

**UNIVERSITATEA TEHNICĂ "GHEORGHE ASACHI"
DIN IAȘI**



METODE DE DETERMINARE A AMPLASAMENTULUI OPTIM AL MICROHIDROCENTRALELOR

- Rezumat -

Drd. ing. Alexandru Moldoveanu

Comisie de doctorat

Președinte

Prof. univ. dr. ing. Oana Dodun

Conducător de doctorat

Prof. univ. dr. ing. Daniela Popescu

Referenți oficiali:

Prof. univ. dr. ing. Carmen Anca Safta

Prof. univ. dr. ing. Horia Necula

Conf. univ. dr. ing. Bogdan Ciobanu

IAȘI, 2024

UNIVERSITATEA TEHNICĂ "GHEORGHE ASACHI" DIN IAȘI
R E C T O R A T U L

Către

Vă facem cunoscut că, în ziua de **18.07.2024** la ora **10.30** în **Sala de Consiliu a Facultății de Construcții de Mașini și Management Industrial**, va avea loc susținerea publică a tezei de doctorat intitulată:

**"METODE DE DETERMINARE A AMPLASAMENTULUI OPTIM
AL MICROHIDROCENTRALELOR"**

elaborate de domnul **ing. Alexandru MOLDOVEANU** în vederea conferirii titlului științific de doctor.

Comisia de doctorat este alcătuită din:

- | | |
|--|------------------------|
| 1. Prof. univ. dr. ing. Oana DODUN
Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" din Iași | Președinte |
| 2. Prof. univ. dr. ing. Daniela POPESCU
Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" din Iași | Conducător de doctorat |
| 3. Prof. univ. dr. ing. Carmen Anca SAFTA
Universitatea "POLITEHNICA" București | Referent oficial |
| 4. Prof. univ. dr. ing. Horia NECULA
Universitatea "POLITEHNICA" București | Referent oficial |
| 5. Conf. univ. dr. ing. Bogdan CIOBANU
Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" din Iași | Referent oficial |

Cu această ocazie vă invităm să participați la susținerea publică a tezei de doctorat.

RECTOR,

Prof. univ. dr. ing. Dan Cașcaval

Secretar universitate,

Ing. Cristina Nagiț



*pentru susținere online se va preciza link-ul și soluția de software

CUPRINS REZUMAT

INTRODUCERE	4
CAPITOLUL 1. ANALIZA STADIULUI ACTUAL AL CERCETĂRILOR ÎN DOMENIUL EXPLOATĂRII POTENȚIALULUI HIDROENERGETIC PRIN MICROHIDROCENTRALE.....	4
1.1. Prevederi legislative, reglementări și cadrul instituțional în domeniul energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie (SRE)	4
1.1.1. <i>Legislație Europeană</i>	4
1.1.2. <i>Legislație națională</i>	5
1.2. Evaluarea potențialului hidroenergetic al râurilor	6
1.2.1. <i>Promovarea utilizării surselor regenerabile de energie la nivel internațional</i>	6
1.2.2. <i>Metode de evaluare a potențialului hidroenergetic în vederea stabilirii locației pentru mini/micro hidrocentrale</i>	8
CAPITOLUL 2. PROGRAME INFORMATICE (SOFTWARE) UTILIZABILE PENTRU EVALUAREA POTENȚIALULUI HIDROENERGETIC SI IDENTIFICAREA AMPLASAMENTULUI OPTIM AL MICROHIDROCENTRALELOR	11
2.1. Programul informatic VAPIDRO – ASTE pentru evaluarea potențialului hidroenergetic al râurilor.....	12
2.2. Programul informatic SMART MINI-IDRO pentru selectarea tipului de turbină și pentru efectuarea analizei economice a investiției	12
2.3. Metodologie de determinare a debitului ecologic. Bazele teoretice	13
2.4. Software HOMER pentru sisteme producție/consum de tip microgrid. Prezentare	13
CAPITOLUL 3. CONTRIBUȚII PRIVIND METODELE DE EVALUARE A POTENȚIALULUI HIDROENERGETIC ȘI IDENTIFICAREA LOCAȚIEI OPTIME PENTRU MINIHIDROCENTRALE	14
3.1. Contribuții privind elaborarea unei metodologii de studiu a potențialului hidroenergetic bazată pe VAPIDRO-ASTE și SMART MINI-IDRO.....	14
3.2. Analiza comparativă a parametrilor unei mini-hidrocentrale aflată în operare în raport cu o centrală virtuală obținută ca rezultat al simulării numerice. Studiu de caz: Cetățeni 2, râul Dâmbovița	15
3.3. Contribuții privind identificarea celei mai bune locații de amplasare a unei mini-hidrocentrale de tip „run-off”. Studiu de caz – râul Bratia	16
3.4. Contribuții privind identificarea locațiilor pentru o schemă de tip mini-hidrocentrale în cascadă. Studiu de caz - râul Șercaia.....	17
3.5 Contribuții privind identificarea locației pentru o microhidrocentrală neconectată la sistemul energetic național. Studiu de caz - râul Topolog.....	20
3.6 Contribuții privind identificarea locației pentru o mini-hidrocentrală la piciorul barajului. Studiu de caz – barajul Pucioasa, râul Ialomița.....	21
CAPITOLUL 4. IDENTIFICAREA LOCAȚIEI OPTIME UTILIZÂND DATE EXPERIMENTALE ORARE DE LA O STAȚIE HIDROMETRICĂ	23

4.1.Descrierea sistemului de monitorizare a parametrilor hidraulici. Stația hidrometrică Lăpușel	23
4.2. Analiza datelor înregistrate în stația hidrometrică automată Lăpușel	24
4.3. Analiza datelor în vederea identificării locației optime pentru exploatarea energiei hidraulice, din cursuri de apă de potențial hidroenergetic redus și cădere mică printr-o mini-hidrocentrală	26
CAPITOLUL 5. ANALIZA TEHNICO-ECONOMICĂ-MEDIU PRIVIND PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN CURSURI DE APĂ CU POTENȚIAL HIDRAULIC REDUS ȘI CĂDERE MICĂ.....	28
5.1. Microhidrocentrala pe cursul apei ce furnizează energie electrică în SEN. Studiu de caz: microhidrocentrală 200kW - râul Lăpuș.....	28
5.1.1. Ipoteze calcul.....	28
5.2.1. <i>Rezultate</i>	28
5.2. Microturbină ecologică. Studiu de caz: microturbină de tip gravitațională Vortex 15 kW și prosumer de tip complex turistic - râul Lăpuș	30
5.2.1. <i>Ipoteze calcul</i>	30
5.2.2. <i>Rezultate</i>	31
5.3. Microgrid hibrid. Studiu de caz: microgrid format din picoturbină ecologică șurub Arhimede 5 kW & panouri fotovoltaice & turbină eoliană și prosumer de tip reședință rezidențială - râul Argeș, Căpățâneni	32
5.3.1. <i>Ipoteze calcul</i>	32
5.3.2. <i>Rezultate</i>	33
CAPITOLUL 6. CONCLUZII, CONTRIBUȚII PERSONALE ȘI DIRECȚII VIITOARE DE CERCETARE	34
6.1. Concluzii generale	34
6.2. Contribuții personale	36
6.3. Direcții viitoare de cercetare.....	37
LISTĂ DE LUCRĂRI PUBLICATE	38
BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ	38

INTRODUCERE

Identificarea amplasamentelor optime pentru centralele hidroelectrice reprezintă o etapă importantă în procesul de planificare și dezvoltare a sectorului hidroenergetic la nivel mondial. Producerea de energie în vederea susținerii sistemelor socio-economice a constituit o provocare de foarte mult timp, însă creșterea continuă a cerinței energetice din ultimele decenii, corelată cu epuizarea tot mai accelerată a rezervelor de combustibili convenționali, au constituit premisele promovării utilizării energiei produse din surse regenerabile de energie. Una dintre provocările majore pentru Uniunea Europeană se referă la modul în care se poate asigura securitatea energetică cu energie competitivă și „curată”, ținând cont de creșterea cererii globale de energie și de viitorul nesigur al accesului la resursele energetice. Politică energetică a României este corelată cu documentele similare existente la nivel european. Strategia energetică urmărește îndeplinirea principalelor obiective ale noii politici energie – mediu a Uniunii Europene, obiective asumate și de România în calitate de stat membru.

Producerea de energie electrică în hidrocentrale reprezintă o resursă curată importantă de energie, dar trebuie avut în vedere și impactul ecologic la scară locală pe care hidrocentralele îl au față de mediul înconjurător. Dacă, pe de o parte, nivelul producției hidroelectrice trebuie să fie menținut și chiar crescut ca urmare a tendinței de creștere a cererii de consum, pe de altă parte, producerea energiei electrice în hidrocentrale implică adesea alterarea regimului hidrologic, afectează conectivitatea râului și produce modificări la nivelul ecosistemelor acvatice. Eforturile de a dezvolta instrumente de evaluare a potențialului hidroenergetic au o istorie lungă, iar elaborarea unor metode adecvate este o prioritate la nivel mondial.

Lucrarea, *Metode de determinare a amplasamentului optim al microhidrocentralelor*, se înscrie în cadrul preocupărilor științifice naționale și internaționale în ceea ce privește promovarea investițiilor în surse regenerabile de energie pentru atingerea obiectivelor generale asumate prin ratificarea Protocolului de la Kyoto (1997) care a intrat în vigoare în anul 2005. Scopul lucrării este elaborarea unei metodologii de lucru pentru evaluarea complexă a potențialului hidroenergetic redus, atât din punct de vedere tehnic, cât și economic și de impact asupra mediului.

În vederea evaluării potențialului hidroenergetic prin simulări numerice s-a propus o metodologie de lucru bazată pe utilizarea combinată a două programe informatice VAPIDRO-ASTE și SMART MINI-IDRO, care țin cont și de componenta de mediu respectiv debitul ecologic. Abordarea este în acord cu noile reglementări în domeniul apei care stipulează obligativitatea asigurării debitului ecologic în aval de lucrările de captare a apei. Analiza tehnico-economică-mediul a instalațiilor de tip microgrid utilizează software-ul HOMER, ceea ce permite formularea de concluzii referitoare la comparația dintre valorificarea energiei hidro în raport cu cele solare și/sau eoliene, principalele surse regenerabile locale exploatate în prezent de către consumatorii mici.

Rezultatele pot conduce la reducerea costurilor și a duratei de execuție a studiilor de fezabilitate prin digitalizare, cu consecințe în promovarea investițiilor în domeniul mini și micro hidroenergiei, printr-o abordare conceptuală multidisciplinară și prietenoasă cu mediul înconjurător.

CAPITOLUL 1. ANALIZA STADIULUI ACTUAL AL CERCETĂRILOR ÎN DOMENIUL EXPLOATĂRII POTENȚIALULUI HIDROENERGETIC PRIN MICROHIDROCENTRALE

1.1. Prevederi legislative, reglementări și cadrul instituțional în domeniul energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie (SRE)

1.1.1. Legislație Europeană

Promovarea electricității produse din surse de energie regenerabile este o prioritate comunitară importantă, după cum s-a subliniat în „Cartea Albă” privind sursele de energie regenerabile din motive de securitate și diversificare a aprovizionării cu energie, de protecție a mediului și de coeziune socială și economică.

Controlul consumului de energie în Europa și intensificarea utilizării energiei din surse regenerabile, împreună cu economiile de energie și creșterea eficienței energetice, constituie componente importante ale pachetului de măsuri necesare pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. De asemenea, acești factori joacă un rol important în promovarea siguranței în aprovizionarea cu energie, promovarea dezvoltării tehnologice și a inovației și oferirea unor oportunități de ocupare a forței de muncă și de dezvoltare regională, în special în zonele rurale. Pentru a reduce emisiile de gaze cu efect de seră din Comunitatea Europeană și dependența acesteia de importurile de energie, dezvoltarea energiei din surse regenerabile ar trebui strâns corelată cu creșterea eficienței energetice. Concluziile comunicărilor Comisiei Europene, în contextul aprobării de Parlamentul European, cu privire la stabilirea unor obiective noi pentru Statele Membre privind energia produsă din surse regenerabile de energie au condus la apariția *Directivei 28/2009/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile de energie* și de abrogare a Directivelor 77/2001/CE și 30/2003/CE.

Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea producției de energie electrică din Surse Regenerabile de Energie, reformează Directiva 28/2009/CE, privind obiectivul general, obligatoriu pentru fiecare Stat Membru, ca 32% din consumul total de energie să fie produsă din surse regenerabile de energie până în anul 2030. Prin urmare, este necesar ca obiectivul Comunitar de 32% să fie transpus în obiective individuale pentru fiecare Stat Membru, avându-se în vedere o alocare echitabilă și adecvată care să ia în considerare diferențele privind punctele de plecare și potențialele Statelor Membre, inclusiv nivelul existent al energiei produse din surse regenerabile și al mix-ului energetic (ponderea tuturor tipurilor de surse de energie hidroelectrică, nucleară, eoliană, termoelectrică care alcătuiesc producția energetică internă a unui Stat Membru).

În conformitate cu prevederile Articolului 3 (1) și cele ale Anexei I a Directivei 28/2009/CE obiectivul național al României pentru anul 2020 a fost stabilit ca 24% din totalul consumului brut de energie electrică, să fie energie produsă din surse regenerabile de energie, iar obiectivul pentru anul 2030 a fost stabilit în anul 2023 conform prevederilor Directivei (UE) 2001/2018.

1.1.2. Legislație națională

Cadrul legislativ aferent sectorului energiei și mediului a fost dezvoltat și adaptat legislației comunitare în domeniu, în perspectiva aderării României la UE și apoi ca stat membru, dar și în procesul trecerii la o economie de piață funcțională. Primele măsuri luate de Guvernul României în întâmpinarea recomandărilor și legislației Europene au fost legate de liberalizarea sectorului energetic. Legislația națională în domeniul energetic se poate clasifica pe două nivele:

- a. Legislație primară în domeniul surselor regenerabile de energie (SRE): legi, ordonanțe de urgență, hotărâri de guvern, ordine de ministru etc.
- b. Legislație secundară în domeniul surselor regenerabile de energie: ordine ale unor autorități, reglementări, regulamente etc.

Conform noului mecanism de promovare pentru susținerea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie bazat pe Certificatele Verzi (CV), adoptat România începând cu anul 2005, furnizorii de energie achiziționează Certificate Verzi (CV) în cote obligatorii, proporțional cu volumul de energie electrică vândută consumatorilor.

Elaborarea Strategiei Energetice a României a constituit o etapă crucială în procesul de transpunere a legislației europene în domeniul energetic care a fost aprobată prin *HG nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020*, ulterior modificată și completată, în anul 2019 de *Strategia energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050*. Obiectivul principal al strategiei se referă la acoperirea integrală a consumului intern de energie electrică și termică, în condiții de creștere a securității energetice a țării și de dezvoltare durabilă.

Având în vedere legislația existentă și cadrul instituțional prezentate anterior, se constată că, deși a existat o preocupare majoră la nivel național în vederea promovării politicilor energetice europene privind producerea de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru

Îndeplinirea obiectivelor naționale impuse prin Directive Europene, acestea au fost implementate fără a se lua în considerare și o componentă esențială, respectiv protecția mediului. Prin urmare, este deosebit de importantă aprofundarea cercetării științifice pentru îmbunătățirea metodelor de determinare a amplasamentului optim al microhidrocentralelor cu impact redus asupra mediului înconjurător.

1.2. Evaluarea potențialului hidroenergetic al râurilor

1.2.1. Promovarea utilizării surselor regenerabile de energie la nivel internațional

Producerea de energie în vederea satisfacerii cerinței populației și a mediului economic constituie o provocare pentru guvernele statelor de foarte mult timp, însă creșterea continuă a cerinței energetice din ultimele decenii, corelată cu epuizarea tot mai accelerată a rezervelor de combustibili convenționali, au constituit premisele promovării utilizării energiei produse din surse regenerabile de energie (SRE).

Cu privire la cercetarea științifică în domeniul hidroenergetic, aceasta vizează aspecte precum:

- producția de energie electrică, evaluarea și/sau prognoza sau optimizarea;
- programe de suport decizional pentru exploatarea amenajărilor hidroenergetice;
- politici care încurajează integrarea surselor regenerabile de energie;
- amprenta de carbon a producției de energie electrică într-o centrală hidroelectrică și/sau rolul hidroenergeticii privind reducerea emisiilor de CO₂;
- fenomenul de funcționare cu debite pulsatorii (hydropeaking);
- posibilitatea amplasării unor turbine prietenoase cu mediul, în special care să protejeze fauna piscicolă (fish friendly turbines);
- dezvoltarea hidroenergeticii în țara noastră, respectiv proiecte de amenajări hidroenergetice noi;
- influența asupra mediului, o mare parte din preocupări fiind axate pe întreruperea longitudinală a cursului de apă și posibilități de amenajare a scărilor sau pasajelor pentru pești;
- probleme tehnice legate de exploatarea centralelor hidroelectrice;
- reabilitarea, retehnologizarea și modernizarea centralelor hidroelectrice;
- abordări în hidroenergetică, comparație între centrale hidroenergetice de mare putere și microhidrocentrale (1-100 kW);
- aspecte dedicate dezvoltării amenajărilor de microhidrocentrale și a tehnologiilor utilizate;
- programe de suport de decizie pentru exploatarea microhidrocentralelor;
- determinarea puterii instalate optime într-o microhidrocentrală;
- debitul ecologic, ca metodologie de implementare pentru amenajările de tip microhidrocentrală;
- analiza conceptelor și a noilor tehnologii utilizate pentru microhidrocentrale;
- evaluarea posibilităților de amenajare a microhidrocentralelor în amplasamente cu mori de apă sau alte dispozitive, pe cursurile de apă;
- progresul și tendințele în dezvoltarea microhidrocentralelor.

Conform lucrării elaborate de Zarfl și colab. (2015) au fost promovate inițiative noi în domeniul dezvoltării hidroenergetice prin promovarea la nivel mondial a peste 3700 de investiții pentru construcția de baraje, în special în țările cu economii emergente, ceea ce va crește capacitatea globală de producție a hidroenergiei cu 73% peste nivelul din 2014 (Zarfl *et al.*, 2015). De exemplu, în Brazilia au fost implementate diverse inițiative pentru promovarea dezvoltării durabile, acest lucru demonstrând că dimensiunea de mediu a devenit un factor determinant (Pereira *et al.*, 2011). Zarfl și colab. (2015) au estimat că această dezvoltare hidroenergetică va reduce numărul râurilor mari cu regim hidrologic natural cu aproximativ 21% sub nivelul din anul 2014. Astfel, în America de Sud, accelerarea investițiilor în construcția barajelor cu folosință hidroenergetică va conduce la fragmentarea a 25 din cele 120 de râuri mari care au curgere

liberă naturală (Nilsson *et al.*, 2005). Comisia Internațională a Marilor Baraje a apreciat că la nivelul anului 2023, la nivel mondial centralele hidroelectrice aveau o capacitate instalată de cca. 675 gigawați care produce peste 2,3 trilioane de kWh electricitate în fiecare an; furnizând aproximativ 24% din energia electrică produsă la nivel mondial. Într-un raport al Organizației Mondiale de Meteorologie s-a apreciat ca după o perioadă de relativă de stagnare din ultimii 20 de ani, accelerarea construcției barajelor cu folosință hidroenergetică este fără precedent ca amploare și extindere (Meteorological Organization, 2019).

Pe fondul schimbărilor climatice, se anticipează ca sursele regenerabile de energie să fie influențate, în principal datorită dependenței lor directe sau indirecte de variabile climatice. Hidroenergia, împreună cu celelalte tipuri de surse regenerabile, contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Skoulikaris și Kasimis (2021) au demonstrat prin utilizarea unor modele climatice regionale precum CSC-REMO2009 sau KNMI-RACMO22E și a unor simulări cu modelul HEC-ResSim, că deși schimbările climatice vor influența și regimul hidrologic al râurilor, microhidrocentralele pot produce energie și în condiții de ape mici, reprezentând astfel soluții viabile pentru râurile permanente, în principal datorită impactului ecologic mic asupra resurselor de apă (Skoulikaris, 2021; Skoulikaris and Kasimis, 2021). Studiile efectuate de Lehner și colab. (2013) au arătat prin utilizarea modelului WaterGAP de evaluare a potențialului hidroenergetic brut și a potențialului hidroenergetic amenajat că obiectivul primordial al ambelor abordări nu este acela de a furniza rezultate cantitative privind puterea instalată sau nivelul producției de energie electrică, ci mai degrabă influența schimbărilor climatice asupra producției de hidroenergie (Lehner, Czisch and Vassolo, 2013). Benejam și colab. (2016) au demonstrat că prin devierea cursurilor de apă se modifică regimul debitelor naturale, iar apariția debitelor scăzute poate influența negativ biota și procesele ecosistemului acvatic (Benejam et al., 2016). Unii cercetători au efectuat studii privind evaluarea potențialului rezidual al râurilor mici din Italia cu scopul creșterii producției hidroelectrice în microhidrocentrale prin utilizarea modelului digital al terenului în format GIS și considerarea debitelor captate/restituite, precum și a unui debit minim în albia râului (Alterach et al., 2007). Pentru o evaluare holistică, Quaranta și colab. (2020) au studiat noi sisteme de control, cum ar fi digitalizarea sistemelor de acționare și monitorizare a componentelor centralei, capabile să furnizeze informații esențiale pentru înțelegerea stării de funcționare în orice moment a sistemului, precum și comportamentul componentelor esențiale (Quaranta, 2020). De asemenea sunt în curs de dezvoltare noi turbine prietenoase cu mediul care pot asigura o rată de supraviețuire a peștilor de 98%. Totuși, rezultatele trebuie verificate pe teren deoarece comportamentul prietenos al turbinei cu peștii este de natură complexă și nu poate fi bazat doar pe rezultate analitice.

Hidroenergia a fost utilizată de mai bine de 100 de ani ca sursă de energie în țările Est Europene (Cehia, România, Polonia, Turcia, Bulgaria, Slovenia și Slovacia) fiind considerată principala sursă de energie regenerabilă utilizată (Punys and Pelikan, 2007), acest fapt fiind susținut și de ponderea utilizării de 20% - 30% din totalul consumului energetic național la nivelul anului 2023. Promovarea energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie reprezintă un obiectiv major pentru România în contextul tranziției către energia verde. Conform strategiei energetice naționale, România și-a stabilit ca obiectiv pentru anul 2030 atingerea unei ponderi a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie de 44,9%, față de obiectivul precedent care prevedea o pondere de 44,1% pentru anul 2020, iar acest nou obiectiv ia în considerare și particularitățile naționale în ceea ce privește condițiile fizico-geografice. România s-a angajat să contribuie la procesul de decarbonizare al UE28, având în vedere prognozele care indică faptul că la nivelul anului 2030 ponderea totală a emisiilor de gaze cu efect de seră în economia națională va fi diminuată cu aproximativ 50% față de anul de referință 1990. În ceea ce privește schimbările climatice care vor influența producția de energie regenerabilă la nivelul României, rezultatele modelelor climatice analizate pentru intervalul 2021-2050, în cel mai pesimist scenariu, au semnalat o creștere medie a temperaturii lunare pentru luna august cu mai mult de

3°C și o diminuare a cantității medii lunare de precipitații în cursul lunilor de vară (Bojariu R. *et al.*, 2021).

1.2.2. Metode de evaluare a potențialului hidroenergetic în vederea stabilirii locației pentru mini/micro hidrocentrale

Încercările de evaluare a potențialului hidroenergetic au o istorie lungă primele abordări/metode s-au bazat pe tehnici cartografice (hărți topografice) și izolinii ale datelor de scurgere de la stațiile hidrometrice. Problema distribuției neuniforme a stațiilor hidrometrice și respectiv a datelor insuficiente privind debitele a reprezentat o limitare care s-a încercat a fi soluționată prin realizarea unor studii empirice privind relația de bază dintre scurgerea anuală, precipitații și temperatură (Schröder, 2018), iar în acest sens, au fost dezvoltate modele de ecuații de bilanț al apei. Progresele în înțelegerea sistematică a resursei de apă și a tehnologiei informatice au permis dezvoltarea unor modele de regresie regională pentru a se obține informații privind regimul de scurgere pentru areale mai mari (Vogel, Bell and Fennessey, 1997; Schröder, 2018). Cercetările ulterioare elaborate de Castellarian și colab. (2004) s-au concentrat pe regionalizarea modelelor scurgerii în bazinele hidrografice nemonitorizate estimarea curbei de durată a debitului, parametru important pentru evaluarea potențialului hidroenergetic (Castellarin *et al.*, 2004).

De asemenea, analiza distribuției spațiale a precipitațiilor care a devenit mai complexă odată cu creșterea suprafeței arealelor studiate și a domeniului de variație a altitudinii, a făcut obiectul unor cercetări ample. În acest sens au fost utilizate două abordări; prima se referă la considerarea mai multor relații regionale precipitații/altitudine pentru a genera hărți detaliate ale precipitațiilor (Schröder, 2018), a doua abordare se bazează pe modele de regresie regională pentru a prognoza distribuția spațială a precipitațiilor pe areale cu stații hidrometrice distribuite neuniform sau cu o densitate mică a stațiilor hidrometrice (Clark and Slater, 2006). În situația datelor insuficiente de debit, metodele de interpolare au fost aplicate de *Sauquet și colab. (2006)* pentru estimarea distribuției spațiale a debitului (Sauquet, 2006). Odată cu apariția tehnologiei de teledetecție și a capacității de procesare computerizate, analiza spațială bazată pe GIS a devenit un instrument de bază pentru evaluarea potențialului hidroenergetic la scară largă. Utilizarea datelor geografice obținute cu ajutorul teledetecției, cum ar fi modelul digital al terenului, au transformat GIS într-un instrument extrem de util pentru realizarea modelelor hidrogeografice (Schröder, 2018).

De-a lungul timpului, evaluarea potențialului hidroelectric a fost realizată la diferite scări spațiale regionale, continentală și chiar la scară globală (Carapellucci, Giordano and Pierguidi, 2015; Korkovelos *et al.*, 2018). Carapellucci și colab. (2015) au realizat o evaluare a potențialului hidroelectric la nivel regional pentru Regiunea Abruzzo din Italia considerând în analiză 87 sectoare de râu din cadrul a 8 bazine hidrografice. Astfel, pentru această regiune a Italiei a fost identificat un potențial rezidual de 146,1 MW care poate fi amenajat prin construcția de microhidrocentrale. Electricitatea generată ar putea crește producția actuală de energie hidroelectrică a Regiunii Abruzzo (1756,4 GWh) cu aproximativ 40% (Carapellucci, Giordano and Pierguidi, 2015). O evaluare a potențialului hidroelectric la scara continentală a fost realizată de Korkovelos și colab. (2018) considerând 44 de țări din cadrul continentului Africa acoperind o suprafață de 26,5 mil. Km². Au fost identificate 5383 de locații potențiale pentru amenajarea de microhidrocentrale cu puteri instalate cuprinse între 1 și 10 MW însumând un potențial tehnic amenajabil de 21800 MW. Cel mai mare potențial amenajabil a fost identificat pentru Republica Democratică Congo și Sudan, reprezentând aproximativ 33% din potențialul tehnic amenajabil total identificat (Korkovelos *et al.*, 2018). Rezultatele obținute au înregistrat diferențe majore atât ca urmare a unor abordări diferite, cât și a parametrilor considerați sau a calității a datelor.

Pokhrel și colab. (2008) au realizat o evaluare a potențialului hidroenergetic teoretic la scara globală utilizând date cartografice pentru calcule. Pentru obținerea debitelor, au fost utilizate datele obținute cu ajutorul modelului de scurgere GSWP2-B0, iar valorile altitudinilor medii au fost extrase din modelul digital al terenului HYDRO1k. Modelul digital la nivel de țară și datele pentru

principalele bazine hidrografice au fost importate din datele pregătite pentru versiunea cu rezoluția de 0,5 grade a rețelei hidrografice TRIP. Rezultatele obținute au indicat un potențial teoretic global de aproximativ 58000 TWh/an (Nath Pokhrel et al., 2008).

Evaluarea potențialului hidroenergetic la nivelul SUA s-a realizat în cadrul unui studiu elaborat de către Laboratorul Național de Inginerie și Mediu din Idaho din cadrul Departamentului de Energie, în anul 2004 (Hall et al., 2004). A fost utilizat U.S. Geological Survey's Elevation Derivatives for National Applications (EDNA) atât pentru identificarea rețelei hidrografice cât și pentru informațiile de altitudine. Debitele medii anuale au fost calculate de EDNA la nivel de sectoare de râu și pentru datele climatice s-au utilizat ecuații de regresie regională. Astfel, s-a obținut potențialul hidroenergetic mediu anual total la nivel național bazat pe potențialul hidroenergetic determinat la nivel de sector de curs (sectorul râu dintre două confluențe). Ulterior, au fost excluse din analiza sectoarele de râu localizate în cadrul ariilor naturale protejate. Acest studiu a condus la o estimare a potențialului hidroenergetic al Statele Unite de aproximativ 300000 MW, corespunzând unei producții anuale de energie de 2680000 GWh. Într-un studiu ulterior realizat în anul 2006 tot de către Departamentul de Energie al SUA (Hall et al., 2006), sectoarele de râu identificate au fost evaluate din punct de vedere al fezabilității tehnice, luând în considerare accesul la rețeaua electrică și aspectele de mediu. Rezultatele obținute de Hall și colab. (2006) au indicat că din cei aproximativ 300000 MW din potențialul hidroenergetic total de putere brută, doar aproximativ 10% a fost dezvoltat la nivelul anului 2006. De asemenea, un potențial hidroenergetic brut de aproximativ 100000 MW ar putea fi fezabil pentru a fi dezvoltat și ar corespunde unui număr de aproximativ 130000 de proiecte de hidrocentrale de mică putere.

Metoda GIS a fost utilizată în Africa de Sud pentru evaluarea potențialului hidroenergetic (atât micro-potențialul, pentru centrale hidroelectrice cu o putere instalată <100 kW, cât și a potențialului hidroenergetic cu puteri instalabile >100kW obligatoriu de conectat la rețeaua națională) (Ballance et al., 2000). Au fost utilizate date de debite lunare simulate pentru o serie de timp de 72 de ani, iar debitul mediu anual a fost raportat la 1 km² de bazin hidrografic în vederea obținerii coeficientului de scurgere. Acesta reprezintă un parametru esențial pentru calculul puterii instalabile pe sectorul de râu analizat (Schröder, 2018). S-a remarcat că datele hidrologice utilizate nu au avut acuratețea necesară și nu au permis identificarea influenței scurgerii minime pe cursul de apă astfel încât să poată fi transpuse pe harta potențialului hidroenergetic amenajabil.

În Austria, de-a lungul timpului au fost realizate mai multe studii care au avut ca scop evaluarea potențialului hidroenergetic. Un studiu realizat în anul 2018 (Pöyry Energy GmbH, 2018) acoperă întreaga țară, cu excepția zonei aferente bazinului hidrografic Vltava. Astfel, potențialul liniar al tuturor râurilor principale din Austria și al afluenților acestora cu debite mai mari de 1 m³/s în zona de confluență a fost calculat pe baza datelor de debit aferente unei rețele de stații hidrometrice relativ densă. În cadrul altor cercetări recente care au vizat evaluarea potențialului hidroenergetic în vederea amenajării microhidrocentralelor în Austria, a fost propusă abordarea în cadrul căreia microhidrocentralele care urmează a fi construite să poată fi evaluate și comparate pe baza evaluărilor impactului acestora asupra mediului sau a evaluării impactului social, utilizând o analiză multicriterială sau pe baza efectuării unei analize cost-beneficiu (Seliger et al., 2016).

Schröder (2018) a arătat că în Filipine, evaluarea potențialului hidroenergetic de mică putere, pentru microhidrocentrale cu o putere instalată mai mică de 100 kW, a făcut obiectul unui studiu efectuat de Laboratorul Național pentru Energie Regenerabilă în anul 2000, bazat pe tehnologia GIS. Metodologia utilizată s-a bazat pe date de teledetecție pentru datele de teren, hărți topografice pentru rețeaua hidrografică, date privind debitele la stațiile hidrometrice, precum și date privind precipitațiile medii anuale. Pentru situațiile în care debitele nu au putut fi determinate pe baza măsurătorilor, s-a utilizat un model care utilizează un coeficient de scurgere empiric, specific bazinului hidrografic. Potențialul hidroenergetic amenajabil s-a calculat ulterior ținând cont de diferența de altitudine dintre cota unei celule a modelului digital al terenului (DTM) care conține un debit la punctul de închidere din aval al bazinului hidrografic și al celulelor modelului digital al

terenului (DTM) învecinate din amonte. Rezoluția grosieră a DTM-ului cu dimensiunea celulei de 900 m a oferit mai mult o imagine de ansamblu asupra distribuției spațiale a potențialului hidroenergetic decât identificarea unor locații potențiale de microhidrocentrale (Schröder, 2018).

Studiile realizate în Rusia privind evaluarea potențialului hidroenergetic au avut loc în perioada 1940-1980, iar în acele vremuri, astfel de cercetări au fost efectuate fără a utiliza tehnologie informatică și satelitară, astfel durata evaluării a fost îndelungată și a necesitat resurse financiare semnificative. De menționat este și faptul ca evaluarea potențialului hidroenergetic a fost efectuată doar în ceea ce privește potențialul hidroenergetic al râurilor mari și medii. Evaluarea potențialului hidroenergetic al râurilor mici nu a fost efectuată, iar acest potențial a fost estimat de către Badenko și colab. (2016) doar pe baza utilizării unei metode statistice (Badenko *et al.*, 2016).

În prezent, implementarea tehnologiilor și a produselor software în diferite domenii științifice, bazate inclusiv pe sistemele informatice geografice (GIS), contribuie semnificativ la dezvoltarea unor metodologii utilizate pentru automatizarea proceselor pentru evaluarea potențialului hidroenergetic și permit efectuarea unor analize inclusiv la nivelul râurilor mici.

Deși Moran și colaboratorii au arătat că producerea de hidroenergie poate contribui la dezvoltarea durabilă locală și constituie în același timp o oportunitate pentru zonele izolate (Moran *et al.*, 2018), în cadrul Planului de Management al Districtului Internațional al Fluviului Dunărea (2021), captarea apei în scopul producerii de energie a fost identificată ca fiind una dintre principalele activități care conduce la modificări fizice (alterări hidro-morfologice) ale cursurilor de apă prin diminuarea debitului de apă pe sectoare de râu și întreruperea conectivității longitudinale (Danube River Management Plan, 2021). Hayes și colab. (2018) și Walega și colab. (2022) au demonstrat ca regimul de curgere reprezintă un factor major care susține ecologia cursului de apă și conexiunea cu zona inundabilă (Hayes *et al.*, 2018; Walega *et al.*, 2022). Debitul determină în mare măsură morfodinamica albiei cursului de apă prin analiza unor parametri precum lățimea albiei, adâncimea albiei, viteza de scurgere a apei și diametrul mediu al particulelor ce alcătuiesc patul albiei (Bunn and Arthington, 2002).

Primele preocupări privind cantitatea de apă care ar trebui asigurată în aval de marile lacuri de acumulare cu rol hidroenergetic s-au manifestat încă din anii 1940 în SUA, iar studiile de cercetare s-au concentrat pe analiza legăturii dintre creșterea și reproducerea peștilor și debitul râului, conducând la apariția conceptului de „debit minim”. În multe țări, acest subiect a fost abordat mai târziu, astfel pentru Australia, Anglia, Noua Zeelandă și Africa de Sud în anii 80, pentru Brazilia, Republica Cehă, Japonia și Portugalia în anii 90. În estul Europei și America Latină, Africa și Asia preocupările au apărut începând cu anul 2000 (Tharme, 2003). Ulterior s-a dovedit a fi un concept inadecvat, deoarece structura și funcțiile ecosistemelor acvatice sunt influențate de variabilitatea temporală a debitelor (LeRoy Poff *et al.*, 1997; Lytle and Poff, 2004). După mulți ani de cercetare, conceptul debitului necesar a fi asigurat în albia râului, s-a modificat din punct de vedere a terminologiei și definirii, iar în prezent termenii utilizați pe scară largă sunt "debit pentru mediu" (environmental flow) sau „debit ecologic” (ecological flow). De asemenea, de-alungul timpului au fost elaborate mai multe metode pentru determinarea debitului de protecție a ecosistemului acvatic, metode revizuite și îmbunătățite continuu (Tharme, 2003).

Astfel, ca urmare a cerințelor Directivei Cadru Apă (2000/60/CE) cu privire la stabilirea unui regim de curgere care să reprezinte suport pentru atingerea obiectivelor de mediu ale corpurilor de apă râuri (numit „debit ecologic” – „ecological flow”), elaborarea unor metode de calcul a debitului ecologic a devenit prioritară la nivel european. Tharme și Smakhtin (2003) au grupat metodele elaborate de-alungul timpului în patru categorii: metode statistice/hidrologice (de exemplu metoda „Tennant” sau metoda „Montana”, metoda Tessman), metode hidraulice (de exemplu metoda „Perimetrului Udat”), metode bazate pe simularea habitatului (de exemplu Indicele de calitate a Habitatului - HQI - Habitat Quality Index, metoda de simulare a habitatului fizic - PHABSIM - Physical habitat simulation system) și metode holistice (de exemplu Building Blocks Methodology - BBM). Ținând cont de importanța regimului de curgere pentru ecologia

cursului de apă, considerarea debitelor ecologice în dezvoltarea proiectelor hidroenergetice a devenit necesitate (Hughes, 2001; Tennant, 1976; Kuriqi et al., 2019).

Cercetările recente privind evaluarea potențialului hidroenergetic rezidual al unui curs de apă, au condus la elaborarea de instrumente informatice (software) care consideră și valoarea debitului ecologic. De exemplu, programul informatic VAPIDRO-ASTE a fost dezvoltat și aplicat în cadrul proiectului european *SEE HYDROPOWER - Project, targeted to improve water resource management for a growing renewable energy production* (Peviani et al., 2010) și a fost folosit în mai multe țări europene. Metoda de evaluare a potențialului hidroenergetic utilizează tehnologia GIS la considerarea condițiilor fizico-geografice ale bazinului hidrografic analizat, caracteristici hidrologice ale cursului de apă și include în analiză și o valoare a debitului ecologic (Palomino et al., 2013).

De asemenea, aspecte de mediu au fost considerate și la utilizarea unor tipuri de turbine mai prietenoase cu mediul sau îmbunătățite din punct de vedere ecologic, cum ar fi „ecological turbines”/”fish-friendly turbines” (Kougias et al., 2019; Quaranta et al., 2021), care pot reduce mortalitatea peștilor ajunși în mod accidental în turbină. Prin creșterea diametrului și a grosimii paletelor, reducerea spațiului dintre turbină și carcasa acesteia și reducerea vitezei de rotație în turbinele eco-friendly se poate ajunge la creșterea ratei de supraviețuire a peștilor cu până la 97% (Quaranta et al., 2021). Astfel de modificări tehnice aduse turbinelor convenționale au permis diversificarea. De exemplu, turbina de tip Alden utilizabilă pentru o cădere de aproximativ 25 m poate atinge randamente maxime de 93,6% (Quaranta et al., 2021). Turbine de tip „șurubul lui Arhimede” pentru căderi mai mici de 10 m au fost testate în Europa cu rezultate bune din punct de vedere al afectării peștilor, 98-99% dintre exemplarele de pești nefiind afectate la traversarea acestui tip de turbină (YoosefDoost and Lubitz, 2020; Erinofardi et al., 2022). Totodată, turbinele eco-friendly pot aduce mai multe beneficii din punct de vedere economic (Quaranta et al., 2020), iar cercetările recente au relevat că a crescut interesul investitorilor pentru dezvoltarea turbinei de tip șurubul lui Arhimede. Soluția tehnică reprezintă o metodă durabilă de producere a energiei electrice din punct de vedere al mediului, cu randamente ce pot fi și de 80% (Edirisinghe et al., 2021).

Un alt aspect de mediu în domeniul hidroenergetic se referă la asigurarea continuității râului (conectivității longitudinale), astfel încât să asigure deplasarea faunei piscicole. Soluțiile tehnice sunt în primul rând cele asemănătoare cu cele naturale (canalele by-pass și rampele), apoi structurile construite pe considerente tehnice și având un aspect care a atras denumirea de scări pentru pești (Moldoveanu A and Popescu D, 2022). Structurile de trecere a peștilor pot reprezenta în același timp și o cale de asigurare a debitului ecologic, dacă la proiectarea acestor scări pentru pești se asigură condiții optime (adâncime, viteza) pentru speciile de pești dominante ale cursului de apă.

Având în vedere aspectele menționate la acest capitol cu privire la abordările/metodologiile identificate, limitările acestora, datele utilizate precum și aspectele de mediu considerate, evaluarea posibilității de amenajare a unor noi microhidrocentrale (MHC) devine un subiect complex de analiză și cercetare care necesită un nivel ridicat de experiență și expertiză. Toate aceste aspecte prezentate sunt importante și reprezintă în continuare priorități de cercetare menite să susțină și să fundamenteze științific dezvoltarea unor metodologii de evaluare a potențialului hidroenergetic bazate pe instrumente informatice (software) pentru o abordare modernă și eficientă.

CAPITOLUL 2. PROGRAME INFORMATICE (SOFTWARE) UTILIZABILE PENTRU EVALUAREA POTENȚIALULUI HIDROENERGETIC SI IDENTIFICAREA AMPLASAMENTULUI OPTIM AL MICROHIDROCENTRALELOR

În prezent, există mai multe tipuri de programe informatice (software), care sunt utilizate pentru o evaluare preliminară a potențialului hidroenergetic al unui sector de râu sau pentru evaluarea grosieră a costurilor potențiale de implementare a unei investiții de tip

microhidrocentrală. Dintre programele existente se remarcă: VAPIDRO-ASTE, SMART MINI-IDRO, RetScreen, IMP. În continuare, se prezintă programul informatic VAPIDRO-ASTE care a fost utilizat la efectuarea simulărilor numerice de evaluare a potențialului hidroenergetic în cadrul studiilor de caz și respectiv instrumentul informatic SMART MINI-IDRO care a fost utilizat împreună cu programul informatic VAPIDRO-ASTE pentru anumite studii de caz. Totodată, este prezentată și metodologia de determinare a debitelor ecologice aval de lucrările de barare, care a fost utilizată de asemenea în cadrul unor studii de caz și care în prezent este reglementată de H.G. nr.148/2020.

2.1. Programul informatic VAPIDRO – ASTE pentru evaluarea potențialului hidroenergetic al râurilor

Programul informatic VAPIDRO-ASTE a fost elaborat de o echipă de cercetători de la Institutul RSE Italia și diseminat în cadrul proiectului european SEE HYDROPOWER (2009 – 2012), în cadrul căruia Administrația Națională "Apele Romane" a fost partener de proiect. VAPIDRO-ASTE este un program informatic pentru evaluarea potențialului hidroenergetic al unui sector de râu și identificarea locațiilor potențiale pentru construcția de noi microhidrocentrale. Programul informatic are la bază o interfață grafică ușor de utilizat (interfața ArcGIS) pentru introducerea datelor de intrare și pentru proiecția grafică a rezultatelor. Programul este capabil să evalueze potențialul hidroenergetic al unui sector de râu și să identifice cele mai bune locații pentru prizele de apă și pentru amplasarea de noi microhidrocentrale viabile din punct de vedere tehnico-economic. Astfel, se reduce semnificativ durata de calcul pentru evaluarea potențialului hidroenergetic al unui râu sau sector de râu în comparație cu abordarea clasică a problemei.

Principalele date de intrare necesare pentru simularea numerică cu programul informatic VAPIDRO-ASTE sunt următoarele: modelul digital al terenului (MDT), date hidrologice (debite medii multianuale, debite ale folosințelor de apă – captări și restituții, debit ecologic), date tehnice cu privire la tipul de turbină și echipamentele electrice (randamente turbine și generator, coeficienți de pierdere de sarcină, coeficient de multiplicare la bazinul de încărcare, etc.), date economice (prețul energiei, costul uvrajelor, costuri centrală și echipamente, prețul de tranzacționare al certificatelor verzi și durata de acordare a acestora etc.).

Programul VAPIDRO-ASTE utilizează formule matematice pentru evaluarea potențialului hidroenergetic tehnic amenajabil, precum și pentru evaluarea din punct de vedere economic al dezvoltării unei potențiale investiții în amenajarea de microhidrocentrale, iar la final se utilizează funcția de optimizare manuală/automată a instrumentului informatic pentru analiza cost-beneficiu în vederea identificării locațiilor optime ale centralelor hidroelectrice și ale prizelor de apă asociate.

2.2. Programul informatic SMART MINI-IDRO pentru selectarea tipului de turbină și pentru efectuarea analizei economice a investiției

Programul informatic SMART MINI-IDRO a fost conceput cu scopul efectuării rapide a unei analize a principalilor parametri ai unei microhidrocentrale și este în măsură să efectueze o analiză cost – beneficiu a unei potențiale investiții. Este un program informatic realizat în Microsoft Excel în care au fost implementate anumite funcții de Visual Basic și au fost activate comenzile pentru utilizarea MACROS.

Programul informatic SMART MINI-IDRO utilizează ca date de intrare: curba de durată a debitelor, căderea disponibilă, debitul ecologic. Pe baza acestor date se determină debitul disponibil în secțiunea de calcul identificată cu programul informatic VAPIDRO-ASTE. Pe baza debitului disponibil rezultat, precum și ale căderii disponibile (determinată cu programul informatic VAPIDRO-ASTE) se va identifica tipul optim al turbinei ce se pretează a fi instalată. Totodată, SMART MINI-IDRO permite introducerea unor date economice precum: acordarea de stimulente financiare pentru potențiala investiție (de exemplu: Certificate Verzi) și astfel poate realiza o analiză financiară pentru o potențială investiție de tip microhidrocentrală.

2.3. Metodologie de determinare a debitului ecologic. Bazele teoretice

Metoda României de determinare a debitului ecologic a fost aprobată prin *Hotărârea Nr. 148 din 20 februarie 2020 privind aprobarea modului de determinare și de calcul al debitului ecologic* publicată în Monitorul Oficial Nr. 156 din 26 februarie 2020. Determinarea debitului ecologic se bazează pe următoarele principii:

- debitul ecologic trebuie să asigure o gamă completă de variabilitate naturală în regimul hidrologic pentru a proteja ecosistemul acvatic;
- debitul ecologic trebuie să fie dinamic, să fie variabil în timp și spațiu, să aibă valori multiple ("ecohidrograf");
- debitul ecologic trebuie să reprezinte suport pentru atingerea și menținerea obiectivelor de mediu ale corpurilor de apă;
- debitul ecologic trebuie să susțină cerințele ecologice de apă ale comunităților/habitatelor și speciilor din zonele protejate;
- debitele ecologice trebuie să poată asigura habitate pentru fauna piscicolă, integrând nevoile celorlalte categorii de organisme acvatice (nevertebrate bentonice, fitobentos, fitoplancton și macrofite acvatice);
- la determinarea debitului ecologic se vor considera datele într-o secțiune de calcul aval de lucrările de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă, din ultimii 30 de ani în regim natural, debitul ecologic urmând a se asigura în respectiva secțiune.

Debitului ecologic (Q_{eco}) se calculează pentru fiecare lună a anului în funcție de debitul mediu lunar multianual (Q_j^{mlm}) al lunii curente din secțiunea de calcul, cu următoarele formule:

$$Q_j^{mlm} \leq Q_{mma} \Rightarrow Q_{eco,j} = \beta_1 * Q_j^{mlm}$$

unde coeficientul $\beta_1 = 0,25-0,35$ pentru tipologiile de râu din zonele de munte și deal, respectiv $\beta_1 = 0,20-0,30$ pentru tipologiile de râu din zona de câmpie.

$$Q_j^{mlm} > Q_{mma} \Rightarrow Q_{eco,j} = \beta_2 * Q_j^{mlm}$$

unde coeficientul $\beta_2 = 0,25-0,35$ pentru tipologiile de râu din zonele de munte și deal și respectiv $\beta_2 = 0,25-0,30$ pentru tipologiile de râu din zona de câmpie.

Tipologiile de munte, deal și câmpie sunt definite conform *Planului național de management în vigoare aferent porțiunii din bazinul hidrografic internațional al fluviului Dunărea care este cuprinsă în teritoriul României*, iar β_1 și β_2 sunt coeficienți specifici acestor tipologii de râu.

2.4. Software HOMER pentru sisteme producție/consum de tip microgrid. Prezentare

HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables) este un software care pe baza caracteristicilor tehnico-economice ale echipamentele componente, date climatice precum și alte date referitoare la resursele de energie disponibile (de exemplu: radiația solară, viteza vântului, debitul râului), simulează multiple arhitecturi de micro-grid bazate pe resurse regenerabile, selectează pe cele care corespund din punct de vedere tehnic și ierarhizează soluțiile pe criterii economice. În plus, poate efectua și analiză de sensibilitate la modificări ale parametrilor de intrare. Este un instrument complex ce include algoritmi de optimizare, astfel încât poate lua decizii privind numărul de echipamente necesare din fiecare categorie (panouri solare, baterii, etc) sau modul de operare (de exemplu a generatorului cu funcție de back-up).

Prezentarea soluțiilor conține numeroase informații: tehnice (energia produsă, energia consumată, energia vândută/cumpărată din sistem, energie stocată în baterii), economice (investițiile de capital, cheltuielile cu mentenanța, fluxul total de numerar pentru perioada analizată, valoarea actualizată netă a fluxului de numerar, perioada de recuperare a investiției, randamentul investiției, rata internă a rentabilității) și de mediu calculate în kg de emisii poluante pe an pentru diverse substanțe (CO₂, CO, SO₂, NO_x, etc).

CAPITOLUL 3. CONTRIBUȚII PRIVIND METODELE DE EVALUARE A POTENȚIALULUI HIDROENERGETIC ȘI IDENTIFICAREA LOCAȚIEI OPTIME PENTRU MINI-HIDROCENTRALE

3.1. Contribuții privind elaborarea unei metodologii de studiu a potențialului hidroenergetic bazată pe VAPIDRO-ASTE și SMART MINI-IDRO

În vederea evaluării potențialului hidroenergetic prin simulări numerice se propune o metodologie de lucru bazată pe utilizarea combinată a celor două programe informatice VAPIDRO-ASTE și SMART MINI-IDRO prezentate în detaliu la Capitolul 2, care ține cont și de componenta de mediu respectiv debitul ecologic.

Metodologia de lucru consta în 5 pași (figura 3.1) care se descriu în continuare:

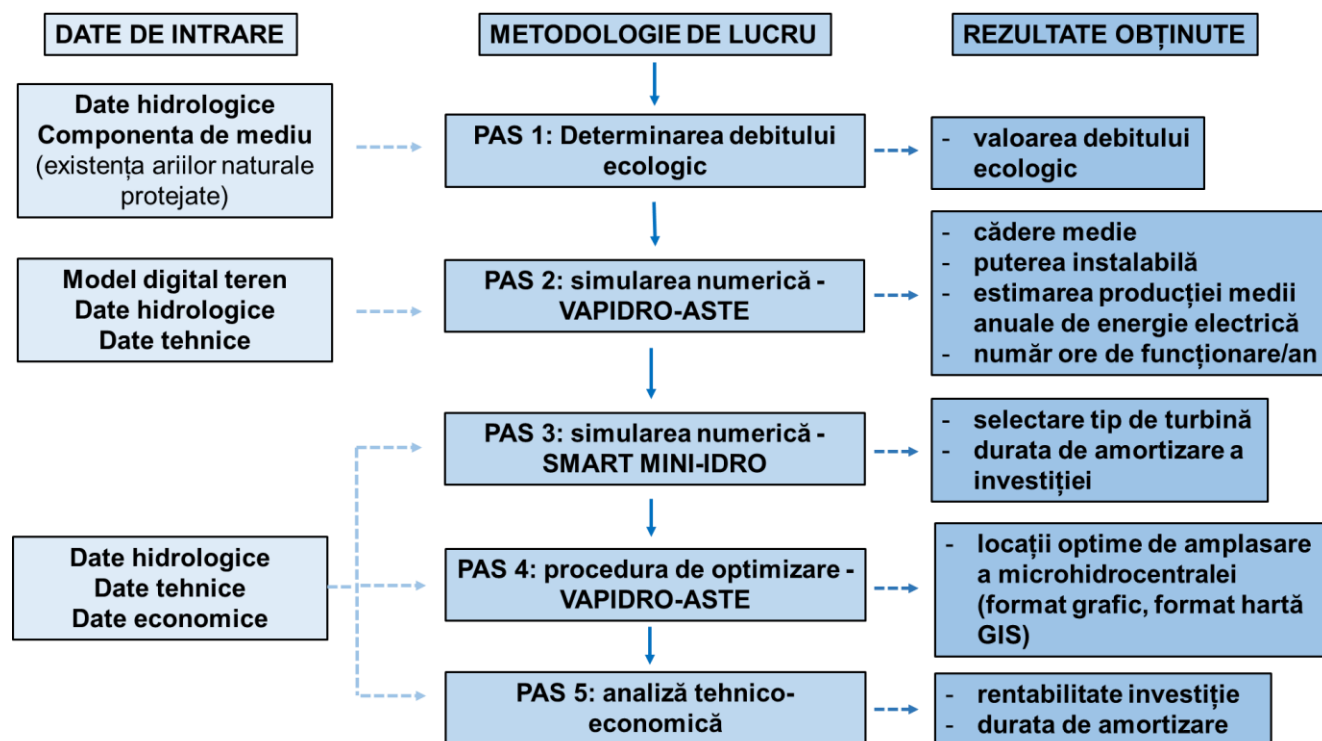


Figura 3.1. Reprezentare schematică a metodologiei de lucru

Pasul 1: Determinarea debitului ecologic conform metodei de calcul aprobate prin HG 148/2020 și înlocuirea modului de calcul al debitului ecologic, implementat în cadrul programelor informatice VAPIDRO-ASTE și SMART MINI-IDRO.

Pasul 2: este simularea numerică efectuată cu programul informatic VAPIDRO-ASTE pentru determinare următorilor parametri: căderea medie a sectorului de râu analizat, puterea instalabilă și estimarea producției medii anuale de energie electrică.

Pasul 3: constă în utilizarea programul informatic SMART MINI-IDRO, pentru identificarea tipului de turbină recomandat a fi utilizat într-o microhidrocentrala (MHC) adecvată caracteristicilor hidrologice rezultate în urma parcurgerii pasului 2.

Pasul 4: este aplicarea unei proceduri de optimizare pentru identificarea locațiilor optime de amplasare a microhidrocentralei și a prizei de apă aferente acestuia, cu rezultate transpuse atât în forma grafică, cât și în format hartă GIS (Geographical Information System).

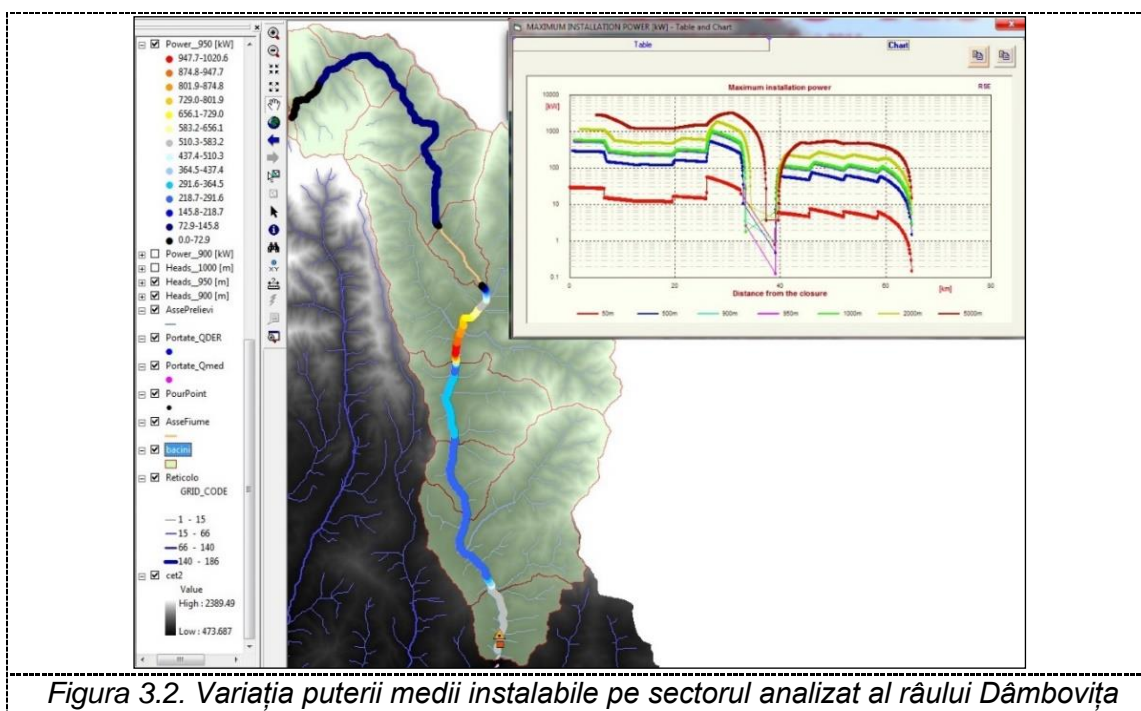
Pasul 5: adaugă la datele hidrologice ca date de intrare și date economice, și se efectuează o analiză tehnico-economică din punct de vedere al rentabilității microhidrocentralelor și a perioadei de amortizare a investiției.

În vederea evaluării potențialului hidroenergetic și identificării celei mai bune locații pentru diverse clase de putere instalată (centrală hidroelectrică de putere mică 1 - 10 MW, mini-

hidrocentrală 100 kW-1 MW, microhidrocentrală 10-100 kW), metodologia prezentată mai sus se aplică diferențiat pe studii de caz, în sensul că cei 5 pași se utilizează selectiv în funcție de scopul urmărit, rezultatele fiind prezentate în continuare.

3.2. Analiza comparativă a parametrilor unei mini-hidrocentrale aflate în operare în raport cu o centrală virtuală obținută ca rezultat al simulării numerice. Studiu de caz: Cetățeni 2, râul Dâmbovița

Pentru mini-hidrocentrala Cetățeni 2 (râul Dâmbovița) s-a realizat o analiză comparativă a parametrilor unei mini-hidrocentrale aflate în operare în raport cu o centrală virtuală obținută ca rezultat al parcurgerii pașilor 1, 2, 4 și 5. Provoacă acestui studiu de caz a constat în validarea rezultatelor obținute cu parametrii tehnici ai mini-hidrocentralei Cetățeni 2 aflate în operare utilizată ca date de intrare pentru efectuarea simulării numerice cu programul informatic VAPIDRO-ASTE. După determinarea datelor spațiale utilizând funcțiile GIS, au fost introduse în ferestrele de calcul ale programului informatic VAPIDRO-ASTE datele hidrologice, tehnice și economice și a fost efectuată o analiză cost-beneficiu.



Rezultatele prin simulare (figurile 3.2 – 3.3) au indicat o putere maximă instalabilă posibilă în intervalul $P=510,3...583,2$ kW, iar puterea instalată reală a mini-hidrocentralei Cetățeni este de 413 kW, corespunzătoare unei variații a căderii medii de la 7,2 m până la 9 m. În realitate, mini-hidrocentrala Cetățeni are căderea brută de 9,4 m și căderea netă de 7,3 m, așadar simularea concordă cu situația existentă pe teren. A rezultat o producție maximă posibilă de energie electrică cuprinsă între $E=2346,4$ MWh/an și $E=2681,6$ MWh/an, similară cu producția de energie a mini-hidrocentralei Cetățeni care în anul 2015 a fost de $E= 2587$ MWh.

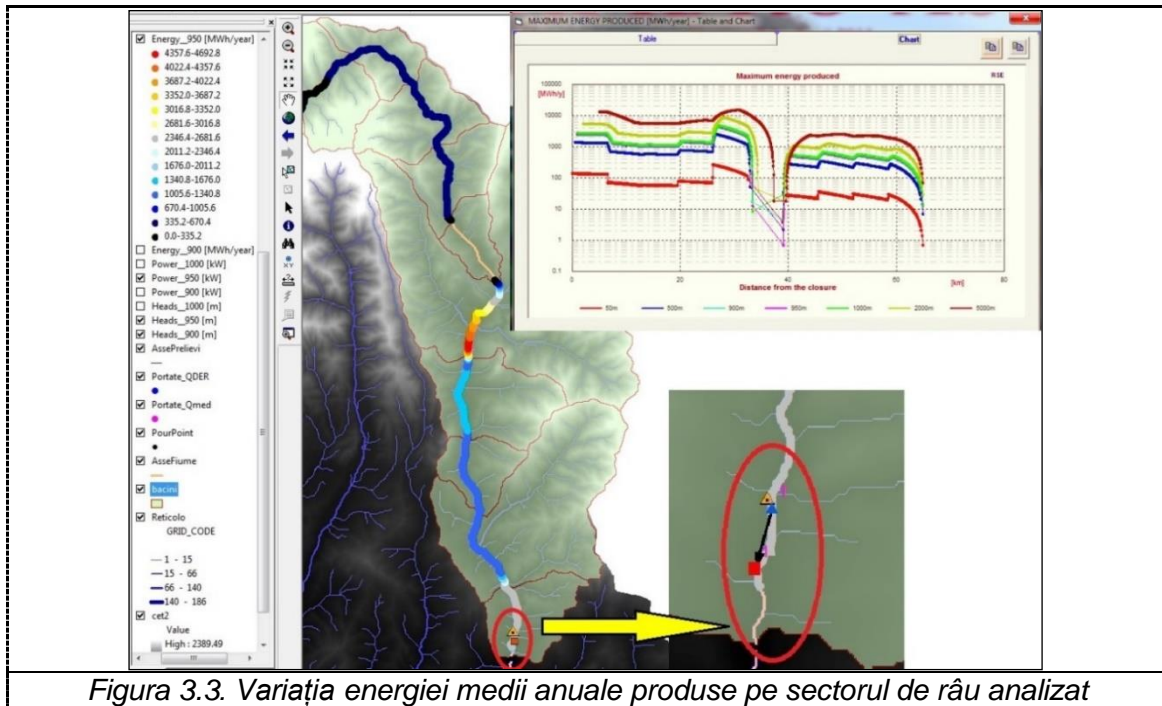


Figura 3.3. Variația energiei medii anuale produse pe sectorul de râu analizat

Prin urmare, rezultatele obținute prin simularea numerică cu programul informatic VAPIDRO-ASTE sunt în bună concordanță cu cele din studiul de proiect al centralei existente și cu cele obținute în anul 2015, în timpul funcționării mini-hidrocentralei Cetățeni 2. Concluzia este că metodologia bazată pe programul informatic VAPIDRO-ASTE este utilizabilă și pentru evaluarea unei amenajări hidroenergetice existente. Rezultatele aferente acestui studiu de caz au fost valorificate în cadrul unui articol științific și prezentate la Conferința Internațională SGEM – 2017 (Moldoveanu et al., 2017) și în perspectivă ar putea fi folosite în scopul stabilirii necesității și oportunității efectuării de investiții pentru re tehnologizare.

3.3. Contribuții privind identificarea celei mai bune locații de amplasare a unei mini-hidrocentrale de tip „run-off”. Studiu de caz – râul Bratia

Pentru studiu de caz - râul Bratia pentru care scopul a fost identificarea celei mai bune locații de amplasare a unei hidrocentrale de tip „run-off”, metodologia a fost aplicată integral în sensul ca toți cei 5 pași au fost aplicați succesiv. Rezultatele obținute privind parametrii cădere medie și putere instalabilă în funcție de debitul disponibil au permis identificarea locației precum și selectarea tipului de turbină, respectiv o turbină Pelton. Astfel, pentru râul Bratia zonele cu puteri instalabile ridicate au fost identificate în partea superioară a bazinului, iar locația optimă a prizei de apă a fost identificată la o distanță de 52,9 km amonte de stația hidrometrică Râușor Pod, iar cea a centralei electrice la 50,9 km (distanța dintre priza de apă și centrala hidroelectrică este de 2000 m), și corespund unei puteri instalabile de 989 kW (figurile 3.4 – 3.5).

Metoda descrisă și exemplificată pentru râul Bratia, reprezentând o combinație între simulare numerică efectuată cu programele informatice VAPIDRO-ASTE și cea efectuată cu SMART MINI-IDRO, alături de utilizarea metodei de determinare a debitului ecologic, reprezintă o abordare originală, cu rezultate bune, aplicabile studiilor de fezabilitate. Rezultatele aferente acestui studiu de caz au fost valorificate în cadrul unui articol științific și prezentate la Innovative Manufacturing Engineering and Energy Conference IMANEE 2019 (Moldoveanu and Popescu, 2019).

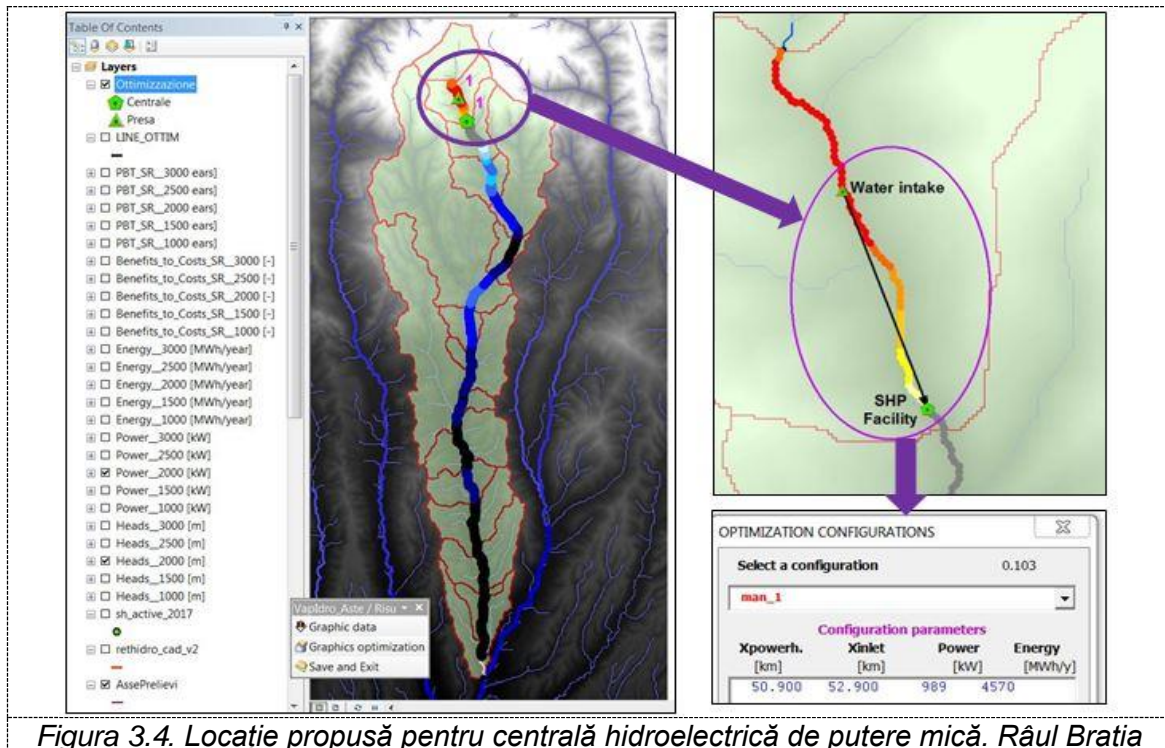


Figura 3.4. Locație propusă pentru centrală hidroelectrică de putere mică. Râul Bratia

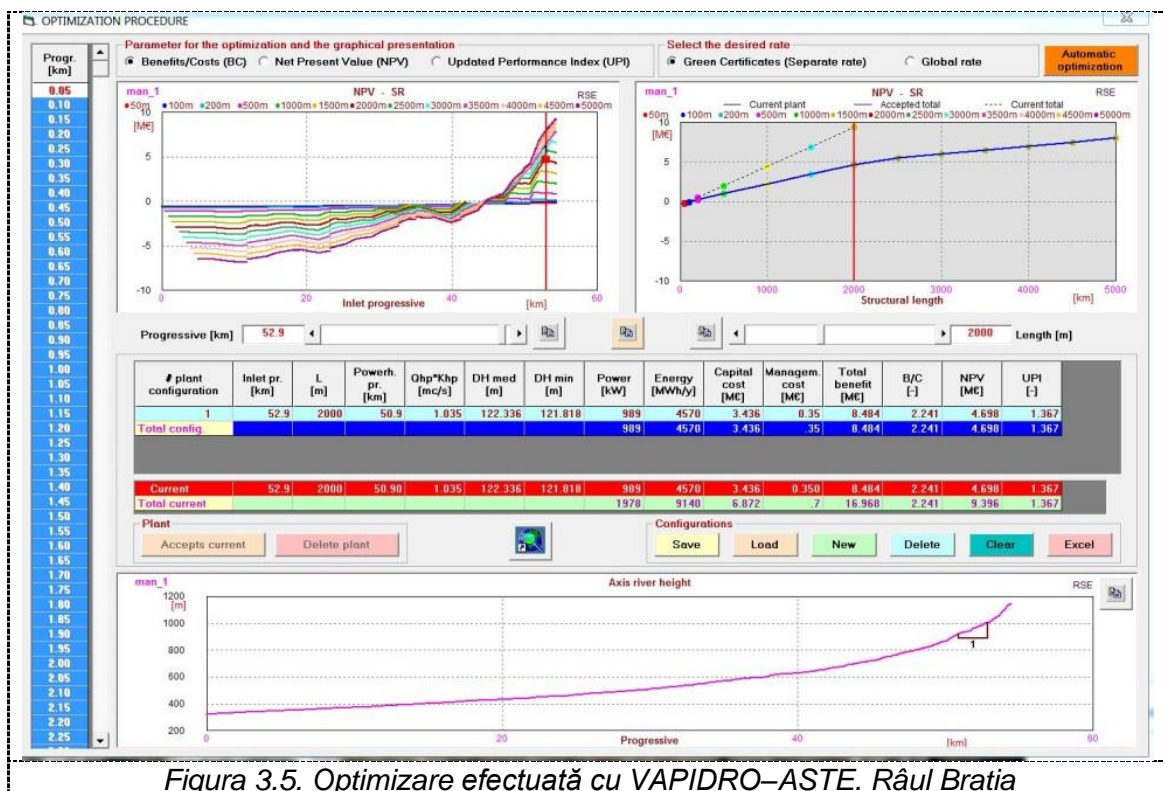


Figura 3.5. Optimizare efectuată cu VAPIDRO-ASTE. Râul Bratia

3.4. Contribuții privind identificarea locațiilor pentru o schemă de tip mini-hidrocentrale în cascadă. Studiu de caz - râul Șercaia

Pentru studiul de caz - râul Șercaia prin care s-a urmărit identificarea locațiilor pentru o schemă de tip mini-hidrocentrale în cascadă, s-au parcurs succesiv pașii 1, 2 și 3 durata de amortizare a investiției fiind determinată cu programul informatic SMART MINI-IDRO. Rezultatele obținute au indicat o schemă de 3 mini-hidrocentrale cu puteri instalabile (figura 3.6) de P=232 kW

În prima centrală din zona izvoarelor, P=241 kW la următoarea centrală localizată la 17,8 km în amonte de stația hidrometrică Șercaia și P=333 kW în cea de a treia centrală localizată la 8,9 km în amonte de stația hidrometrică susmenționată.

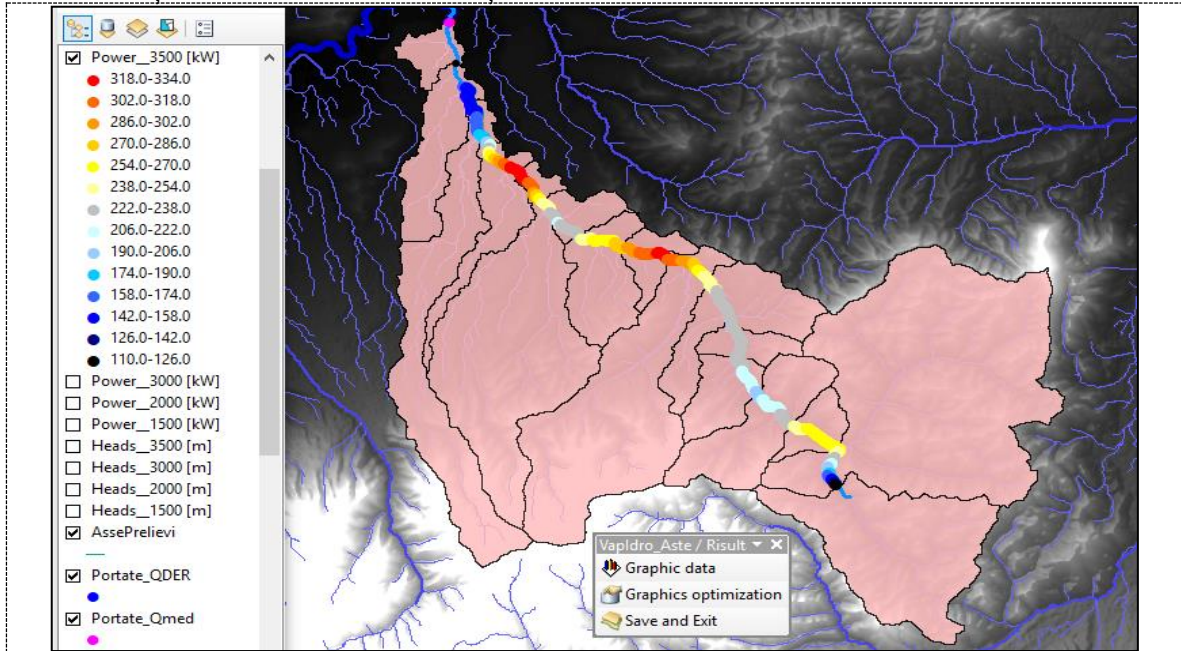


Figura 3.6. Variația puterii instalabile pe sectorul analizat al râului Șercaia

Producția medie de electricitate estimată la cele 3 mini-hidrocentrale variază de la 1070 MWh/an în prima centrală, până la 1536 MWh/an în cea de a treia centrală, corespunzătoare unei durate medii de funcționare de 4068 ore/an pentru fiecare dintre cele trei microhidrocentrale. Puterea totală dezvoltată de cele trei grupuri ale centralelor hidroelectrice este de 806 kW, iar energia medie estimată a fi produsă este de 3716 MWh/an (figurile 3.7-3.8).

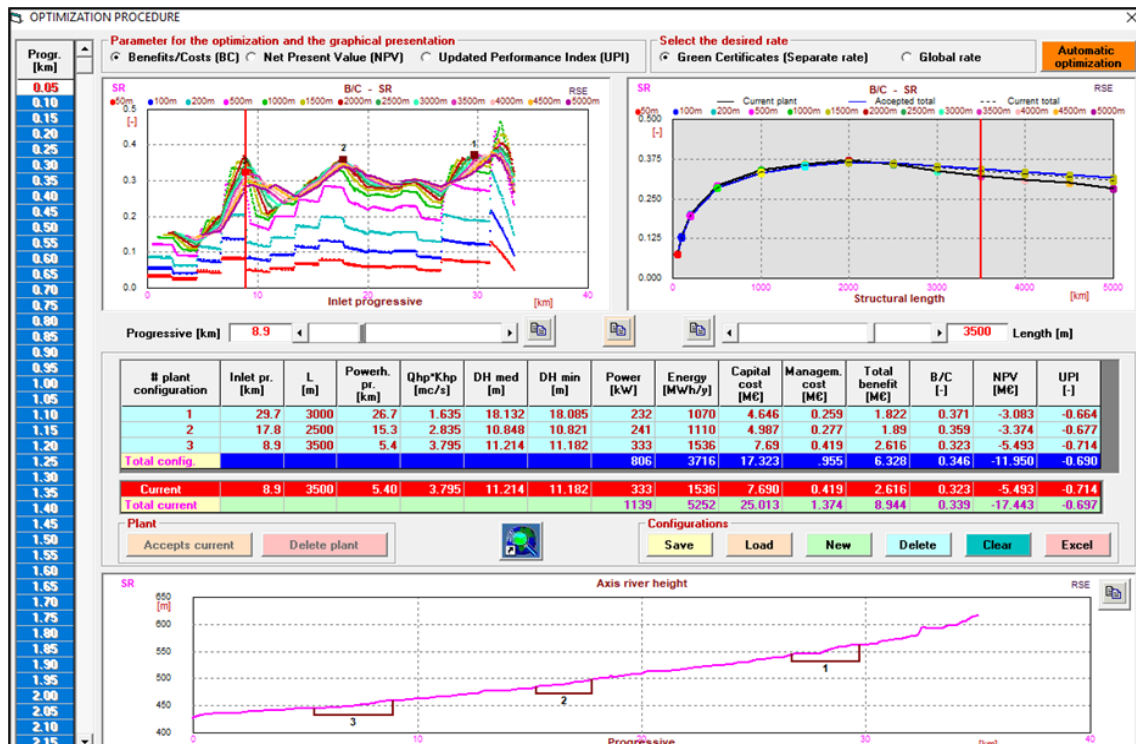


Figura 3.7. Optimizare cu VAPIDRO – ASTE. Râul Șercaia

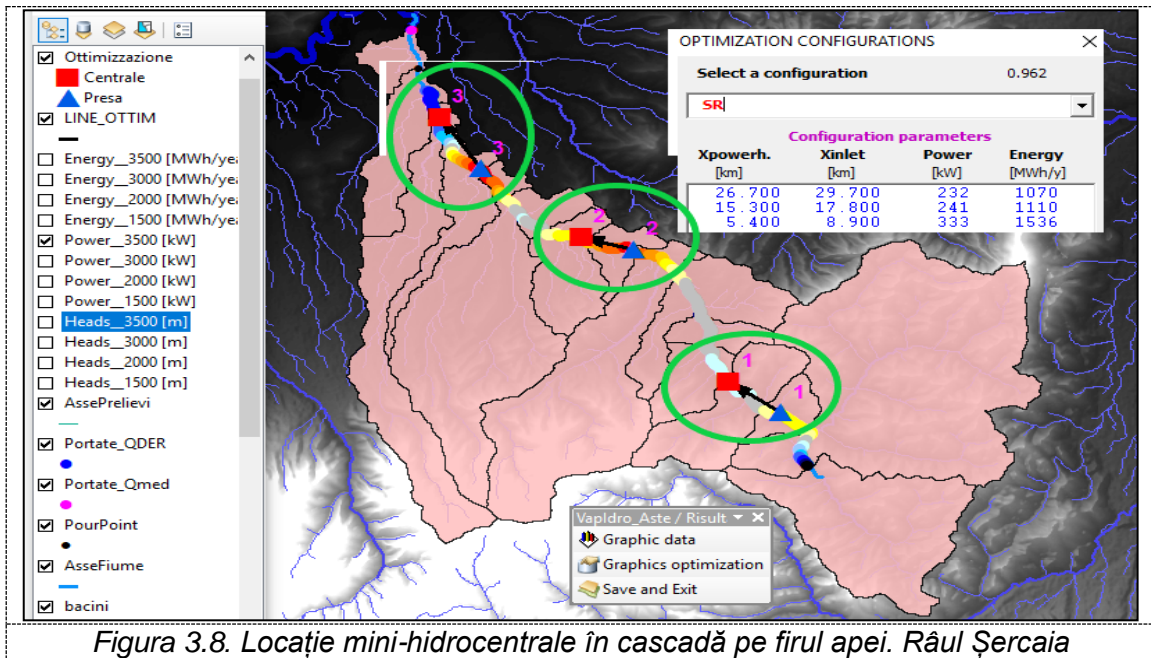


Figura 3.8. Locație mini-hidrocentrale în cascadă pe firul apei. Râul Șercaia

Analiza cost-beneficiu a indicat durate de amortizare diferite pentru aceeași investiție, respectiv 15 ani în ipoteza acordării a 2 certificate verzi pentru 1 MWh livrat în SEN (figura 3.9) și 32 ani în ipoteza fără acordare certificate verzi (în a doua ipoteză se depășește durata de funcționare a centralei de 30 ani) (figura 3.10).

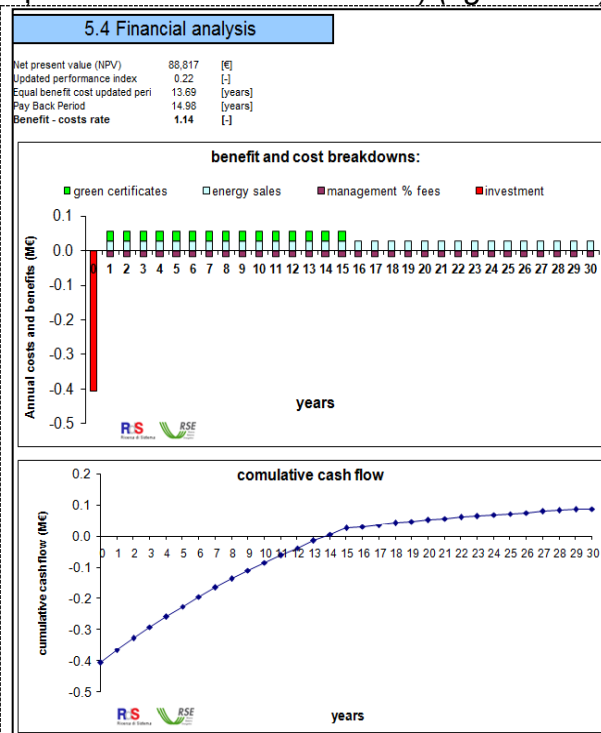


Figura 3.9. Analiza cost-beneficiu cu schema de suport (acordare CV)

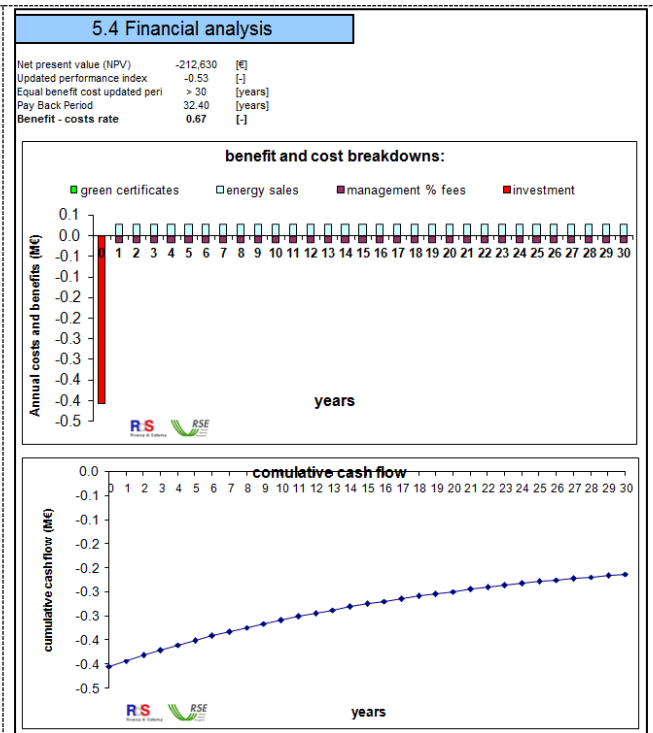


Figura 3.10. Analiza cost-beneficiu fără schema de suport (fără acordare CV)

Contribuțiile originale constau în utilizarea combinată a celor două programe informatice VAPIDRO – ASTE și SMART MINI-IDRO în vederea identificării locațiilor, a caracteristicilor tehnice și a duratei de amortizare pentru o schemă de tip mini-hidrocentrale în cascadă. Metodologia propusă poate fi aplicată și pentru elaborarea unui studiu de fezabilitate care are ca obiectiv fructificarea potențialului hidroenergetic pe mai multe sectoare ale unui râu (schemă de

amenajare în cascadă) într-o manieră optimizată utilizând facilitățile programelor VADIPRO-ASTE și SMART MINI-IDRO. Rezultatele analizei cost beneficiu sunt relevante, convingătoare pentru susținerea politicilor de promovare a certificatelor verzi și au fost valorificate în cadrul unui articol științific și prezentate la International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering, EPE2018 (Moldoveanu and Popescu, 2018).

3.5 Contribuții privind identificarea locației pentru o microhidrocentrală neconectată la sistemul energetic național. Studiu de caz - râul Topolog.

Metodologia de lucru aplicată pe râul Topolog în vederea identificării locației pentru o microhidrocentrală neconectată la sistemul energetic național a presupus parcurgerea pașilor 1, 2 și 4 fără a fi luate în considerare aspectele economice privind realizarea investiției.

Contribuția autorului acestei teze constă în prezentarea metodei prin care potențialul hidroenergetic poate fi fructificat printr-o microhidrocentrală de putere și mai mică, sub 100 kW, cu locație impusă de necesitatea de a alimenta o comunitate izolată, fără conexiune la sistemul energetic național (S.E.N.).

Această categorie nu prezintă de regulă interes, datorită costurilor mari pe kW instalat, dar poate fi o soluție interesantă pentru un sistem neconectat la S.E.N.. Unitățile de producere a energiei electrice din surse hidro, având puteri instalate care se încadrează în domeniul $P_i=10\text{...}100\text{kW}$ se numesc microhidrocentrale și pot fi integrate în sisteme de generare distribuită hibride alimentate din surse hidro și solare, ce alimentează o rețea de tip microgrid, dedicată alimentării cu energie electrică a unei mici comunități dintr-o locație izolată de S.E.N.

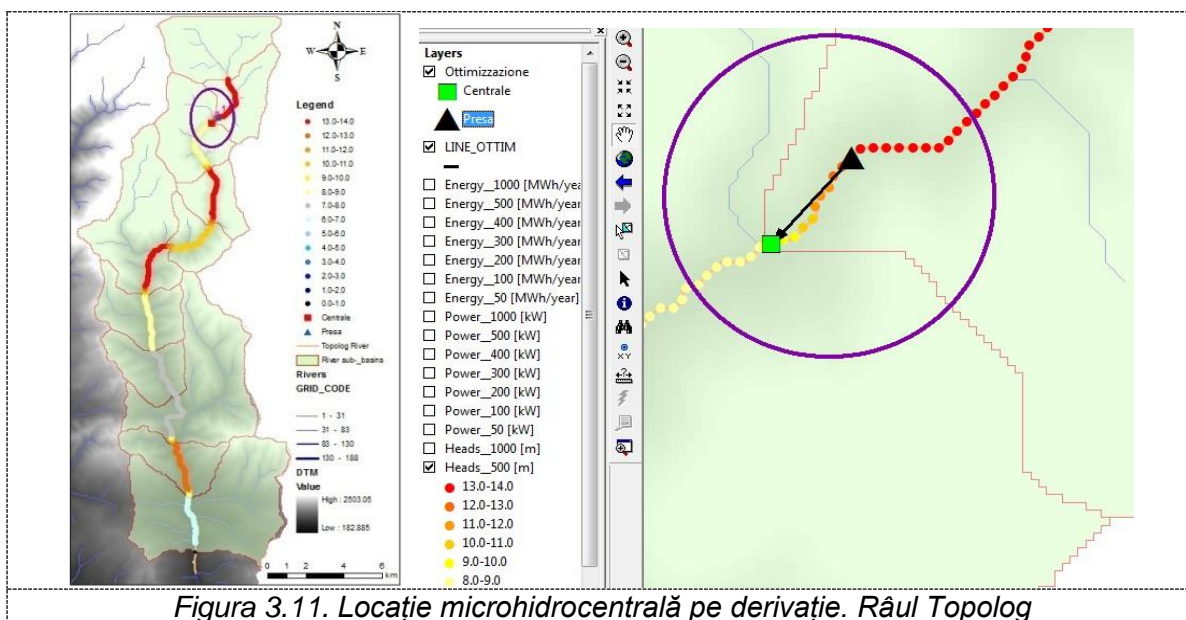


Figura 3.11. Locație microhidrocentrală pe derivație. Râul Topolog

Rezultatul obținut privind puterea instalabilă a fost de 22 kW pentru locația impusă de existența unui consumator de energie electrică în zonă pentru o centrală amplasată la o distanță de 500 m față de priza de apă (figurile 3.11 – 3.12). Producția medie de electricitate estimată a fost de 102 MWh/an, corespunzătoare unei durate medii de funcționare de 4632 ore/an.

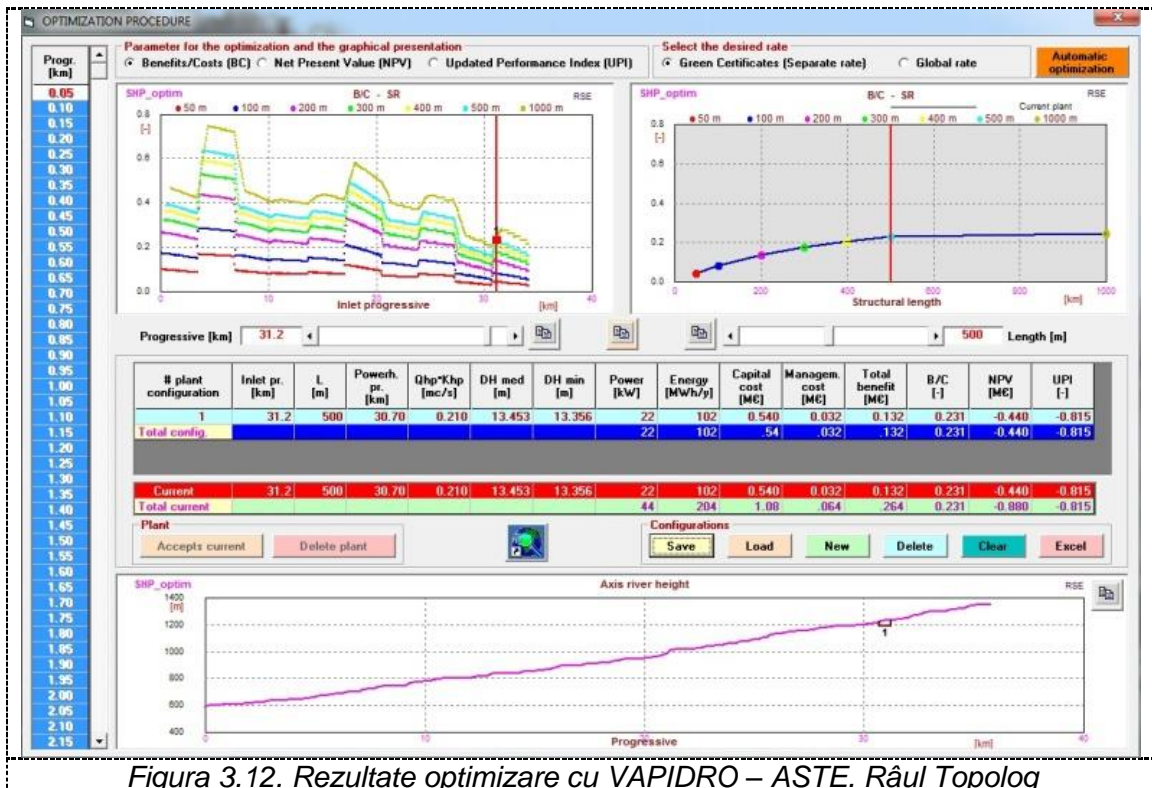


Figura 3.12. Rezultate optimizare cu VAPIDRO – ASTE. Râul Topolog

Prin urmare, rezultatele simulării numerice pot oferi informații relevante pentru potențialii investitori interesați de dezvoltarea unor proiecte în locații izolate, prin construirea de amenajări tip microhidrocentrală, cu impact minor la nivel de corp de apă. Microhidrocentralele propuse pot fi utilizabile ca parte integrantă a unor sisteme hibride de energie regenerabilă. Rezultatele aferente acestui studiu de caz au fost valorificate în cadrul unui articol științific și prezentate la Innovative Manufacturing Engineering and Energy Conference IMANEE 2017 (Moldoveanu and Popescu, 2017).

3.6 Contribuții privind identificarea locației pentru o mini-hidrocentrală la piciorul barajului. Studiu de caz – barajul Pucioasa, râul Ialomița

Pentru acest studiu de caz, metodologia a fost aplicată cu scopul analizei posibilității de construire a unei CHE la piciorul unui baraj cu înălțimea mai mare de 6 m, în acest sens fiind parcurși pașii 1, 2 și 4.

Provocarea a reprezentat-o substituirea căderii artificiale dată de lacul de acumulare cu o lungime de conductă adaptată la panta reală a terenului. Abordarea este originală deoarece programul VADIPRO-ASTE poate analiza posibilitatea construirii unei CHE la piciorul unui baraj, dar numai pentru cădere de până la maxim 6 m. Pentru a extinde domeniul de aplicabilitate a programului s-a optat pentru selectarea unei scheme virtuale de amenajare cu derivație, care simulează căderea pentru o CHE plasată la piciorul unui baraj cu înălțimea de 20 m, corespunzătoare căderii nete de la microhidrocentrala Pucioasa 1.

Rezultatele au indicat o distanță virtuală optimă de 2500 m față de priza de apă la care poate fi amplasată mini-hidrocentrala și corespunde unei puteri instalabile de 1010 kW pentru o cădere artificială simulată de 18 m care este similară cu situația reală de pe teren în care căderea este de 20 m (figurile 3.13 – 3.14). Rezultatele obținute au fost validate cu situația reală existentă în teren, respectiv cu caracteristicile tehnice ale centralei existente (MHC Pucioasa 1). Producția de energie electrică estimată de 7449 MWh/an pentru o singură turbină rezultată este comparabilă cu energia reală produsă de 15 GWh/an pentru 2 turbine cu putere instalată de 1MW pentru fiecare grup.

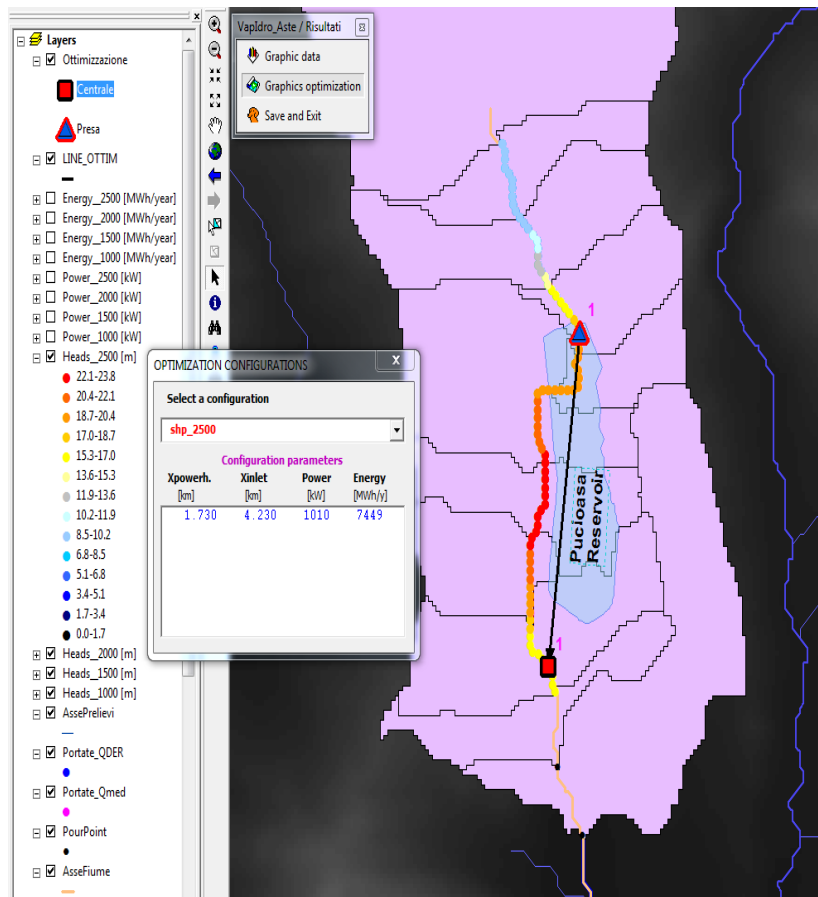


Figura 3.13. Variația căderii pe sectorul de râu analizat

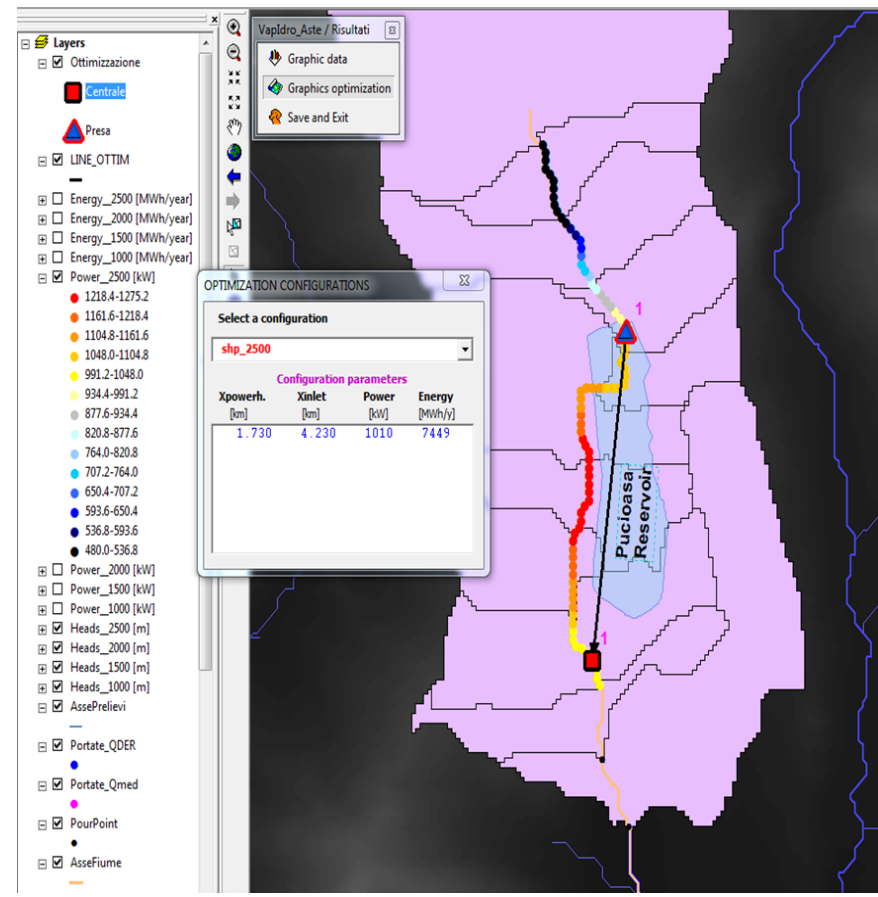


Figura 3.14. Variația puterii pe sectorul de râu analizat

În figura 3.15 sunt prezentate sub forma grafică rezultatele obținute în cadrul procedurii de optimizare realizată pe sectorul de râu analizat.

Abordarea originală în cadrul acestei simulări numerice a constat în elaborarea și implementarea unei metode prin care domeniul de aplicare al programului de simulare VAPIDRO-ASTE a fost extins, devenind posibil să se efectueze evaluarea hidroenergetică a unui lac de acumulare existent, utilizând subprograme dedicate unei alte situații și anume centrala cu derivație de tip „run-off” pe un curs de apă cu specific montan. Aceste rezultate au fost valorificate în cadrul unui articol științific și prezentate la Conferința Internațională CIEM – 2017 (Moldoveanu *et al.*, 2017).

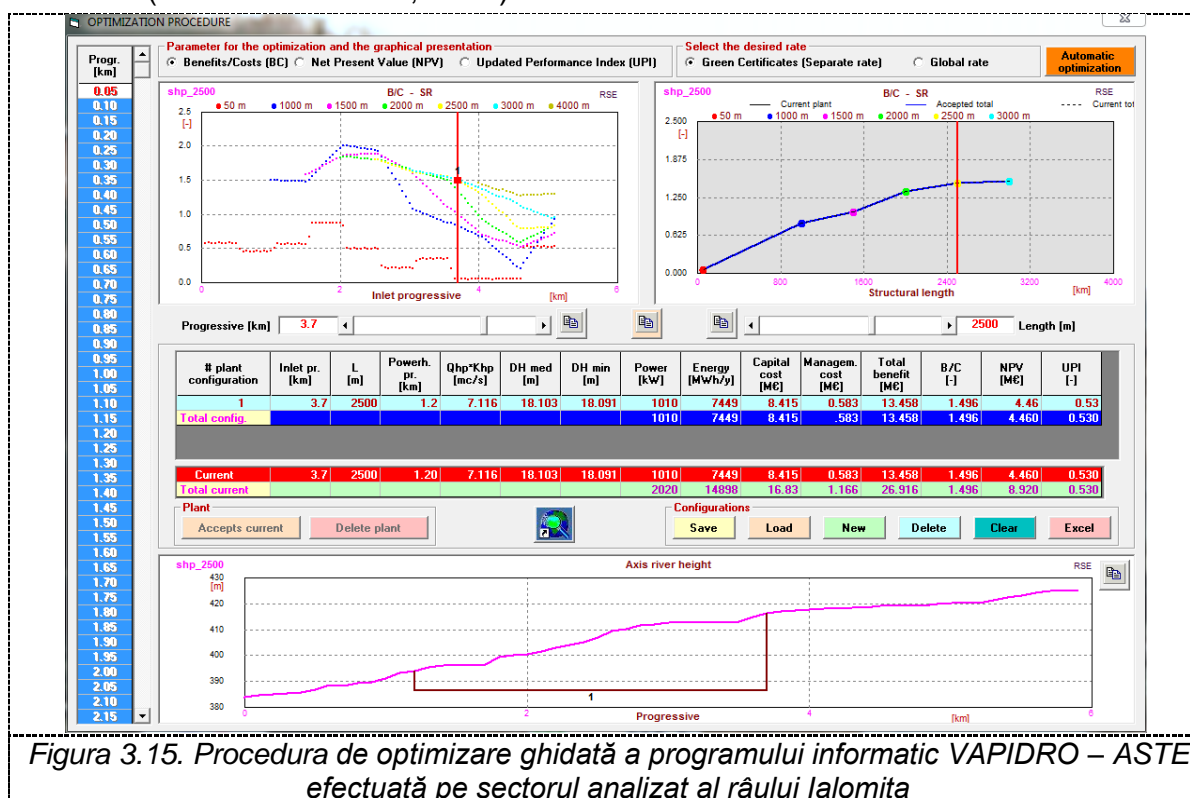


Figura 3.15. Procedura de optimizare ghidată a programului informatic VAPIDRO – ASTE efectuată pe sectorul analizat al râului Ialomița

CAPITOLUL 4. IDENTIFICAREA LOCAȚIEI OPTIME UTILIZÂND DATE EXPERIMENTALE ORARE DE LA O STAȚIE HIDROMETRICĂ

În vederea identificării locației optime utilizând date experimentale orare de la o stație hidrometrică s-a utilizat metodologia de lucru descrisă în detaliu la capitolul 3, elementul de noutate fiind reprezentat de considerarea datelor solare. Prin utilizarea acestor date s-a urmărit identificarea avantajelor exploatării energiei hidraulice prin microhidrocentrale versus exploatarea energiei solare prin panouri fotovoltaice.

4.1.Descrierea sistemului de monitorizare a parametrilor hidraulici. Stația hidrometrică Lăpușel

Stația hidrometrică automată Lăpușel a fost instalată în anul 2010 în cadrul proiectului DESWAT (Destructive Water Abatement and Control of Water Disasters), pe malul drept al râului Lăpuș în imediata apropiere a podului rutier situat pe drumul DN1C.

Principalii parametri monitorizați la această stație hidrometrică automată sunt nivelul apei (H), temperatura aerului (T) și precipitațiile (pp) cu ajutorul unor senzori de monitorizare, după cum urmează:

Nivel apei – se monitorizează cu ajutorul unui senzor radar de tip OTT RLS, care este instalat pe podul rutier din secțiunea stației (DN 1C).

Temperatura aerului – se monitorizează cu ajutorul unui senzor de tip TEMATEC PT100 (figura 4.1), care este instalat în interiorul unui "umbrar" meteorologic poziționat pe consola senzorului de precipitații.

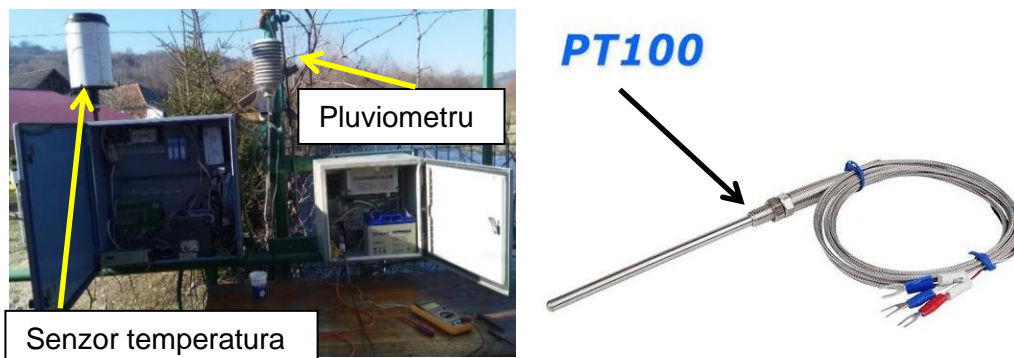


Figura 4.1. Echipament stație OTT care conține senzorul de tip TEMATEC PT100 pentru monitorizarea temperaturii aerului

Cantitatea de precipitații – se monitorizează cu ajutorul unui pluviometru tip Met One - 360 Series (figura 4.1), care este instalat pe o consolă deasupra cabinei hidrometrice. Senzorul funcționează prin intermediul unui basculator cu cupe calibrate la 0,25 mm și a unui releu Reed care "contabilizează" numărul basculărilor. Senzorii sunt conectați la un Datalogger de tip OTT - Logosens 2 (figura 4.2), configurat pentru înregistrare date la pas de timp de 10 minute. Comunicarea datelor se realizează în timp cvasi real cu un pas de timp: de 1 oră în situații normale; de 20 minute în situații de depășire ale pragurilor: cote de apărare pe nivel, praguri de precipitații în cazul cantității de precipitații.



Figura 4.2 Datalogger de tip OTT - Logosens 2 pentru colectarea de date la distanță și monitorizare pe termen lung a parametrilor măsurăți

4.2. Analiza datelor înregistrate în stația hidrometrică automată Lăpușel

Pe baza datelor hidrologice înregistrate de echipamentele stației hidrometrice Lăpușel pentru anul 2020, s-a analizat care sunt avantajele exploatarei energiei hidraulice prin mini-hidrocentrale versus exploatarea energiei solare prin panouri fotovoltaice.

În figurile 4.3 - 4.5 este prezentată variația energiei orare din sursă solară ce poate fi produsă de un PV având 1kW putere instalată, în aceeași perioadă în care au înregistrate datele hidrologice la stația Lăpușel. Datele solare au fost extrase din baza de date NASA Prediction of Worldwide Energy Resources , pentru locația stației hidrometrice [<https://power.larc.nasa.gov/>].

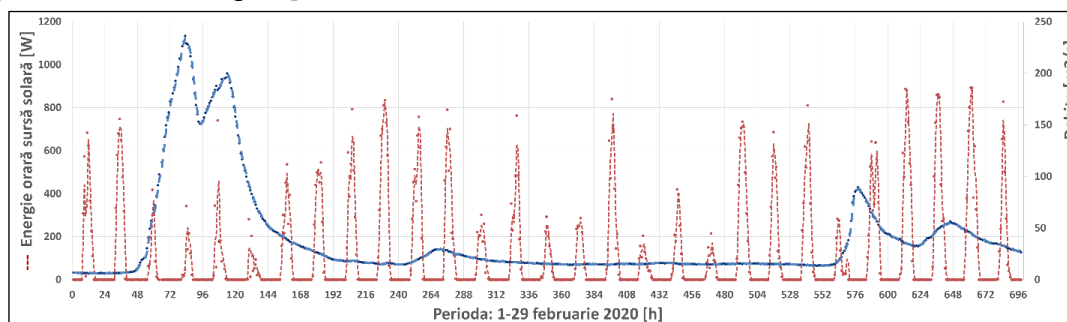


Figura 4.3. Analiza datelor hidrologice (--) versus date solare (- -). Februarie 2020.

În figura 4.4 se prezintă variația debitelor versus variația energiei orare din sursă solară, în perioada 8-14 februarie. Pe perioade scurte, de ordinul zilelor, se observă că parametrii

sunt complementari, existând o tendință de creștere a debitelor în perioade în care radiația solară este redusă, probabil datorită acoperirii cu nori.

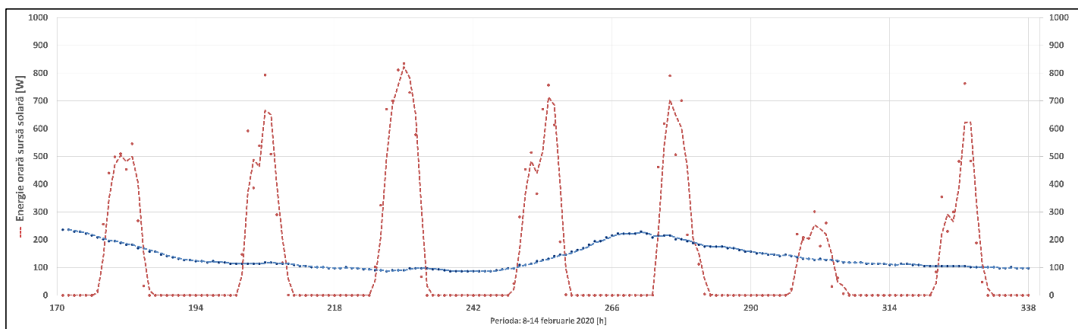


Figura 4.4. Analiza datelor hidrologice (--) versus date solare (- -). Perioada 8-14 februarie 2021.

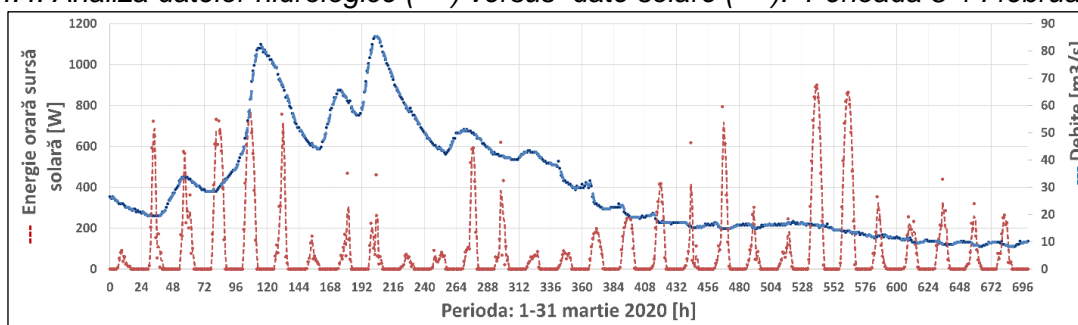


Figura 4.5. Analiza datelor hidrologice (--) versus date solare (- -). Perioada 1-31 martie 2021.

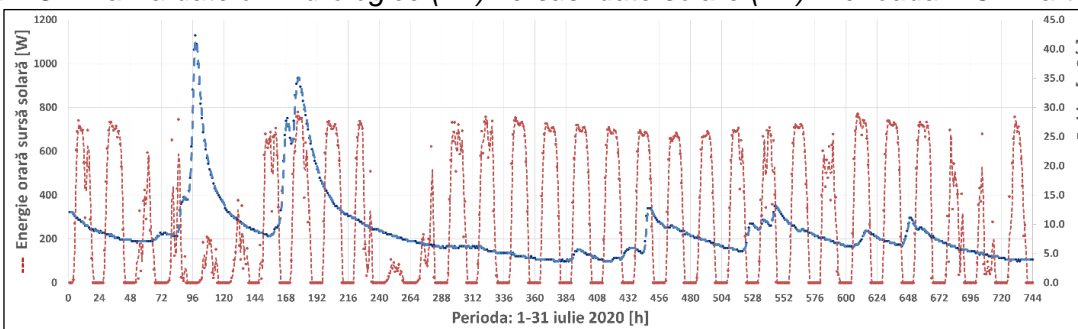


Figura 4.6. Analiza datelor hidrologice (--) versus date solare (- -). Perioada 1-31 iulie 2020.

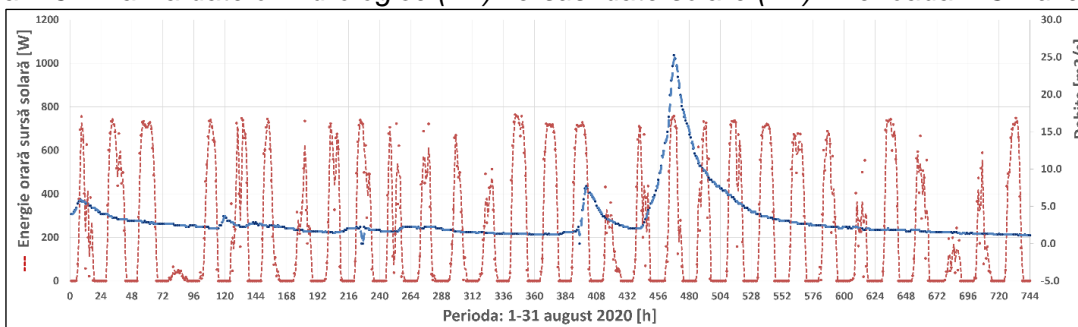


Figura 4.7. Analiza datelor hidrologice (--) versus date solare (- -). Perioada 1-31 august 2020.

În timpul verii radiația solară este mai intensă și undele de viitură sunt domoale, așa cum se poate observa din figurile 4.6 și 4.7. Faptul că resursele hidro și solare pot funcționa simultan cu succes și pe perioade lungi este evidențiat de analiza comparativă a alurii curbelor graficelor corespunzătoare lunilor din sezonul umed (Q_{wet}) cu lunile din sezonul secetos (Q_{dry}). Se observă că pe fondul creșterii temperaturilor vara, potențialul energetic solar este maxim, iar debitele înregistrate pe râu sunt în scădere și se apropie de regimul hidrologic de ape mici. Observațiile anterioare justifică interesul pentru construirea de micro-rețele hibride, ce pot exploata eficient multiple resurse regenerabile. Este important de remarcat că resursele hidro și solare pot fi complementare și combinația lor acoperă mai bine curba de consum, decât dacă se utilizează o singură resursă regenerabilă. În acest context, la consumatori mici se va efectua o analiză din punct de vedere tehnico-economic-mediu, ce va avea ca scop discutarea rentabilității sistemelor hibride.

4.3. Analiza datelor în vederea identificării locației optime pentru exploatarea energiei hidraulice, din cursuri de apă de potențial hidroenergetic redus și cădere mică printr-o mini-hidrocentrală

Metodologia de lucru prezentată la Capitolul 3.1 a fost utilizată în vederea identificării locației optime pe baza unor date experimentale orare de la stația hidrometrică automată Lăpușel (râul Lăpuș), diferența față de studiile de caz prezentate anterior (Capitolele 3.2-3.6) fiind utilizarea datelor solare în vederea identificării avantajelor exploatarea energiei hidraulice prin microhidrocentrale versus exploatarea energiei solare prin panouri fotovoltaice.

Conform metodologiei de lucru locația optimă a fost identificată la distanța de cca. 36 km amonte de stația hidrometrică automată Lăpușel și corespunde unei puteri instalabile de 200 Kw, iar turbina selectată a fost cea de tip Kaplan. Rezultatele obținute au indicat faptul că resursele hidro și solare pot funcționa simultan cu succes și pe perioade lungi acest lucru fiind evidențiat de analiza comparativă a alurii curbelor graficelor corespunzătoare lunilor din sezonul umed (Q_{wet}) cu lunile din sezonul secetos (Q_{dry}). Variația căderii pe sectorul de râu analizat a fost determinată pe baza datelor extrase automat de programul informatic VAPIDRO-ASTE din modelul digital al terenului (MDT), iar rezultatele obținute au fost transpuse grafic în *figura 4.8* și pe hartă GIS în *figura 4.9*.



Figura 4.8. Graficul variației căderii pe sectorul analizat al râului Lăpuș

Rezultatele au indicat că pe o lungime de 200 m, corespunzătoare unei distanțe de la priza de apă la centrala hidroelectrică, variația căderii este de aproximativ 3 m, iar căderea este suficient de mare în zona locației identificate pentru o potențială investiție (marcate pe harta GIS din *figura 4.10* cu triunghi verde și pătrat roșu), respectiv corespunzătoare unei distanțe de cca. 36 km amonte de stația hidrometrică automată Lăpușel.

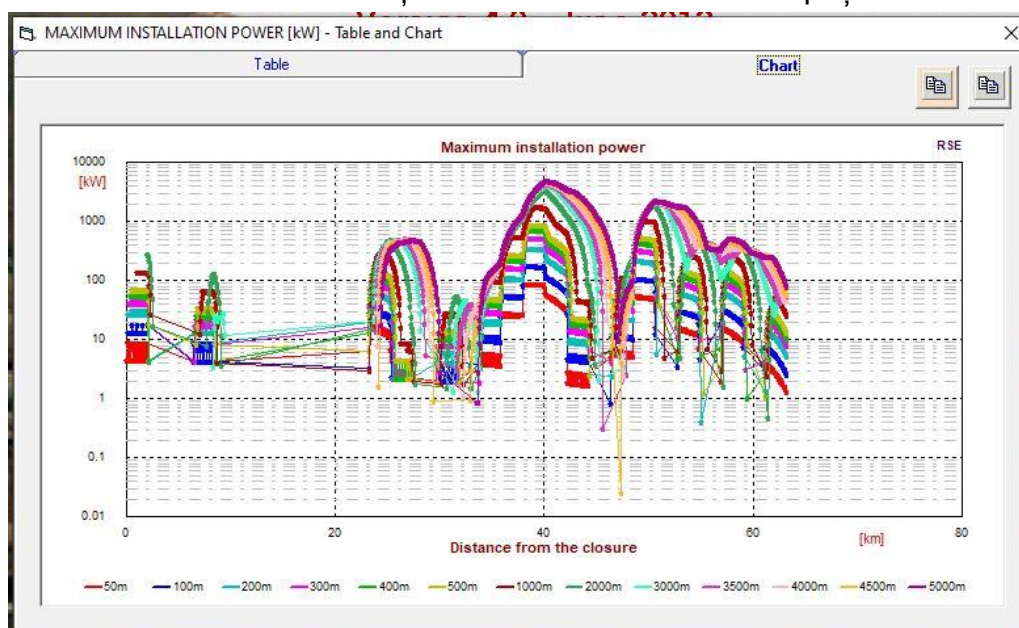


Figura 4.9. Grafice puterea instalabilă pe sectorul analizat al râului Lăpuș

După efectuarea calculului hidrologic și corelarea rezultatelor cu datele din modelul digital al terenului (MDT) privind variația căderii pe sectorul de râu analizat au fost obținute rezultate privind variația puterii instalabile, iar aceste rezultate sunt prezentate grafic în *figura 4.9* și pe hartă GIS în *figura 4.10*.

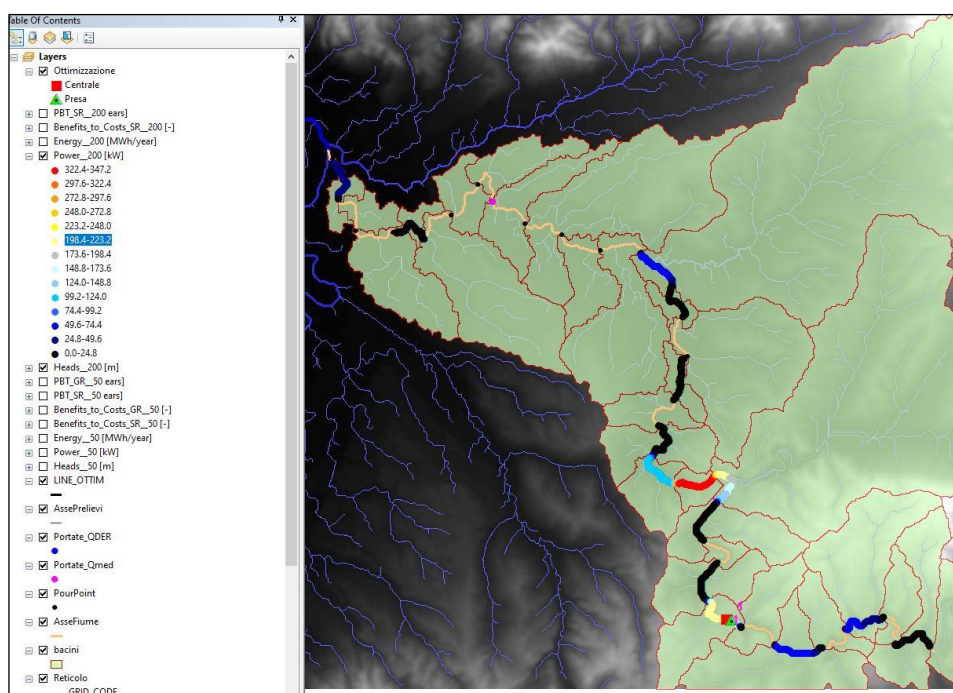


Figura 4.10. Variația puterii instalabile pe sectorul analizat al râului Lăpuș

Pe baza rezultatelor obținute privind puterea instalabilă de 200 kW în secțiunea de calcul a fost determinată o producție medie de energie electrică de 631,48 MWh/an pentru o durată medie de funcționare de aproximativ 3139 ore/an a unei turbine de tip KAPLAN cu căderea nominală $H = 3$ m și debitul nominal $Q = 5,11$ m³/s ($Q_{wet} = 5,11$ m³ și $Q_{dry} = 0,66$ m³). Aceste rezultate sunt prezentate grafic în *figura 4.11*.

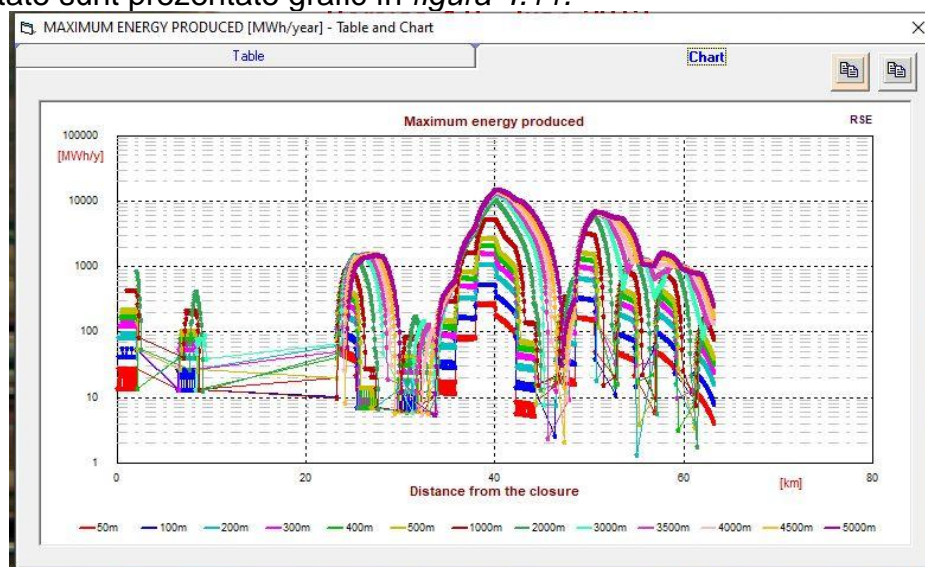


Figura 4.11. Graficul variației energiei produse pe sectorul analizat al râului Lăpuș

Totodată, în cadrul procedurii de optimizare a programului VAPIDRO-ASTE s-au obținut o serie de rezultate ce indică o putere instalabilă de 200 kW, pentru o conductă de aducțiune în lungime de 200 m. Secțiunea de calcul optimă din punct de vedere al locației are coordonatele 47°27' N și 23°34' E și este situată în vecinătatea comunei Buteasa, la aproximativ 36 km în amonte de stația hidrometrică automată Lăpușel (râul Lăpuș).

CAPITOLUL 5. ANALIZA TEHNICO-ECONOMICĂ-MEDIU PRIVIND PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN CURSURI DE APĂ CU POTENȚIAL HIDRAULIC REDUS ȘI CĂDERE MICĂ

Analiza tehnico-economică-mediu privind producerea de energie electrică din cursuri de apă cu potențial hidraulic redus și cădere mică s-a realizat pentru 3 studii de caz:

- *Cazul 1:* Amenajarea unei microhidrocentrale cu debitare de energie electrică în SEN, pe un curs de râu de cădere mică $H = 3$ m .
- *Cazul 2:* Microturbină gravitațională Vortex care poate furniza energie electrică pentru a alimenta un complex turistic având un necesar de energie de aproximativ 11,66 kWh/h.
- *Cazul 3:* Microgrid hibrid format din picoturbină ecologică șurub Arhimede 5 kW, panouri fotovoltaice și turbină eoliană pentru a alimenta un prosumer de tip reședință rezidențială.

Pentru primele două cazuri s-a utilizat ca locație optimă, cea identificată în subcapitolul 4.3, respectiv pe râul Lăpuș, la 36 km amonte de stația hidrometrică automată Lăpușel, pentru efectuarea analizei tehnico-economică-mediu. Pentru microgridul hibrid s-a analizat sectorul râului Argeș în aval de barajul Vidraru și s-a efectuat analiza pentru o locație identificată în satul Căpățâneni – Ungureni, jud. Argeș.

Alegerea soluției adecvate pentru a exploata potențialul energetic presupune cunoașterea implicațiilor financiare și de impact asupra mediului. În continuare se prezintă o serie de analize tehnico-economice-mediu în vederea formulării de recomandări ce ținesc de identificarea de soluții pentru cursuri de apă cu potențial hidraulic neglijabil și cădere mică. Elementul de originalitate include utilizarea combinată a programelor informatice VADIPRO ASTE și HOMER pentru a formula recomandări privind valorificarea surselor regenerabile locale, combinând energie hidro, solară și eoliană, în cadrul aceleiași folosințe.

5.1. Microhidrocentrala pe cursul apei ce furnizează energie electrică în SEN. Studiu de caz: microhidrocentrală 200kW - râul Lăpuș

5.1.1. Ipoteze calcul

În continuare se prezintă rezultatele economice obținute pentru microhidrocentrala de 200kW, recomandată de programul VADIPRO-ASTE pentru a fi instalată pe râul Lăpuș, pentru locația identificată la $47^{\circ}27'$ N și $23^{\circ}34'$ E. Analiza tehnico-economică a fost efectuată cu programul VADIPRO-ASTE, acceptând ipotezele: investiția este de 498000 € (aproximativ 2500€/kW instalat), cheltuieli anuale de întreținere costă 28000 € (140 €/kW instalat), sunt acordate câte 2 certificate verzi pentru fiecare MW de energie electrică livrată în SEN în primii 15 ani de funcționare a centralei hidroelectrice și prețul de achiziție a energiei electrice este 0,07 €/kWh (figura 5.1).

5.2.1. Rezultate

Rezultatele obținute cu programul VADIPRO sunt prezentate în figurile 5.1 și 5.2, respectiv analiza economică selectată din procedura de optimizare a programului de tip cost – beneficiu, iar formulele de calcul utilizate sunt următoarele:

B_{tot} – Beneficiu total actualizat

$$B_{tot} = B_c + B_{cv}$$

unde

B_c – Beneficiul din vânzarea energiei electrice produse și se calculează cu următoarea formulă:

$$B_c = \frac{P_e * E * [(1 + i)^{n-1}]}{[i * (1 + i)^n]}$$

unde:

P_e – prețul de vânzare al energiei [€/kWh]

E – producția anuală de energie [kWh/an]

B_{cv} – beneficiul din vânzarea Certificatelor Verzi

i – rata de actualizare

n - durata de funcționare a microhidrocentralei [ani]

$$B_{cv} = \frac{P_{cv} * E * [(1 + i)^{ncv}]}{[i * (1 + i)^{ncv}]}$$

P_{cv} – prețul de vânzare al Certificatelor Verzi [Euro/kWh]

ncv – perioada de acordare a certificatelor verzi [ani]

C_{gm} - valoarea actualizată a costurilor de operare și mentenanță

Se calculează cu următoarea formula:

$$C_{gm} = \frac{C_a * [(1 + i)^{n-1}]}{[i * (1 + i)^n]} \text{ [€]}$$

unde:

C_a Cheltuielile anuale ale MHC

$$C_a = C1 + C2$$

$C1$ costuri de funcționare

$$C1 = C_c * \frac{C_{man}}{100}$$

unde

C_c costuri de capital

C_{man} costuri de management și mentenanță

$C2$ taxe și autorizații pentru a obține acordul de funcționare

$$C2 = C_{tax} * P_{nom}$$

unde

C_{tax} parametrul taxelor [€/kW]

P_{nom} puterea nominală [kW]

Raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor și valoarea costurilor investiției la care au fost adăugate costurile cu operarea și de mentenanță este supraunitar, ceea ce înseamnă că investiția prezintă un anumit grad de rentabilitate (figura 5.1), iar în figura 5.2 se observă că durata de amortizare este de aproximativ 16 -17,5 ani.

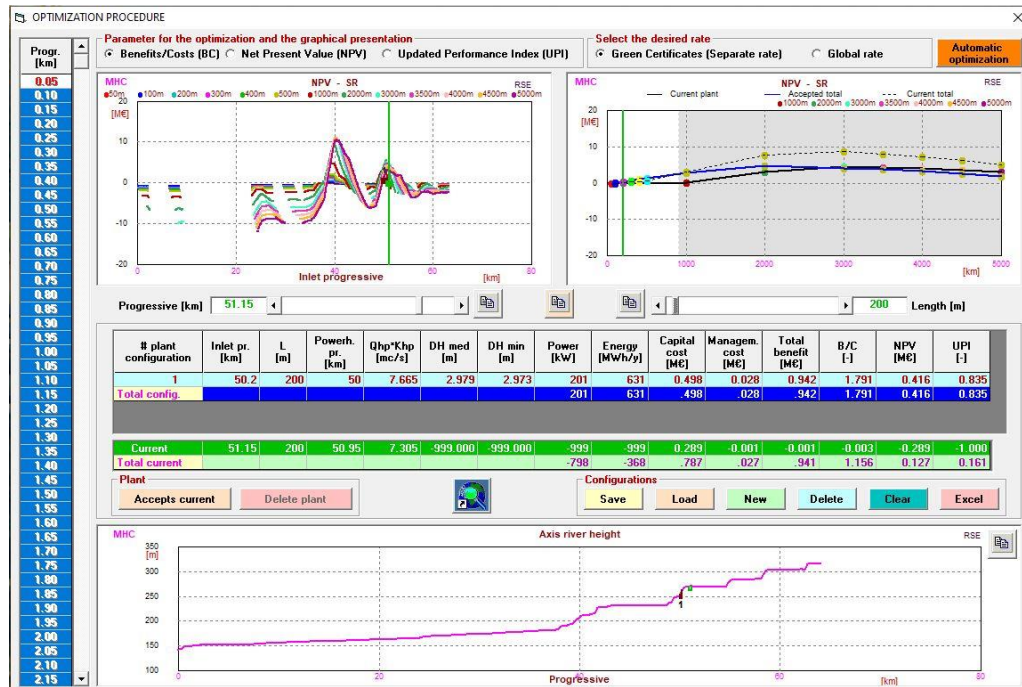


Figura 5.1. Procedura de optimizare pentru determinarea locației optime a centralei hidroelectrice și a prizei de apă

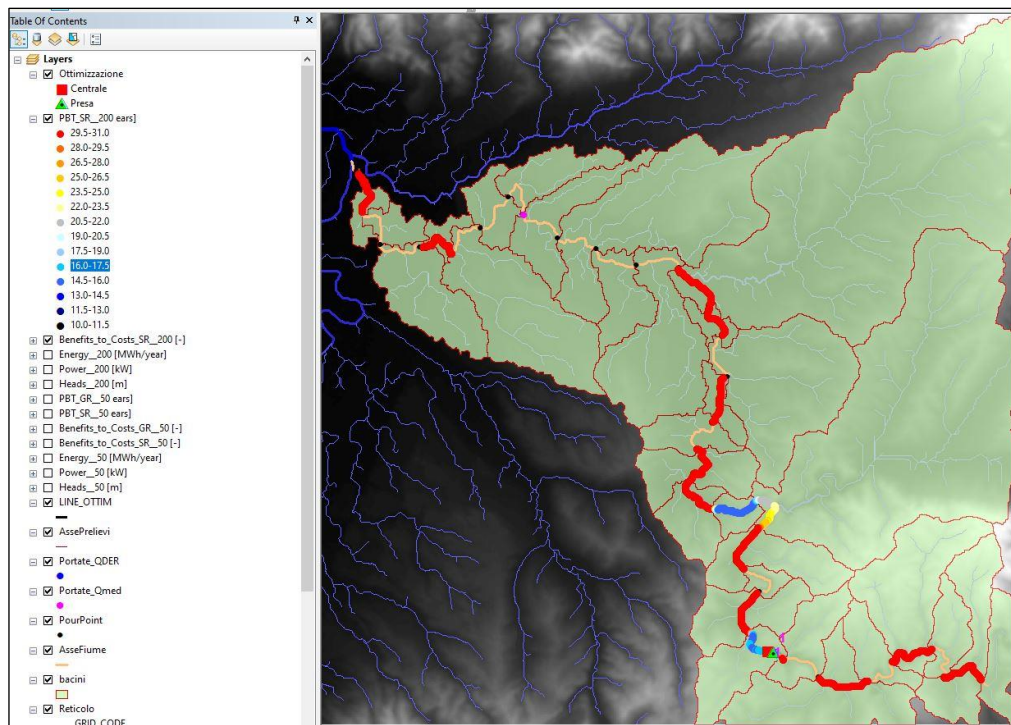


Figura 5.2. Durata de amortizare a investiției pentru amenajarea microhidrocentralei amplasată în locația determinată cu programul informatic VAPIDRO-ASTE

În concluzie, soluția utilizării la maxim a potențialului hidroenergetic a cursului mic de apă cu turbine clasice are multiple dezavantaje precum: costurile ridicate pe termen lung, cheltuieli de capital însemnate, risc crescut de impact asupra mediului cu deteriorarea ecosistemului.

5.2. Microturbină ecologică. Studiu de caz: microturbină de tip gravitațională Vortex 15 kW și prosumer de tip complex turistic - râul Lăpuș

În acest studiu de caz se propune și se analizează soluția amplasării de turbine hidraulice ecologice pentru exploatarea resurselor regenerabile locale.

5.2.1. Ipoteze calcul

În acest subcapitol se investighează dacă o microturbină gravitațională Vortex, amplasată pe râul Lăpuș, în locația identificată în subcapitolul 4.3, poate furniza energie electrică la un preț rezonabil, pentru a alimenta un complex turistic, ce beneficiază de legislația privind prosumeri de tip business. Profilul de consum este prezentat în figura 5.3.

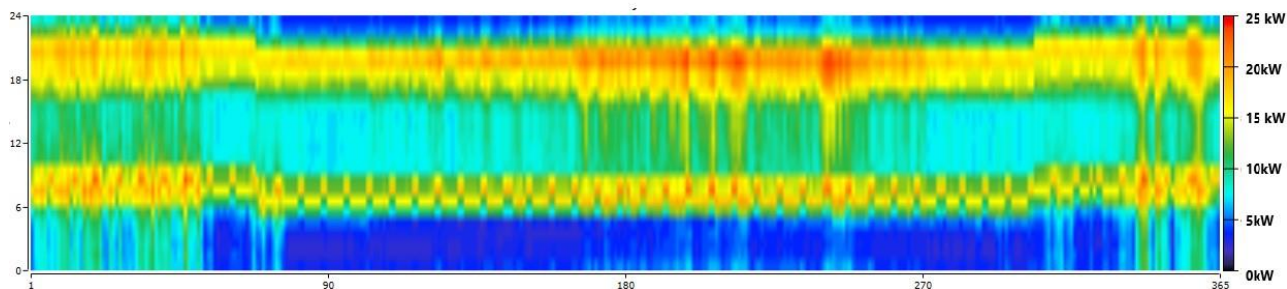


Figura 5.3. Profilul de consum anual al prosumerului de tip complex turistic.

În cele ce urmează se vor analiza posibilitatea de a implementa un tip de turbină de putere și cădere mică, turbina Vortex prezentată în figura 5.4 (Sursa: <https://www.turbulent.be/>). Mașina hidraulică este realizată în diverse variante constructive, având puterea instalată în domeniul de funcționare 15-70 kW (figura 5.5). Turbina gravitațională Vortex poate funcționa la căderi și debite foarte mici.

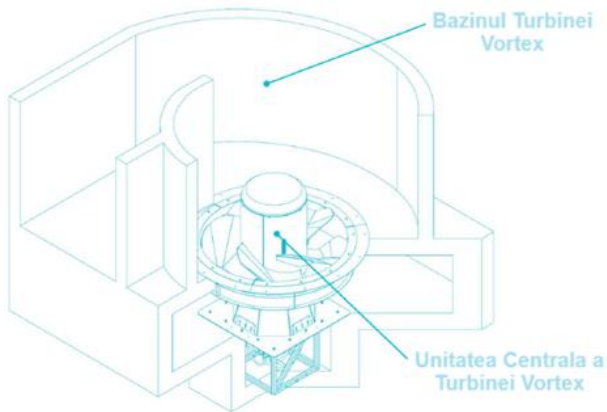


Figura 5.4. Turbina gravitațională Vortex
(Sursa: <https://www.turbulent.be/>)

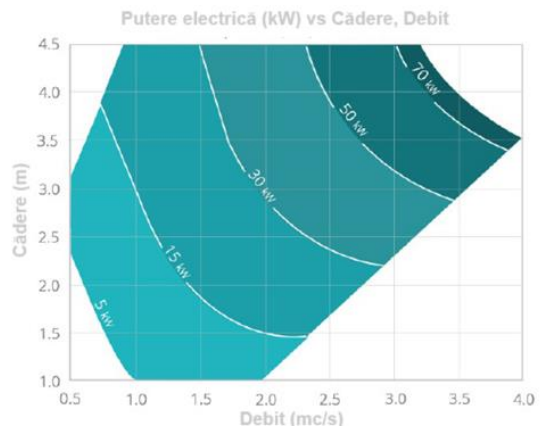


Figura 5.5. Domeniul de funcționare pentru turbina gravitațională Vortex (Sursa: <https://www.turbulent.be/>)

Conform informațiilor de pe site-ul companiei, o turbină Vortex cu o putere de 15kW poate realiza o producție de energie de 100000 kWh/an. Randamentul hidraulic este peste 75% la debite situate în intervalul 60-100% din debitul nominal (Alzamora Guzmán, Glasscock and Whitehouse, 2019). Pentru a efectua un calcul tehnico-economic cu programul HOMER este necesar să se cunoască valoarea investiției totale necesare, iar pentru această lucrare costul cu investiția, inclusiv partea de construcție au fost estimate la 5000 €/kW și cheltuielile anuale de mentenanță 3% din valoarea investită.

5.2.2. Rezultate

Programul HOMER poate face comparația între profilul de consum orar al complexului turistic și producția de energie furnizată într-o oră de turbogeneratorul gravitațional Vortex și rezultă că din producția de energie electrică, după acoperirea autoconsumului, cantitatea de energie electrică excedentară vândută SEN în decursul unui an este mai mică decât energia electrică cumpărată din SEN. În figurile 5.6-5.8 se pot observa detalii sintetizate prin grafice.



Figura 5.6. Producția lunară de energie electrică. Clasificare pe surse

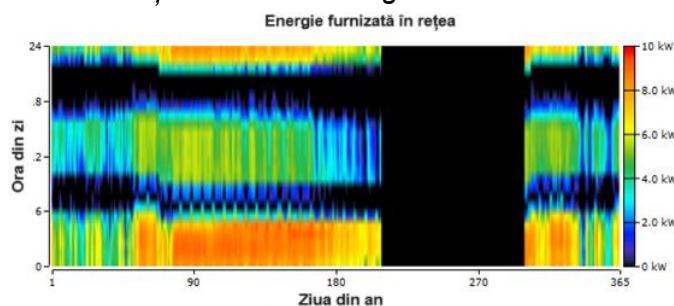


Figura 5.7. Energia electrică furnizată în SEN

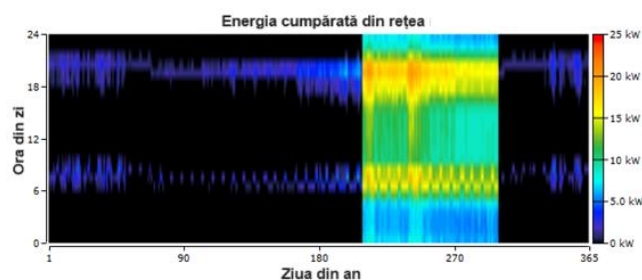


Figura 5.8. Energia electrică cumpărată din SEN

Rezultatele obținute prin rularea programului HOMER indică faptul că pentru cheltuielile de capital considerate, la un coeficient de inflație 4% și un indice de referință credite 6% se obține perioada de recuperare simplă a investiției <5 ani și rata internă de rentabilitate >20%. Din punct de vedere a impactului asupra mediului, rezultatele referitoare la emisiile de gaze indică o cantitate de 2754 kg/an CO₂ eliberat în atmosferă pentru alimentarea cu energie electrică a complexului turistic. Se constată că un sistem de producere a energiei electrice echipat cu o turbină ecologică Vortex conectată on-grid este o soluție rentabilă, iar în cazul în care turbina este parte integrantă a unui microgrid de tip prosumer, sistemul generează o cantitate de gaze cu efect de seră destul de redusă. Dezavantajul observat în cazul studiat este că acoperirea necesarului de energie electrică din resurse regenerabile este numai parțială. În plus, deși turbina Vortex este ecologică, lucrările de amenajare necesită structuri din beton pentru canalul circular de aducțiune, ce pot avea impact important asupra mediului.

5.3. Microgrid hibrid. Studiu de caz: microgrid format din picoturbină ecologică șurub Arhimede 5 kW & panouri fotovoltaice & turbină eoliană și prosumer de tip reședință rezidențială - râul Argeș, Căpățâneni

5.3.1. Ipoteze calcul

Resurse hidro

În vederea implementării unui microgrid hibrid ce conține și o turbină hidroelectrică se analizează debitele râului Argeș în aval de barajul Vidraru. Stația hidrometrică este în localitatea Căpățâneni (jud. Argeș), în aval de MHC Călugărița, iar variația debitelor orare analizate pentru perioada decembrie 2023 – martie 2024 este relativ constantă, având o valoare acceptabilă ca și debit nominal pentru o turbină amplasată pe cursul de apă. Pentru un debit atât de mic, la o cădere netă mai mică de 3 m și un randament hidroelectric de 75% se poate exploata potențialul hidroenergetic cu o turbină funcționând pe cursul apei, având puterea instalată mai mică de 8 kW. Pentru un impact minim asupra mediului și exploatare dintr-o sursă de debit redus și cădere mică s-a optat pentru o picoturbină ecologică șurubul lui Arhimede și interesează localizarea zonei, unde poate fi amplasată. A fost analizată posibilitatea implementării unui microgrid hibrid având consumul mediu de energie electrică de 5.47kWh/h, în vederea alimentării unui prosumer reprezentat de un profil de consum de tip rezidențial. Suplimentar față de producerea de energie electrică utilizând energia hidroelectrică se va investiga și posibilitatea utilizării altor resurse locale de energie regenerabilă, respectiv energia solară și energia eoliană.

Datele de intrare pentru turbina tip șurubul lui Arhimede sunt: debit nominal $Q=0,4 \text{ m}^3/\text{s}$; cădere $H= 2,5 \text{ m}$; randament hidroelectric $\eta=60\%$, putere la ieșirea din turbogenerator $P=5.89 \text{ kW}$. Cheltuielile de capital pentru sistemul de producere a energiei electrice din surse hidro s-au considerat 30000 € pentru turbina șurubul lui Arhimede, instalații anexe și amenajări hidrotehnice și cheltuielile anuale de mentenanță 1200 €/an, în concordanță cu prețul acestor turbine la nivelul anului 2023, de ~ 5000 €/kW (UNPIR, 2023). Dimensiunile turbinei șurubul lui Arhimede au fost calculate utilizând metodologia prezentată în lucrarea „*Design considerations for an Archimedean screw hydro turbine*” (Dragomirescu, 2021) și „*Cost-benefit analysis of a hydro-solar microsystem with Archimedean screw hydro turbine sized for a prosumer building*” (Popescu and Dragomirescu, 2024): $D_e=1.3\text{m}$ – diametrul exterior, $D_i=0.7\text{m}$ – diametrul arborelui, $L=4.36\text{m}$ - lungimea turbinei, $H=2.5\text{m}$ - înălțimea turbinei ; $\Theta=35^\circ$ - unghiul de instalare; $d=0,54$ - raportul între diametrul la butuc și diametrul exterior; $\lambda = 1,592 \text{ m}$ - pasul. Conform recomandărilor formulate de *Palffy si colab. (1996)* s-a optat pentru o turbină cu 3 palete și un raport între diametrul la butuc și diametrul exterior $d = 0,54$ (Palffy Sandor O, Brada K and Hartenstein R., 1996).

Resurse solare

Datele disponibile privind radiația solară au fost extrase de pe site-ul NASA Prediction of Worldwide Energy Resources. S-a efectuat analiza tehnico-economică–mediu, plecând de la ipotezele că microrețeaua este alimentată din una sau mai multe sisteme de panouri

fotovoltaice având puterile instalate PV 4.4 kW, PV 8,2 kW, PV 20 kW, PV 24 kW. Sistemele fotovoltaice on-grid sunt echipate cu inverter trifazat Fronius și panouri fotovoltaice Benq Policristaline având eficiența energetică de 17% (<https://shop.ecosolaris.ro/>).

Resurse eoliene

Pentru exploatarea energiei eoliene, se efectuează simulări numerice în ipoteza că microrețeaua poate fi alimentată cu energie electrică produsă de turbine eoliene, ce lucrează la viteza vântului specifică locației. În programul HOMER s-a optat pentru simulări ce iau în considerare o turbină eoliană de 3 kW având arborele la înălțimea de 17 m și/sau o turbină eoliană de 10 kW având arborele la înălțimea de 24 m.

Sistemul Energetic Național (SEN)

Sistemul Energetic Național (SEN) de transport și distribuție a energiei electrice furnizează energie către prosumer la prețul de 0,176 €/kWh și cumpără la prețul de 0,057 €/kWh. Prețurile corespund contractelor încheiate de Hidroelectrica cu consumatori casnici în aprilie 2024.

5.3.2. Rezultate

Rulând programul HOMER cu datele de intrare prezentate în capitolul 5.3.1 și prețuri extrase de pe site-urile comerciale în aprilie 2024, se obțin 128 configurații pentru sistemul microgrid, din care 77 sunt mai avantajoase din punct de vedere financiar decât soluția alimentării consumatorului direct din SEN. Pentru a beneficia de legislația de încurajare a prosumerilor este necesar ca producția de energie să fie mai mică decât cantitatea de energie electrică cumpărată din SEN. Din acest motiv, se analizează numai un număr de 26 arhitecturi posibile de microgrid, din care 23 reprezintă cazuri în care cantitatea de energie vândută este mai mică decât cantitatea de energie cumpărată. În *tabelul 5.1* sunt prezentate configurațiile ordonate după cantitatea de energie cumpărată din SEN. Se observă că acele configurații de microgrid care conțin și turbina hidraulică Arhimede se caracterizează prin cel mai mare grad de independență energetică.

Tabel 5.1. Configurații de microgrid ordonate după criteriul energie cumpărată din SEN

	Hidro5 kW	PV4.4kW	PV8.2kW	PV20kW	PV24kW	Eolian 3kW	Eolian 10kW	Cumparat din SEN	Cumparat din SEN	Vândut către SEN	Vândut către SEN
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	kWh	%
1	43827	5806				1027		10251	16,8	10814	18,8
2	43827	5806						10736	17,8	10272	10,27
3	43827						4084	11772	19,7	9587	16,7
4	43827					1027		13245	22,8	8003	14,3
5	43827							13956	24,2	7686	13,8
6		5806	10797		31743	1024		27318	35,6	28785	37,5
7		5806	10797		31743			27932	36,6	28372	37,2
8			10797		31743	1024		27952	39,1	23613	33
9		5806	10797	26378		1024		27971	38,9	24074	33,4
10			10797		31743			28586	40,2	23222	32,6
11		5806			31743	1024		28604	42,6	19275	28,7
12		5806	10797					28605	40	23681	33,1
13			10797	26378		1024		28735	42,9	19032	28,4
14		5806			31743			29258	43,8	18902	28,3
15			10797	26378				29391	44,2	18660	28
16				26378		1024		29527	47,1	14833	23,6
17					31743	1027		29528	47,4	14393	23,1
18		5806		26378				30209	48,4	14488	23,2
19					31743			30211	48,8	14049	22,7
20				26378		1024		30701	52,8	10201	17,6
21				26378				31419	54,4	9892	17,1
22		5806	10797			1024		33713	65,7	3437	6,69
23		5806	10797					34525	67,5	3223	6,3
24			10797			1024		36783	75,7	702	1,44
25			10797					37710	77,7	602	1,24
26		5806						42116	87,9	16,9	0,0325
27								47905	100		

În *tabelul 5.2* sunt prezentate rezultatele ordonate după criteriul valorii nete actualizate (NPC). Configurațiile hibrid ce conțin turbina șurubului lui Arhimede împreună cu un alt producător de energie electrică de putere instalată mică, respectiv PV4,4kW și turbina eoliană de 3 kW au un grad ridicat de rentabilitate din acest punct de vedere. Cea mai redusă perioadă actualizată de rambursare a investiției este 6.47 ani și poate fi obținută prin exploatarea numai a energiei hidraulice. În acest caz LCOE=0,0873 €/kWh este minim.

Tabel 5.2. Configurații de microgrid ordonate după criteriul NPC

Schema U.M.	Surse producție energie							Parametri economici				
	Hidro 5kW kWh	PV4.4kW kWh	PV8.2kW kWh	PV20kW kWh	PV24kW kWh	Eolian 3kW kWh	Eolian 10 kW kWh	CAPEX €	NPC €	LCOE €/kWh	Perioada rambursare ani	Perioada rambursare actualizată ani
1	X	X						38034	92480	0,0807	6,66	7,2
2	X							31434	95614	0,0873	6,03	6,47
3	X	X				X		54032	109337	0,0945	9,54	10,6
4	X					X		47432	111943	0,102	9,13	10,1
5					X			31200	126796	0,104	8,72	9,64
6			X		X			42680	128806	0,0919	10,5	11,9
7		X			X			37800	128976	0,098	9,94	11,1
8				X				27000	131531	0,116	8,84	9,54
9		X	X		X			49280	131684	0,0876	11,16	13,3
10			X	X				38480	132593	0,101	10,5	11,4
11		X		X				33600	133108	0,108	9,94	11,1
12		X	X					45080	135166	0,958	11,7	13,4
13					X	X		47200	143192	0,117	13,3	15,5
14		X	X					18080	144962	0,144	9,08	10,1
15			X		X	X		58680	145315	0,103	14,5	17,2
16		X			X	X		53800	145441	0,11	14,2	16,8
17				x		X		43000	147845	0,129	13,8	16,2
18			X					11480	148021	0,155	7,56	8,36
19		X	X		X	X		65280	148243	0,0981	15,5	18,5
20			X	x		X		54480	149055	0,113	15	17,9
21				x		X		49600	149508	0,121	14,8	17,5
22		X	X	x		X		61080	151677	0,107	15,9	19,2
23	X						X	81438	156633	0,138	15,9	24,6
24		X						6600	156947	0,166	8,25	9,07
25		X	X			X		34080	161063	0,0844	17,2	21
26			X			X		27480	163845	0,171	18,2	22,6
27								166104	0,176	0		

În tabelul 5.3 sunt prezentate studiile de caz ordonate după criteriul procentului de energie din surse regenerabile din totalul energiei necesare pentru a acoperi consumul. Se observă că și din acest punct de vedere, producerea de energie electrică din surse hidro foarte mici, de obicei ignorate din cauza potențialului hidrolic redus, este deosebit de avantajoasă.

Tabel 5.3. Configurații de microgrid ordonate după criteriul raportului RES/consum

	Hidro 5 kW kWh	PV4.4kW kWh	PV8.2kW kWh	PV20kW kWh	PV24kW kWh	Eolian 3kW kWh	Eolian 10 kW kWh	RES/Consum %	CO2 emis kg/year
1	43827	5806				1027		86,3	-356
2	43827	5806						85,3	293
3	43827						4084	83,3	1381
4	43827						1027	80,2	3313
5	43827							78,8	3962
6		5806	10797		31743	1024		64,4	-927
7		5806	10797		31743			63,4	-278
8		5806	10797	26378		1024		61,1	2463
9			10797		31743	1024		60,9	2742
10		5806	10797					60	3112
11			10797		31743			59,8	3391
12		5806			31743	1024		57,4	5896
13			10797	26378		1024		57,1	6132
14		5806			31743			56,2	6545
15			10797	26378				55,8	6782
16				26378		1024		52,9	9287
17					31743	1027		52,6	9565
18		5806		26378				51,6	9936
19					31743			51,2	10215
20				26378		1024		47,2	12956
21				26378				45,6	13605
22		5806	10797			1024		34,3	19134
23		5806	10797				1024	32,5	19783
24			10797					24,3	22803
25			10797					22,3	23453
26		5806						12,1	26607
27								0	30276

În concluzie, pentru un prosumer având o putere instalată mică, utilizând un sistem hibrid echipat cu o turbină șurubului lui Arhimede plasată pe cursul apei și fiind neinvazivă, de dimensiuni mici și necesitând amenajări hidrotehnice reduse, se pot obține performanțe economice și de impact asupra mediului mai bune decât cu turbine clasice având costuri de investiții mult mai mici.

CAPITOLUL 6. CONCLUZII, CONTRIBUȚII PERSONALE ȘI DIRECȚII VIITOARE DE CERCETARE

6.1. Concluzii generale

Având în vedere ca asigurarea securității energetice reprezintă o provocare la nivel Uniunii Europene și faptul ca fiecare Stat Membru trebuie să își stabilească obiectivele fundamentale ale procesului de dezvoltare a sectorului energetic, tematica acestei lucrări poate reprezenta suport în vederea promovării investițiilor în surse regenerabile de energie. Scopul lucrării este elaborarea unei metodologii de lucru pentru evaluarea potențialului

hidroenergetic de mică putere și determinarea amplasamentului optim al microhidrocentralelor din punct de vedere tehnico-economic și impact asupra mediului. Obiectivele principale sunt:

- Analiza stadiului actual al cercetărilor în domeniul exploatării potențialului hidroenergetic prin microhidrocentrale în vederea identificării diferitelor metode de evaluare a potențialului hidroenergetic;
- Dezvoltarea unei metodologii de lucru pentru evaluarea potențialului hidroenergetic de mică putere prin analiza tehnico-economică-mediului utilizând simulări numerice;
- Aplicarea metodologiei propuse pentru diferite studii de caz bazate pe date reale, în vederea valorificării optimizate a producerii de energie electrică din cursuri de apă cu potențial hidroenergetic redus și cădere mică, inclusiv prin instalații hibride de tip prosumer microgrid.

Cercetarea a inclus o serie de activități: analiza unor studii din literatura de specialitate pentru identificarea aspectelor teoretice și metodologice referitoare la tematica abordată, simulare numerică, elaborarea de metodologii specifice tipului de amenajare și puterilor instalate funcție de încadrarea în categoria mini sau micro hidrocentrale, analiza unor studii de caz ce utilizează date reale colectate în stații hidrometrice, formularea unor recomandări ce ținesc de identificarea de soluții pentru cursuri de apă cu potențial hidroenergetic redus, inclusiv din categoria considerată până în prezent ca fiind potențial hidroenergetic neglijabil.

Cercetările derulate în cadrul programului doctoral au condus la o serie de rezultate și concluzii originale.

Metodologia de lucru propusă pentru evaluarea potențialului hidroenergetic, descrisă în detaliu la capitolul 3, are la bază o abordare originală, în 5 pași, bazată pe utilizarea combinată a două programe informatice VAPIDRO-ASTE și SMART MINI-IDRO considerând și componenta de mediu, respectiv debitul ecologic. Calcularea debitului ecologic s-a realizat conform metodei naționale a României aprobată prin H.G. 148/2020. Ca urmare a aplicării metodologiei propuse s-au determinat următorii parametri: puterea instalabilă, durata de funcționare a centralei, cantitatea de energie produsă, precum și locațiile optime ale prizelor de apă și ale centralelor, luându-se în considerare și debitul ecologic.

Studiile de caz utilizează date hidrologice referitoare la 7 cursuri de apă ce aparțin preponderent zonei de munte: Bratia, Dâmbovița și Argeș (bazin hidrografic Argeș), Șercaia și Topolog (bazin hidrografic Olt), Ialomița (bazin hidrografic Ialomița) și Lăpuș (bazin hidrografic Someș).

Aplicarea metodologiei de lucru propuse a condus la obținerea următoarelor rezultate:

- valorile parametrilor cădere medie și putere instalabilă în funcție de debitul disponibil, cu parcurgerea celor 5 pași ai metodologiei de lucru, inclusiv selectarea tipului de turbină, respectiv o turbină Pelton, pentru locația identificată pe râul Bratia. Această locație, identificată la o distanță de 52,9 km amonte de stația hidrometrică Râușor Pod pentru priza de apă respectiv la 50,9 km pentru centrala electrică, s-a dovedit a fi optimă din punct de vedere a puterii instalabile de 989 kW pentru amplasarea unei mini-hidrocentrale de tip „run-off”.
- o schemă de tip mini-hidrocentrale în cascadă, cu parcurgerea succesivă a pașilor 1, 2 și 3, pentru care s-au determinat puterea totală și energia medie estimată. În cadrul unei analize cost-beneficiu realizată cu programul informatic SMART MINI-IDRO s-a determinat și durata de amortizare a investiției aceasta fiind estimată la 15 ani pentru situația în care se acordă 2 certificate verzi pentru 1 MWh livrat în SEN, respectiv la 32 de ani dacă nu se acordă certificate verzi.
- identificarea unei locații pentru o microhidrocentrală neconectată la sistemul energetic național pentru un consumator de energie electrică existent, cu parcurgerea pașilor 1, 2 și 4 din metodologia de lucru, fără a fi luate în considerare aspectele economice privind realizarea investiției. Pe sectorul analizat al râului Topolog a rezultat o putere instalabilă de 22 kW pentru amplasarea unei microhidrocentrale la o distanță de 500 m față de priza de apă având o producție medie de electricitate estimată de 102 MWh/an, corespunzătoare unei durate medii de funcționare de 4632 ore/an.

- identificarea posibilității de construire a unei mini-hidrocentrale la piciorul barajului Pucioasa ($H = 20$ m), prin realizarea unei simulări artificiale a căderii reale dată de existența barajului, în acest sens fiind parcurși pașii 1, 2 și 4 din metodologia de lucru. Pentru o cădere artificială simulată de 18 m a rezultat că priza de apă poate fi amplasată la o distanța optimă de 2500 m amonte de mini-hidrocentrală și corespunde unei puteri instalabile de 1010 kW.
- analiza comparativă a parametrilor mini-hidrocentralei Cetățeni 2 aflată în operare în raport cu o centrală virtuală obținută ca rezultat al simulării numerice cu parcurgerea pașilor 1, 2, 4 și 5 din metodologia de lucru. Rezultatele obținute prin simulare au indicat valori similare atât în ceea ce privește puterea maximă instalabilă posibilă cât și producția maximă posibilă de energie electrică.
- identificarea locației optime pentru o mini-hidrocentrală pe baza datelor experimentale orare de la stația hidrometrică automată Lăpușel (râul Lăpuș), cu utilizarea suplimentară a datelor solare, fiind astfel evidențiate avantajele exploatarei energiei hidraulice prin microhidrocentrale versus exploatarea energiei solare prin panouri fotovoltaice.
- analize tehnico-economice-mediu privind producerea de energie electrică din cursuri de apă cu potențial hidraulic redus și cădere mică.

Analizele tehnico-economice-mediu au fost realizate în 3 cazuri și au condus la obținerea următoarelor rezultate:

- pentru cazul în care s-a considerat locația unde se dispune de o cădere mică $H = 3$ m pe râul Lăpuș, se poate obține suficientă energie pentru fi furnizată în SEN prin amenajarea unei microhidrocentrale la 36 km amonte de stația hidrometrică automată Lăpușel cu o turbină de tip KAPLAN, o valoare a investiției de aproximativ 2500€/kW instalat și cheltuielile anuale de întreținere de 140 €/kW instalat, în condițiile în care sunt acordate câte 2 certificate verzi pentru fiecare MW de energie electrică livrată în SEN pentru primii 15 ani de funcționare a centralei hidroelectrice, însă perioada de amortizare este mare, 16-17,5 ani și impactul asupra mediului este semnificativ;
- pentru cazul în care s-a considerat că o microturbină gravitațională Vortex pe cursul râului Lăpuș alimentează un complex turistic având un necesar de energie de aproximativ 11,66 kWh/h, a rezultat că din producția de energie electrică de 97842 kWh după acoperirea autoconsumului, cantitatea de energie electrică excedentară vândută SEN în decursul unui an este 23682 kWh, cantitatea de energie electrică cumpărată din SEN este 28041kWh/an, perioada de amortizare a investiției este sub 5 ani, însă lucrările de amenajare au efect asupra mediului;
- Pentru cazul în care s-a considerat că un microgrid hibrid format din picoturbină ecologică șurub Arhimede 5 kW, panouri fotovoltaice și turbină eoliană ce alimentează un prosumer de tip reședință rezidențială, rezultatele au arătat că pentru un astfel de prosumer având o putere instalată mică, se pot obține performanțe economice mai bune decât cu turbine clasice, panouri fotovoltaice sau turbine eoliene și impactul asupra mediului este redus.

6.2. Contribuții personale

Având în vedere atât obiectivele stabilite cât și rezultatele obținute, contribuțiile originale la această teză de doctorat sunt:

- O sinteză a stadiului actual al cercetărilor privind evaluarea potențialului hidroenergetic al râurilor cu accent pe abordările/metodologiile identificate, limitările acestora, datele utilizate precum și aspectele de mediu considerate.
- Elaborarea unui material documentar privind programele informatice (software) utilizate pentru evaluarea potențialului hidroenergetic și identificarea amplasamentului optim al microhidrocentralelor (VADIPRO-ASTE, SMART MINI-IDRO, HOMER).
- Elaborarea unei metodologii de lucru originale pentru evaluarea potențialului hidroenergetic prin simulări numerice, bazată pe utilizarea combinată a programelor informatice VADIPRO-ASTE și SMART MINI-IDRO care ține cont și de componenta

de mediu, respectiv debitul ecologic determinat conform metodologiei în vigoare aprobată prin Hotărârea 148/2020.

- Demonstrarea aplicabilității metodologiei de lucru propuse prin propunerea unor studii de caz semnificative și adaptarea metodologiei, în vederea obținerii de soluții specifice tipului de amenajare și clasei de potențial hidroenergetic
- Analiza comparativă a parametrilor unei mini-hidrocentrale aflată în operare în raport cu o centrală virtuală recomandată de metodologia propusă. Studiu de caz - Cetățeni 2, râul Dâmbovița, bazinul hidrografic Argeș.
- Exemplificarea metodologiei de identificare a celei mai bune locații de amplasare a unei mini-hidrocentrale de tip „run-off”. Studiul de caz – râul Bratia.
- Adaptarea metodologiei propuse în vederea determinării unei scheme optimizate de mini-hidrocentrale în cascadă. Studiul de caz - râul Șercaia, bazinul hidrografic Olt.
- Transpunerea metodologiei propuse în vederea analizei posibilității de construire a unei microcentrale neconectată la sistemul energetic național. Studiu de caz - râul Topolog, bazinul hidrografic Olt.
- Stabilirea unei proceduri pentru determinarea parametrilor pentru o mini hidrocentrală la piciorul unui baraj, prin substituirea în programul de calcul a căderii artificiale data de lacul de acumulare cu o lungime de conductă adaptată la panta reală a terenului. Studiul de caz – barajul Pucioasa, râul Ialomița.
- Validarea metodologiei aplicate pentru o mini hidrocentrală la piciorul unui baraj cu situația reală existentă în teren respectiv cu caracteristicile tehnice ale centralei existente, MHC Pucioasa 1. Studiul de caz –MHC Pucioasa 1, râul Ialomița.
- Demonstrarea rentabilității unei investiții pentru valorificarea unui potențial hidraulic mic (sub 200kW) și o cădere mică ($H < 3$ m). Studiul de caz râul Lăpuș.
- Analiza tehnico-economică-mediă a unei soluții adecvată potențialului hidraulic considerat de regulă neglijabil, o turbină ecologică Vortex cu puterea instalată de 15 kW. Studiul de caz râul Lăpuș, bazinul hidrografic Someș).
- Demonstrarea beneficiilor economice și de mediu privind implementarea de soluții de tip micro sau pico hidro turbine ca și componente într-un microgrid alături de panouri fotovoltaice și turbine eoliene. Studiul de caz- râul Argeș, bazinul hidrografic Argeș.

6.3. Direcții viitoare de cercetare

O direcție viitoare de cercetare este extinderea metodologiei propuse pentru cursuri de ape mici cu debite caracterizate prin variații semnificative și modalitatea în care aceasta situație afectează producția de energie a microturbinelor amplasate pe cursul râului.

Un aspect care merită a fi analizat în continuare este dezvoltarea programului VAPIDRO-ASTE printr-o mai bună integrare a debitului ecologic, respectiv prin considerarea unor valori lunare ale debitului ecologic astfel încât să se poată simula un „ecohidrograf” al râului.

O alta direcție viitoare de cercetare are în vedere flexibilizarea calculelor analizei tehnico-economice–mediu din cadrul programului VAPIDRO-ASTE, prin posibilitatea adaptării formulelor de calcul și a parametrilor utilizați în vederea extinderii domeniului de aplicabilitate.

LISTĂ DE LUCRĂRI PUBLICATE

1. **Moldoveanu, A.**, Popescu, D., 2022, Restoring River Connectivity in Line with European Legislation, Bulletin of the Polytechnic Institute of Iași, Volume 68 (2022) - Issue 3, 113 – 124 pp, DOI: <https://doi.org/10.2478/bipcm-2022-0027> (Google Scholar)
2. **Moldoveanu, A.**, Popescu, D., 2019, Identification of the best location for an environmental friendly small hydropower plant, Innovative Manufacturing Engineering and Energy (IManEE 2019) - "50 Years of Higher Technical Education at the University of Pitesti" - The 23rd edition of IManEE 2019 International Conference, IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 564 (2019) 012140, DOI: 10.1088/1757-899X/564/1/012140 (ISI WOS:000562599900138)
3. **Moldoveanu, A.**, Popescu, D., 2018, *Optimized implementation of small hydropower plants on a river. Case study*, 10th International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering – EPE 2018, IEEE Xplore database, (2018), pages: 0806 – 0811, ISBN: 978-1-5386-5062-2, DOI: 10.1109/ICEPE.2018.8559661 (ISI WOS:000458752200157)
4. **Moldoveanu, A.**, Tica, E. I., Popa, B., Popa, F., 2017, *Assessment of the Possibility to Model a Toe Dam Hydropower Plant Using Dedicated Software*, 8th International Conference on Energy and Environment 2017, Proceedings of CIEM 2017 indexed in IEEE Xplore at <http://ieeexplore.ieee.org>, Page(s):260 – 264, DOI: 10.1109/CIEM.2017.8120781 (ISI WOS:000427610300055)
5. Popa, B., Popa, F., **Moldoveanu, A.**, Tica, E. I., 2017, *Evaluation of an existing small hydropower plant with Vapidro-Aste software*, 17th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2017, www.sgem.org, SGEM2017 Conference Proceedings, ISBN 978-619-7408-07-2 / ISSN 1314-2704, 29 June - 5 July, 2017, Vol. 17, Issue 42, 257-264 pp, DOI: 10.5593/sgem2017/42/S17.033 (Scopus/Elsevier)
6. **Moldoveanu, A.**, Popescu, D., 2017, *Assessment of small hydropower potential by software. Case study*, 21st Innovative Manufacturing Engineering & Energy International Conference – IManE&E 2017, MATEC Web of Conferences, Volume 112 (2017), DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201711210009> (ISI WOS:000579349600186)
7. **Moldoveanu, A.**, Galie, A., Moldoveanu M., Popa, F., Tica E., Popa, B., 2017, *Assessment of small hydropower potential for the Olanesti River using advanced software techniques*, International Conference on Applied Sciences ICAS2016, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 163 (2017) 012022 doi:10.1088/1757-899X/163/1/012022 (ISI WOS:000399755300022)

BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ

1. Alzamora Guzmán, V.J., Glasscock, J.A. and Whitehouse, F. (2019) 'Design and construction of an off-grid gravitational vortex hydropower plant: A case study in rural Peru', Sustainable Energy Technologies and Assessments, 35, pp. 131–138. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.06.004>.
2. Aurelio Peviani Ricerca Sistema Energetico, M., Alterach Ricerca Sistema Energetico, J. and Danelli Ricerca Sistema Energetico, A. (2010) SEE HYDROPOWER Project, targeted to improve water resource management for a growing renewable energy production. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/229047175>.
3. Badenko, N. et al. (2016) Development of Automated Approaches for Hydropower Potential Estimations and Prospective Hydropower Plants Siting.
4. Ballance, A. et al. (2000) A geographic information systems analysis of hydro power potential in South Africa. Available at: <https://iwaponline.com/jh/article-pdf/2/4/247/392111/247.pdf>.
5. Bojariu R. et al. (2021) Schimbările climatice - de la bazele fizice la riscuri și adaptare, Ediție revăzută și adăugită. Available at: <https://doi.org/10.5281/zenodo.10517336>.
6. Bunn, S.E. and Arthington, A.H. (2002) 'Basic principles and ecological consequences of altered flow regimes for aquatic biodiversity', Environmental Management, pp. 492–507. Available at: <https://doi.org/10.1007/s00267-002-2737-0>.
7. Carapellucci, R., Giordano, L. and Pierguidi, F. (2015) 'Techno-economic evaluation of small-hydro power plants: Modelling and characterisation of the Abruzzo region in Italy', Renewable Energy, 75, pp. 395–406. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.008>.
8. Castellarin, A. et al. (2004) 'Regional flow-duration curves: Reliability for ungauged basins', Advances in Water Resources, 27(10), pp. 953–965. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2004.08.005>.
9. Clark, M.P. and Slater, A.G. (2006) Probabilistic Quantitative Precipitation Estimation in Complex Terrain.
10. Danube River Basin Management Plan (2021). Available at: www.icpdr.org.

11. Dragomirescu, A. (2021) 'Design considerations for an Archimedean screw hydro turbine', in IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. IOP Publishing Ltd. Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/664/1/012034>.
12. Edirisinghe, D.S. et al. (2021) 'Computational flow analysis on a real scale run-of-river archimedes screw turbine with a high incline angle', *Energies*, 14(11). Available at: <https://doi.org/10.3390/en14113307>.
13. Erinofiaridi, E. et al. (2022) 'Sustainable Power Generation Using Archimedean Screw Turbine: Influence of Blade Number on Flow and Performance', *Sustainability (Switzerland)*, 14(23). Available at: <https://doi.org/10.3390/su142315948>.
14. Hall et al. (2004) *Water Energy Resources of the United States with Emphasis on Low Head/Low Power Resources Energy Efficiency and Renewable Energy Wind and Hydropower Technologies*. Available at: <http://www.eere.energy.gov/>.
15. Hall et al. (2006) *Feasibility Assessment of the Water Energy Resources of the United States for New Low Power and Small Hydro Classes of Hydroelectric Plants Energy Efficiency and Renewable Energy Wind and Hydropower Technologies*. Available at: <http://www.eere.energy.gov/>.
16. Hayes, D.S. et al. (2018) 'Advancing towards functional environmental flows for temperate floodplain rivers', *Science of the Total Environment*. Elsevier B.V., pp. 1089–1104. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.03.221>.
17. Hughes, D.A. (2001) *Providing hydrological information and data analysis tools for the determination of ecological instream flow requirements for South African rivers*. Available at: www.elsevier.com/locate/jhydrol.
18. Kayastha, N., Singh, U. and Dulal, K.P. (2018) *A GIS Approach for Rapid Identification of Run-of-River (RoR) Hydropower Potential Site in Watershed: A case study of Bhote Koshi Watershed, Nepal*.
19. Korkovelos, A. et al. (2018) 'A geospatial assessment of small-scale hydropower potential in sub-saharan Africa', *Energies*, 11(11). Available at: <https://doi.org/10.3390/en11113100>.
20. Kougiyas, I. et al. (2019) 'Analysis of emerging technologies in the hydropower sector', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109257>.
21. Kuriqi, A. et al. (2019) 'Flow regime aspects in determining environmental flows and maximising energy production at run-of-river hydropower plants', *Applied Energy*, 256. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113980>.
22. Lehner, B., Czisch, G. and Vassolo, S. (2013) *EuroWasser: Europe's hydropower potential today and in the future 8 EUROPE'S HYDROPOWER POTENTIAL TODAY AND IN THE FUTURE*.
23. LeRoy Poff, N. et al. (1997) *The Natural Flow Regime: A Paradigm for River Conservation and Restoration*. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/247932778>.
24. Lytle, D.A. and Poff, N.L.R. (2004) 'Adaptation to natural flow regimes', *Trends in Ecology and Evolution*. Elsevier Ltd, pp. 94–100. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.tree.2003.10.002>.
25. Meteorological Organization, W. (2019) *Guidance on Environmental Flows: Integrating E-flow Science with Fluvial Geomorphology to Maintain Ecosystem Services*. Available at: <http://public.wmo.int/en/>.
26. Moldoveanu, A. et al. (2017) 'Assessment of the Possibility to Model a Toe Dam Hydropower Plant Using Dedicated Software', in *Proceedings of 8th International Conference on Energy and Environment: Energy Saved Today is Asset for Future*, CIEM 2017. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., pp. 260–264. Available at: <https://doi.org/10.1109/CIEM.2017.8120781>.
27. Moldoveanu, A. and Popescu, D. (2017) *Assessment of small hydropower potential by software. Case study*.
28. Moldoveanu, A. and Popescu, D. (2018) 'Optimized Implementation of Small Hydropower Plants on a River. Case Study', in *EPE 2018 - Proceedings of the 2018 10th International Conference and Expositions on Electrical And Power Engineering*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., pp. 806–811. Available at: <https://doi.org/10.1109/ICEPE.2018.8559661>.
29. Moldoveanu, A. and Popescu, D. (2019) 'Identification of the best location for an environmental friendly small hydropower plant', in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Institute of Physics Publishing. Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/564/1/012140>.
30. Moldoveanu A and Popescu D (2022) 'Restoring River Connectivity in Line with European Legislation'.
31. Nath Pokhrel et al. (2008) *A GRID BASED ASSESSMENT OF GLOBAL THEORETICAL HYDROPOWER POTENTIAL*, *Annual Journal of Hydraulic Engineering, JSCE*.
32. Nilsson, C. et al. (2005) 'Fragmentation and flow regulation of the world's large river systems', *Science*, pp. 405–408. Available at: <https://doi.org/10.1126/science.1107887>.
33. Palfy Sandor O, Brada K and Hartenstein R. (1996) 'Wasserkraftanlagen: Klein- und Kleinstkraftwerke', *Renningen-Malmsheim: Expert-Verlag* [Preprint].
34. Palomino Cuya, D.G. et al. (2013) 'A GIS-based assessment of maximum potential hydropower production in La Plata basin under global changes', *Renewable Energy*, 50, pp. 103–114. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.019>.
35. Pandey, A., Lalrempuia, D. and Jain, S.K. (2015) 'Evaluation du potentiel hydroélectrique utilisant la technologie spatiale et le modèle SWAT pour la rivière Mat, dans le sud Mizoram, Inde', *Hydrological Sciences Journal*, 60(10), pp. 1651–1665. Available at: <https://doi.org/10.1080/02626667.2014.943669>.
36. Popa, B. et al. (2017) 'Evaluation of an existing small hydropower plant with VAPIDRO-ASTE software', in *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. International Multidisciplinary Scientific Geoconference*, pp. 257–264. Available at: <https://doi.org/10.5593/sgem2017/42/S17.033>.
37. Popescu, D. and Dragomirescu, A. (2024) 'Cost-benefit analysis of a hydro-solar microsystem with Archimedean screw hydro turbine sized for a prosumer building', *Renewable Energy*, 226. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120402>.
38. Pöyry Austria GmbH (2018) 'Wasserkraftpotenzialstudie Oesterreich 2018'.
39. Punys, P. and Pelikan, B. (2007) 'Review of small hydropower in the new Member States and Candidate Countries in the context of the enlarged European Union', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1321–1360. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.12.008>.
40. Quaranta, E. et al. (2020) 'Hydropower case study collection: Innovative low head and ecologically improved turbines, hydropower in existing infrastructures, hydropeaking reduction, digitalization and governing systems', *Sustainability (Switzerland)*. MDPI, pp. 1–79. Available at: <https://doi.org/10.3390/su12218873>.

41. Quaranta, E. (2020) 'The Revival of Old Hydraulic Turbines for Innovative Hydropower Generation: Water Wheels, Archimedes Screws, Deriaz and Girard Turbines', *Current Trends in Civil & Structural Engineering*, 5(5). Available at: <https://doi.org/10.33552/ctcse.2020.05.000625>.
42. Quaranta, E. et al. (2021) 'Environmentally Enhanced Turbines for Hydropower Plants: Current Technology and Future Perspective', *Frontiers in Energy Research*. Frontiers Media S.A. Available at: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.703106>.
43. Sauquet, E. (2006) 'Mapping mean annual river discharges: Geostatistical developments for incorporating river network dependencies', *Journal of Hydrology*, 331(1–2), pp. 300–314. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2006.05.018>.
44. Schröder, H.C. (2018) Large-scale High Head Pico Hydropower Potential Assessment.
45. Seliger, C. et al. (2016) 'Hy:Con: A Strategic Tool For Balancing Hydropower Development And Conservation Needs', *River Research and Applications*, 32(7), pp. 1438–1449. Available at: <https://doi.org/10.1002/rra.2985>.
46. Skoulikaris, C. (2021) 'Run-of-river small hydropower plants as hydro-resilience assets against climate change', *Sustainability (Switzerland)*, 13(24). Available at: <https://doi.org/10.3390/su132414001>.
47. Skoulikaris, C. and Kasimis, K. (2021) 'Investigation of climate change impacts on hydropower generation: The case of a run-of-river small hydropower plant in North Western Greece', in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. IOP Publishing Ltd. Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/899/1/012026>.
48. Tennant, D.L. (1976) 'Instream Flow Regimens for Fish, Wildlife, Recreation and Related Environmental Resources', *Fisheries*, 1(4), pp. 6–10. Available at: [https://doi.org/10.1577/1548-8446\(1976\)001<0006:ifrfw>2.0.co;2](https://doi.org/10.1577/1548-8446(1976)001<0006:ifrfw>2.0.co;2).
49. Tharme, R.E. (2003) 'A global perspective on environmental flow assessment: Emerging trends in the development and application of environmental flow methodologies for rivers', *River Research and Applications*, 19(5–6), pp. 397–441. Available at: <https://doi.org/10.1002/rra.736>.
50. Vogel, R.M., Bell, C.J. and Fennessey, N.M. (1997) Climate, streamflow and water supply in the northeastern United States.
51. Wałęga, A. et al. (2022) 'Flow predictability indicates the ecological quality of the river: A case of invertebrates in Central Europe', *Ecological Indicators*, 143. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2022.109308>.
52. YoosefDoost, A., and Lubitz, W.D. (2020) 'Archimedes screw turbines: A sustainable development solution for green and renewable energy generation-a review of potential and design procedures', *Sustainability (Switzerland)*, 12(18). Available at: <https://doi.org/10.3390/SU12187352>.
53. Zarfl, C. et al. (2015) 'A global boom in hydropower dam construction', *Aquatic Sciences*, 77(1), pp. 161–170. Available at: <https://doi.org/10.1007/s00027-014-0377-0>.
54. Manual de instalare și utilizare VAPIDRO-ASTE 4.0 User Guide - Customized tools (software)
55. Homer Energy. HOMER PRO, <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>; accesat 5 mai 2024
56. Turbulent. Low head, Eco-friendly hydropower inspired by nature. Resilient, cost-efficient hydroelectric turbines designed to power businesses, communities and inject energy into the grid. <https://www.turbulent.be/>, accesat 3 mai 2024
57. <https://www.turbulent.be/> accesat accesat 3 mai 2024
58. https://cdn.hidroelectrica.ro/cdn/furnizare/2024/aprilie/15_04/oferta_tip_-_b-1504-3107-24.pdf, Hidroelectrica S.A., accesat 16 aprilie 2024
59. UNPIR - Licitatii Insolventa- Active funcționale - 8 buc turbine tip șuruburi hidraulice arhimedic, 2023 https://www.licitatii-insolventa.ro/afaceri/active-functionale/8-buc-turbine-tip-suruburi-hidraulice-arhimedice_i154334, accesat decembrie 2023
60. ECOSOLARIS, Sisteme fotovoltaice, <https://shop.ecosolaris.ro/panouri-fotovoltaice/>; 2024; accesat 3 aprilie 2024
61. Protocolul de la Kyoto din 11 decembrie 1997 la Convenția-cadru a Națiunilor Unite asupra schimbărilor climatice, Parlamentul României, publicat în MOF. Nr. 81 din 16 februarie 2001
62. Directiva 28/2009/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile de energie;
63. Strategia Energetică a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050 - proiect de hotărâre publicat pe website-ul Ministerului Energiei (<https://energie.gov.ro/strategiei-energetice-a-romaniei-2022-2030-cu-perspectiva-anului-2050/>), accesat aprilie 2024;
64. European Commission, 2000: Directive 2000/60/EC of the European Parliament and of the Council, 23 October 2000, establishing a framework for community action in the field of water policy. *Official Journal of the European Community*, L327:1–72.
65. European Commission, 2015: Ecological Flows in the Implementation of the Water Framework Directive. Common Implementation Strategy Guidance Document No. 31. Luxembourg.
66. Planul Național de Management actualizat (2022 - 2027) aferent porțiunii naționale a bazinului hidrografic internațional al fluviului Dunărea, 2022, A.N.A.R.
67. HG nr. 148 din 20 februarie 2020 privind aprobarea modului de determinare și de calcul al debitului ecologic