.m3]	11.74	39.27	20.70	40.48	66.31	199.67
Consum specific [m3/kWh]		24.15	24.15	24.95	24.88	26.42	23.64
Diferență volum [mil.m3]		-0.37	0.70	2.07	1.52	-9.34	2.40
Energie echivalentă [MWh]		-15.40	28.88	82.84	60.96	-353.70	101.71

Considerând cheltuielile egale cu 90 Euro pentru o ora de funcționare cu un hidroagregat, rezultă creștere a cheltuielilor cu 180 Euro/ 24 ore dacă s-ar fi funcționat conform programului de producție eficientizat. Considerând un preț al energiei egal cu 80 Euro/MWh, energia echivalentă cu 9.49 MWh, câștigată în procesul de optimizare, reprezintă 759 Euro.

Am realizat apoi optimizarea completă, cu luarea în considerare a cheltuielilor orare variabile de funcționare. Pentru a obține o soluție fezabilă, a fost necesar să fie realizate patru iterații de optimizare-simulare. Programul de funcționare eficientizat a condus la realizarea producției de energie cu 90 ore de funcționare a hidroagregatelor, față de 109 ore de funcționare în programul real, acest lucru reprezentând o reducere cu 17.4% a orelor de funcționare la un interval de 24 ore. De asemenea, programul optimizat a condus la evitarea turbinării unui volum de apă cu o energie echivalentă de 18.55MWh. Raportat la energia programată pe intervalul de 24 ore, egală cu 1553.2 MWh, reprezintă un câștig de producție de energie de aproximativ 1.2%.

Tabelul 6.3

Sinteză rezultate optimizare-simulare

Program de producție simulat	Mărime	Acumularea					
		b1	b2	b3	b4	b5	b6
Producție reală	H [mdM]	213.19	197.63	183.52	169.64	155.71	139.37
	V_brut [mil.m3]	11.04	37.20	19.18	49.83	63.90	197.56
Producție optimizată	H [mdM]	213.11	197.53	183.92	169.55	155.95	139.31
	V_brut [mil.m3]	10.67	36.38	20.44	48.98	66.31	196.29
Consum specific [m3/kWh]		24.15	24.95	24.88	26.42	23.64	23.76
Diferență volum [mil.m3]		-0.37	-0.83	1.26	-0.85	2.40	-1.27
Energie echivalentă [MWh]		-15.40	-33.13	50.80	-32.15	101.71	-53.27

Considerând cheltuielile egale cu 90 Euro/ora de funcționare cu un hidroagregat, rezultă o economie de 1710 Euro/24 ore dacă s-ar fi funcționat conform programului de producție eficientizat. Considerând un preț al energiei egal cu 80 Euro/MWh, energia echivalentă cu 18.55MWh, câștigată în procesul de optimizare, reprezintă 1484 Euro.

Dacă transpunem rezultatele obținute la funcționarea pe un an, rezultă că economia ar fi de aproximativ 1.16 milioane Euro pentru cele 5 centrale hidroelectrice. Sistemul propus își dovedește eficiența, dar trebuie testat suplimentar pentru a putea realiza o estimare mai sigură a rezultatelor.

Se constată că luarea în considerare a cheltuielilor orare variabile ale hidroagregatelor în procesul de optimizare conduce la economii considerabile.

7 CONCLUZII ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE

7.1 Concluzii generale

Pentru a evalua cheltuielile asociate lucrărilor de mentenanță, am analizat lucrările de mentenanță din perioada 2007-2017, efectuate la 20 de hidroagregate echipate cu turbine Kaplan cu ax vertical și generator sincron cu poli aparenti, cu puteri instalate pe hidroagregat cuprinse între 18.5MW și 35MW și căderi nete de calcul ale turbinelor cuprinse între 13.25m și 24m.

Pe baza studiului pentru cheltuielile de mentenanță, pentru un ciclu complet de mentenanță preventivă, rezultă cheltuieli medii de 90 Euro/oră de funcționare pentru un hidroagregat. Aceste valori trebuie actualizate în funcție de normativele de mentenanță ale fiecărui producător de energie, întrucât pot fi diferite semnificativ față de valorile obținute în cadrul studiului din prezenta lucrare.

Pentru calculul cheltuielilor aferente lucrărilor de mentenanță corectivă a fost analizată perioada 2013-2017, în principal din considerente de calcul al orelor medii anuale de funcționare. Astfel, pentru o medie de 4100 ore/an și unitate generatoare au rezultat cheltuieli medii de 1.5 Euro/oră pentru un hidroagregat, ne semnificative comparativ cu cheltuielile mentenanței preventive.

Cheltuielile pentru curățare grătare și transport deșeuri au fost în medie de aproximativ 220 Euro/hidroagregat, până în anul 2017. Ulterior, acestea au crescut la aproximativ 820 Euro/curățare și hidroagregat. Valorile sunt inconsistente și necesită analiză suplimentară. Din acest motiv, acestea nu au fost incluse în modelul de optimizare.

Pentru același set de hidroagregate, am analizat cheltuielile de mentenanță corectivă asociate proceselor de pornire și oprire pentru perioada 2012-2017. Am constatat că parte din echipamentele uzate sunt reparate sau înlocuite în cadrul lucrărilor de mentenanță preventivă. Cheltuielile rezultate pentru mentenanța corectivă sunt deci minimale, cu o valoare de aproximativ 0.3 Euro/pornire.

Pentru perioada 2015-2018, pentru cele 20 de hidroagregate, au fost identificate 90 porniri sau opriri eșuate (cu indisponibilizarea hidroagregatului). Rezultă că numărul mediu de porniri/opriri eșuate este de 22.5/an, dintre care 9.75/an din cauza ruperii bolțurilor de forfecare.

Cheltuielile asociate pornirilor și opririlor, sunt semnificative însă nu sunt atât de mari precum cele menționate în alte studii [22, 39, 40], care au valori de aproximativ 3\$/MW și pornire doar pentru mentenanță și înlocuirea echipamentelor. Parțial, aceste diferențe pot fi cauzate de mentenanța predominant preventivă efectuată la hidroagregate în perioada analizată.

Energia activă echivalentă pierdută în ciclul de pornire, din cauza turbinării cu randament scăzut, este de 0.135 MWh. La un preț mediu al energiei de 80 Euro/MWh rezulta o pierdere de 10.8 Euro/pornire. Energia echivalentă pierdută în ciclul de pornire a fost determinată considerând un randament total al hidroagregatului de 87% și căderea netă de calcul de 16 m.

Utilizarea unui simulator precum cel conceput în cadrul prezentei lucrări este esențială pentru a crește flexibilitatea de ofertare a energiei în Piața de Echilibrare și posibil în Piața Intrazilnică. Astfel, în decurs de câteva minute se poate analiza dacă modificarea programului de funcționare va conduce la deversare sau la imposibilitatea de realizare a producției planificate. Precizia simulatorului este foarte strâns legată de precizia datelor de intrare și de precizia modelării circuitelor hidraulice.

Integrarea unui astfel de simulator într-un program de optimizare permite eliminarea erorilor cauzate de liniarizari. Astfel, cotele și volumele rezultate din simulator pot fi folosite ca date de intrare pentru procesul de optimizare.

Programul de funcționare eficientizat a condus la realizarea energiei programate cu 90 ore de funcționare a hidroagregatelor, față de 109 ore de funcționare în programul real, acest lucru reprezentând o reducere cu 17.4% a orelor de funcționare la un interval de 24 ore. De asemenea, programul optimizat a condus la evitarea turbinării unui volum de apă cu o energie echivalentă de 18.55MWh. Raportat la energia programată pe intervalul de 24 ore, egală cu 1553.2 MWh, aceasta reprezintă un câștig de producție de energie de aproximativ 1.2%.

Se constată că luarea în considerare a cheltuielilor orare variabile ale hidroagregatelor în procesul de optimizare conduce la economii considerabile.

Dacă transpunem rezultatele obținute la funcționarea pentru un an, rezulta că economia ar fi de aproximativ 1.16 milioane Euro pentru cele 5 centrale hidroelectrice. Sistemul propus își dovedește eficiența, dar trebuie testat suplimentar pentru a putea realiza o estimare mai sigură a rezultatelor.

Utilizarea simulatorului este esențială pentru realizarea cu succes și în timp util a procesului de optimizare. Folosirea combinată a acestor aplicații va conduce la cheltuieli reduse de exploatare și timpi de reacție mai mici. Astfel, în decurs de 15-20 minute se poate analiza dacă modificarea programului de funcționare va conduce la deversare sau la imposibilitatea de realizare a producției planificate, precum și dacă se poate evita o anumită deversare.

Din rezultatele obținute se poate observa că abaterile nivelurilor simulate față de nivelurile măsurate în acumulări se încadrează în limita de $[-10;10]$ cm, cu excepția unei singure acumulări, b2, care a avut o abatere de +11 cm pentru data de 3.05.2024. Se consideră că această abatere este acceptabilă și ieșirea ei din limita de 10 cm a fost cauzată de variația debitului afluent.

7.2 Sinteza contribuțiilor originale

În urma cercetărilor din cadrul stagiului de doctorat, au rezultat:

- Contribuții privind identificarea și evaluarea cheltuielilor de mentenanță preventivă a unităților hidrogeneratoare, prin efectuarea unei analize care a cuprins o perioadă de studiu de 11 ani, respectiv 2007-2017, studiu efectuat pentru 20 de hidroagregate echipate cu turbine Kaplan cu ax vertical și generator sincron cu poli aparenti, cu puteri instalate pe hidroagregat cuprinse între 18.5 MW și 35 MW și căderi nete de calcul ale turbinelor cuprinse între 13.25 m și 24 m. Au rezultat cheltuieli medii pe oră de funcționare de 90 Euro/oră pentru un hidroagregat, doar pentru mentenanța asociată unui ciclu complet de mentenanță preventivă.
- Contribuții privind identificarea și evaluarea cheltuielilor de mentenanță corectivă asociate funcționării de durată, prin efectuarea unei analize care a cuprins o perioadă de studiu de

5 ani, respectiv 2013-2017. Astfel, pentru o medie de 4100 ore/an și unitate generatoare au rezultat cheltuieli medii de 1.5 Euro/oră pentru un hidroagregat, ne semnificative comparativ cu cheltuielile mentenanței preventive. Perioada de 5 ani analizată a fost aleasă pentru a avea număr de ore de funcționare aproape egal al celor 20 de hidroagregate analizate.

- Contribuții privind evaluarea și prezentarea cheltuielilor de mentenanță corectivă asociate proceselor de pornire și oprire a hidroagregatelor pentru perioada 2012-2017. Am constatat că o parte din echipamentele uzate au fost reparate sau înlocuite în cadrul lucrărilor de mentenanță preventivă. Din acest considerent cheltuielile rezultate pentru mentenanța corectivă sunt minimale, cu o valoare de aproximativ 0.3 Euro/pornire.
- Contribuții privind evaluarea și prezentarea timpilor de indisponibilizare a hidroagregatelor ca urmare a proceselor de pornire și de oprire, prin analizarea unei perioade de 4 ani, respectiv 2015-2018:
 - Astfel, pentru cele 20 de hidroagregate au fost identificate 90 porniri sau opriri eșuate (cu indisponibilizarea hidroagregatului);
 - Numărul mediu de porniri/opriri eșuate este de 22.5/an, dintre care 9.75/an din cauza ruperii bolțurilor de forfecare. Rezultă un timp mediu anual de indisponibilizare de 57.37 minute/an și agregat.
 - Impactul pornirilor și opririlor se constată la aproximativ 1-2 ani după creșterea numărului de cicluri de pornire-oprire.
- Contribuții privind dezvoltarea și prezentarea unui algoritm de simulare a programelor de producție ale unităților generatoare din centrale hidroelectrice, cu prezentarea particularităților necesare pentru implementarea acestuia într-o aplicație software pentru simulare;
- Contribuții privind identificarea și analizarea aspectelor practice referitoare la eficientizarea programelor de producție ale unităților generatoare și formularea anumitor restricții cu aplicabilitate practică, în special pentru definirea restricțiilor asociate timpului de tranzit al apei între acumulări. Referirile din literatura tehnică de specialitate la modalitatea practică de implementare a restricției asociate timpului de tranzit sunt vagi, nu din prisma faptului ca nu a fost luat în considerare în aplicațiile informatice ci din cauza păstrării detaliilor de implementare din aplicațiile comerciale.
- Contribuții privind definirea unui concept sistemic capabil să faciliteze controlul automat al producției de energie a unităților generatoare pentru un producător de energie. Conceptul este prezentat în detaliu în Figura 3.1.
- Propunerea unui instrument esențial pentru creșterea flexibilitatii unităților hidrogeneratoare, OptSimHydro, care să ușureze activitatea de programare a producției la nivel de unități generatoare. Acesta este un sistem suport de decizie care oferă personalului

de comandă operațională toate informațiile pentru modificarea programelor de producție ale unităților hidrogeneratoare și identificarea eventualelor ne fezabilități sau riscuri de deversare asociate.

- Contribuții privind implementarea algoritmului de simulare propus în limbajul de programare Python, oferirea detaliilor practice de implementare și de modelare a amenajărilor hidroenergetice, inclusiv a pierderilor de sarcină hidraulică. Implementarea algoritmului a fost realizată astfel încât modelarea comportării și restricțiilor amenajării hidroenergetice să poată fi realizată de personal care nu are cunoștințe de programare. Astfel, sistemul poate fi utilizat pentru orice hidroamenajare și orice set de unități generatoare din centrale hidroelectrice prin simpla defnire a datelor de intrare în fișiere de tip Excel.

7.3 Identificarea perspectivelor de dezvoltare a cercetărilor

Cercetarea curentă deschide o nouă direcție de cercetare și anume aceea de defnire a cerințelor și a detaliilor de implementare ale unui sistem pentru controlul automat al producției de energie, precum cel defnit conceptual în **Figura 3.1**.

Efectuarea studiilor necesare pentru evaluarea cheltuielilor de producție de energie electrică și pentru alte categorii de unități generatoare din centrale hidroelectrice este o temă de interes, capabilă să aducă beneficii atât producătorului care aplică rezultatele studiului cât și comunității științifice interesate de optimizarea programelor de producție.

Optimizarea codului algoritmului și includerea funcționalitatilor noi, precum preluarea automată a datelor și analizarea posibilităților de utilizare a altor rezolvatoare de procese de optimizare, precum CPLEX [41], necesită studiu suplimentar.

BIBLIOGRAFIE

- [1] E. Aasgård, "Hydropower Bidding Using Linearized Start-Ups," *Energies*, vol. 10, 2017.
- [2] M. Carrión și J. M. Arroyo, "A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nr. 3, pp. 1371 - 1378, 2006.
- [3] E. D. Castronuovo, G. Hermida, M. Gholami, C. Bovo și A. Berizzi, "Optimal scheduling of a hydro basin in a pool-based electricity market with consideration of transmission constraints," *Electric Power Systems Research*, vol. 131, pp. 255-263, 2016.
- [4] L. Söder și M. Amelin, "Efficient Operation and Planning of Power Systems", Stockholm: Royal Institute of Technology, 2011.

- [5] A. Viana și J. Pedroso, "A new MILP-based approach for unit commitment in power production planning," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, nr. 1, pp. 997-1005, 2013.
- [6] M. Kadowaki, T. Ohishi, L. Martins și S. Soares, "Short-term hydropower scheduling via an optimization-simulation decomposition approach," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucharest, 2009.
- [7] I. Kouveliotis-Lysikatos, A. Waernlund, M. Marin și L. Soder, "Open Source Modelling and Simulation of the Nordic Hydro Power System," *Energies*, vol. 14, nr. 5, 2021.
- [8] J. M. Latorre, S. Cerisola, A. Ramos și A. Perea, "Coordinated Hydropower Plant Simulation for Multireservoir Systems," *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 140, nr. 2, pp. 2016-227, 2014.
- [9] M. S. Han, "Application of real-time simulation for hydropower plants monitoring," ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE, LAUSANNE, 2015.
- [10] J. Garrido, A. Zafra și F. Vázquez, "Object oriented modelling and simulation of hydropower plants with run-of-river scheme: A new simulation tool," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 17, nr. 10, 2009.
- [11] L. Vytvytskyi și B. Lie, "OpenHPL for Modelling the Trollheim Hydropower Plant," *Energies*, vol. 12, nr. 12, 2019.
- [12] H. Skjelbred și J. Kong, "Simulation of Complex Tunnel Systems for Short-Term Hydropower Scheduling," in *38th IAHR World Congress*, Panama, 2019.
- [13] H. Skjelbred și J. Kong, "Operational Hydropower Simulation in Cascaded River Systems for Intraday Re-planning," in *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, 2018.
- [14] EPRI, "Hydropower Technology Roundup Report: Accommodating Wear and Tear Effects on Hydroelectric Facilities Operating to Provide Ancillary Services," EPRI, 2001.
- [15] EPRI, "Flexible Operation of Hydropower Plants.," EPRI, 2017.
- [16] ANRE, *Codul Comercial al Pietei Angro de Energie Electrica*, ANRE, 2004.
- [17] OPCOM, "Raport anual de sinteza a rezultatelor functionarii pietelor centralizate operate de OPCOM," OPCOM, Bucharest, 2017.
- [18] OPCOM, "Raport anual de sinteza a rezultatelor functionarii pietelor centralizate operate de OPCOM," OPCOM, Bucharest, 2023.
- [19] I. B. Stoenescu, S. Costinas și G. M. Deaconu, "Assessment of Hydropower Plants Energy Production Cost Influenced by Operational Decisions and Control Strategy," in *2019 22nd International Conference on Control Systems and Computer Science (CSCS)*, Bucuresti, 2019.
- [20] A. O. Eggen și M. Belsnes, "Operation related maintenance and reinvestment costs for hydropower scheduling," *Energy Systems*, 2023.

- [21] O. Savin, J. Baroth, C. Badina și S. Charbonnier, "Damage due to start-stop cycles of turbine runners under high-cycle fatigue," *International Journal of Fatigue*, vol. 153, 2021.
- [22] Bureau of Reclamation, "Hydrogenerator Start / Stop Costs," U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation Technical Service Center, 2014.
- [23] E. C. Isbasoiu și D. M. Bucur, *Tratat de Mecanica Fluidelor*, Bucuresti: Ed. Agir, 2011.
- [24] A. M. Georgescu și S. C. Georgescu, *Hidraulica retelelor de conducte si masini hidraulice*, Bucuresti: Editura Printech, 2007.
- [25] D. Lysne, B. Glover, H. Støle și E. Tesaker, *Hydropower Development Vol. No. 8 - Hydraulic Design*, Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2003.
- [26] M. H. Chaudhry, *Open-Channel Flow*, New York: Springer, 2008.
- [27] F. M. Henderson, *Open Channel Flow*, New York: Macmillan Publishing, 1966.
- [28] K. Subramanya, *Flow in Open Channels*, New Delhi: Tata McGraw Hill, 2009.
- [29] Texas Department of Transportation, "Hydraulic Design Manual," Texas Department of Transportation, Texas, 2019.
- [30] Y. Linfeng, J. Jinbao, W. Yuanyuan și D. Zhaoyang, "Projected mixed integer programming formulations for unit commitment problem," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 68, pp. 195-202, 2015.
- [31] A. Frangioni și C. Gentile, "Perspective cuts for a class of convex 0–1 mixed integer programs," *Mathematical Programming*, vol. 106, nr. 2, pp. 225-236, 2006.
- [32] A. Frangioni, C. Gentile și F. Lacalandra, "Tighter Approximated MILP Formulations for Unit Commitment Problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nr. 1, pp. 105-113, 2009.
- [33] C. Kang, M. Guo și J. Wang, "Short-Term Hydrothermal Scheduling Using a Two-Stage Linear Programming with Special Ordered Sets Method," *Water Resources Management*, vol. 31, nr. 11, p. 3329–3341, 2017.
- [34] Z. Jizhong, *Optimization of Power System Operation*, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2015.
- [35] P. Kiselev și S. Hancu, *Indreptar pentru calcule hidraulice Ed. a V-a*, Bucuresti: Editura Tehnica, 1988.
- [36] I. B. Stoenescu, S. Costinas și M. Deaconu, "Case Study for Validation of Hydropower Schedule Simulation Algorithm," in *23rd International Conference on Control Systems and Computer Science (CSCS)*, Bucharest, 2021.
- [37] US Army Corps of Engineers, Hydrologic Engineering Center, "U.S. Army Corps of Engineers Hydrologic Engineering Center (HEC)," 2019. [Online].
- [38] "Python," Python Software Foundation, 2001. [Online].

Lista publicațiilor pentru diseminarea rezultatelor cercetărilor

O lucrare prezentată în timpul studenției la o conferință internațională cotate WoS a fost publicată și a marcat debutul activității mele de cercetare și un reper important în alegerea specializării de la master și a temei viitoarei teze:

- **I.B Stoenescu**; S. Costinaș; G. Chicco, "*Symulations of the Axial-Flux Permanent Magnet Synchronous Generator in no-load condițion*", 16th International Conference On Harmonics And Quality Of Power, Bucharest, România, 25-28 May, 2014, În: Book Series: International Conference on Harmonics and Quality of Power, pages: 375-379, Publisher IEEE, ISBN:978-1-4673-6487-4, ISSN: 2164-0610, ISI Proceedings, DOI: 0.1109/ICHQP.2014.6842802, [WOS:000343776100078](#).

Cercetările efectuate în cadrul stagiului de doctorat au fost diseminate prin publicarea a 5 articole/4 prim autor. Dintre acestea, unul este IEEEExplore și celelalte sunt WoS:

- **I.B Stoenescu**; S. Costinaș; G. M. Marius Deaconu, "*A multi-objective approach to improve hydropower dispatching*", 2018 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE), Iasi, România, October 18-19, 2018. Electronic ISBN: 978-1-5386-5062-2, USB ISBN: 978-1-5386-5061-5, Print on Demand (PoD) ISBN: 978-1-5386-5063-9, DOI:10.1109/ICEPE.2018.8559671. [WOS:000458752200042](#)
- **I.B Stoenescu**; S. Costinaș; G. M. Marius Deaconu, "*Assessment of Hydropower Plants Energy Production Cost Influenced by Operational Decisions and Control Strategy*", 22nd International Conference on Control Systems and Computer Science (CSCS), Bucharest, România, Year: 2019, Publisher: IEEE, INSPEC Accession Number: 18793023, DOI: 10.1109/CSCS.2019.00062. [WOS:000491270300055](#)
- G. G. M. Deaconu, S. Costinaș, **I. B. Stoenescu** and I. Opreș, "*The Testing of Digital Substation - an Important Issue in Power Engineering Education*", 2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), 2021, pp. 1-6, DOI: 10.1109/ATEE52255.2021.9425295. [WOS:000676164800136](#)
- **I.B. Stoenescu**, S. Costinas and G. M. Deaconu, "*Case Study for Validation of Hydropower Schedule Simulation Algorithm*", 2021 23rd International Conference on Control Systems and Computer Science (CSCS), Bucharest, 2021, pp. 381-385, doi: 10.1109/CSCS52396.2021.00069. [[IEEEExplore](#), [Scopus](#)].
- **I. B. Stoenescu**, S. Costinas, "*Improving Hydropower Generation Scheduling And Dispatching Decisions With Python Simulator*", Buletinul Științific al Universității Politehnica București, Seria C, Vol. 86, 2024, (în curs de publicare WoS).