

CONTRIBUȚII LA OPTIMIZAREA UNOR SISTEME COMPLEXE DE GOSPODĂRIRE INTEGRATĂ A APELOR

Teză destinată obținerii
titlului științific de doctor inginer
la
Universitatea "Politehnica" din Timișoara
în domeniul INGINERIE CIVILĂ
de către

Ing. GÎRBACIU CRISTIAN ADRIAN

Conducător științific:
Referenți științifici:

prof.univ.dr.ing. Gheorghe Crețu
prof.univ.dr.ing. Giurma Ion
prof.univ.dr.ing. Popa Gheorghe
cercet.gr. I. dr.ing. Stanciu Petre

Ziua susținerii tezei: 15.10.2010

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- | | |
|------------------------|---|
| 1. Automatică | 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații |
| 2. Chimie | 8. Inginerie Industrială |
| 3. Energetică | 9. Inginerie Mecanică |
| 4. Ingineria Chimică | 10. Știința Calculatoarelor |
| 5. Inginerie Civilă | 11. Știința și Ingineria Materialelor |
| 6. Inginerie Electrică | |

Universitatea „Politehnica” din Timișoara a inițiat seriile de mai sus în scopul diseminării expertizei, cunoștințelor și rezultatelor cercetărilor întreprinse în cadrul școlii doctorale a universității. Seriile conțin, potrivit H.B.Ex.S Nr. 14 / 14.07.2006, tezele de doctorat susținute în universitate începând cu 1 octombrie 2006.

Copyright © Editura Politehnica – Timișoara, 2006

Această publicație este supusă prevederilor legii dreptului de autor. Multiplicarea acestei publicații, în mod integral sau în parte, traducerea, tipărirea, reutilizarea ilustrațiilor, expunerea, radiodifuzarea, reproducerea pe microfilme sau în orice altă formă este permisă numai cu respectarea prevederilor Legii române a dreptului de autor în vigoare și permisiunea pentru utilizare obținută în scris din partea Universității „Politehnica” din Timișoara. Toate încălcările acestor drepturi vor fi penalizate potrivit Legii române a drepturilor de autor.

România, 300159 Timișoara, Bd. Republicii 9,
tel. 0256 403823, fax. 0256 403221
e-mail: editura@edipol.upt.ro

Cuvânt înainte

Teza de doctorat a fost elaborată pe parcursul activității mele în cadrul catedrei de Construcții hidrotehnice / de Construcții hidrotehnice și îmbunătățiri funciare din cadrul Facultății de Hidrotehnică Universitatea „Politehnica” din Timișoara.

Această teză de doctorat încearcă să aducă o contribuție din punct de vedere al mediului, tehnic și economic la studierea optimizării sistemelor complexe de gospodărire a apei preponderent hidroenergetice.

Mulțumiri deosebite conducătorului științific al tezei de doctorat **Prof.dr.ing. Gheorghe CREȚU** care m-a îndrumat pe parcursul lucrării cu multă răbdare și înțelegere. Îi mulțumesc de asemenea pentru încrederea pe care a avut-o în mine încă de pe băncile facultății, pentru contribuția adusă la formarea mea ca inginer din postura de dascăl și pentru oportunitatea oferită de aprofundare a cunoștințelor în carul Laboratorului național de inginerie civilă din Lisabona, Portugalia.

Mulțumesc de asemenea membrilor comisiei pentru că au acceptat să fie referenți, luându-și din timpul lor prețios pentru a, analiza cele prezentate de mine în această teză.

Mulțumesc colegilor din cadrul Catedrei de Construcții Hidrotehnice și Îmbunătățiri Funciare, precum și colegilor din facultate, pentru sprijinul acordat.

Nu în ultimul rând mulțumesc Familiei mele care a fost alături de mine în fiecare moment, înconjurându-mă cu multă dragoste și înțelegere. Le mulțumesc pentru tot ceea ce au făcut pentru mine, fie că m-au susținut, m-au ambiționat sau m-au criticat și mai ales pentru sacrificiile făcute de ei.

Timișoara, octombrie 2010

Ing. Cristian Adrian Gîrbaciu

Dedic această carte întregii mele familii și în mod deosebit memoriei mamei mele cea care mi-a dat viață, m-a crescut , a făcut sacrificii pentru mine și mi-a îndrumat pașii în viață.

Gîrbaciu Cristian Adrian ,

Contribuții la optimizarea unor sisteme complexe de gospodărire integrată a apelor

Teze de doctorat ale UPT, Seria X, Nr. YY, Editura Politehnica, 200Z, 127 pagini, 60 figuri, 35 tabele.

ISSN:1842-581X

ISBN : 978-606-554-186-3

Cuvinte cheie:

Scheme complexe, gospodărire integrată, optimizare, energetice, economice, tehnologic, mediu, certificate verzi, programe automate de calcul

Rezumat,

Această teză de doctorat abordează problema optimizării schemelor complexe de gospodărire integrată a apelor. În contextul actual în care Europa se confruntă cu o dependență exagerată de sursele energetice ale altor regiuni ale globului, energia obținută din optimizarea amenajărilor de gospodărire a apelor preponderent energetice reprezintă una din posibilele soluții pentru reducerea acestei dependențe energetice.

S-au prezentat facilitățile oferite de Uniunea Europeană, implicit și de Guvernul României prin preluarea în legislația din domeniul energetic a prevederilor Directivei 2001/77/EU pentru promovarea energiei regenerabile care asigură oportunitatea demarării proiectelor de optimizare a amenajărilor existente din punct de vedere al mediului, tehnologic și economic în scopul realizării creșterii producției energiei. În vederea realizării acțiunilor de optimizare s-au creat instrumentele de lucru necesare și anume: un model de analiză anterioară optimizării cu ajutorul căruia s-au ales amenajările care pot fi supuse acțiunilor de optimizare, trei programe automate de calcul care au permis determinarea realizării optimizării din punct de vedere al mediului, optimizării tehnologice și optimizării economice.

În urma aplicării instrumentelor de lucru create asupra celor două studii de caz a rezultat că se poate realiza optimizarea din punct de vedere al mediului, optimizării tehnologice și optimizării economice pentru primul studiu de caz și realizarea optimizării tehnologice și optimizării economice pentru al doilea studiu de caz.

În final s-au prezentat contribuțiile personale, concluziile și perspectivele referitoare la optimizarea sistemelor de gospodărire a apelor preponderent energetice.

		Pag.
1	Necesitatea și oportunitatea temei	7
1.1	Generalități	7
1.2	Regimul debitelor	11
1.3	Necesitatea și oportunitatea / actualitatea temei	18
1.4	Obiective	20
2	Sisteme complexe de gospodărire integrată a apelor	21
2.1	Amenajările complexe de gospodărire a apelor în România și folosințele acestora	21
2.2	Amenajarea complexă a bazinelor hidrografice	32
2.2.1	Definirea și clasificarea schemelor de amenajare	32
2.2.2	Necesitatea amenajării complexe a bazinelor hidrografice	34
2.3	Gospodărire integrată și durabilă a apelor	36
3	Energia regenerabilă - oportunitate pentru demararea proiectele de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire a apei	39
3.1	Directiva 2001/77/EC	39
3.1.1	Considerații generale	39
3.1.2	Obiectivele politicilor prevăzute în Directivă	40
3.1.3	Preluarea în legislația românească a prevederilor Directivei 2001/77/E	41
3.2	Obiectivele și sarcinile de valorificare a surselor regenerabile de energie	43
3.2.1	La nivelul Uniunii Europene	43
3.2.2	La nivelul României	43
3.3	Potențialul surselor regenerabile de energie în România	48
3.4	Scheme suport și cadrul de reglementare adoptate în România pentru promovarea surselor regenerabile de energie	50
3.4.1	Schemele suport	50
3.4.2	Cadrul de reglementare	52
3.4.3	Aplicarea în România a „sistemului cotelor obligatorii combinat cu sistemul de comercializare a certificatelor verzi”	52
4	Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a apelor	55
4.1	Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a apelor din punct de vedere a protecției mediului	55
4.1.1	Analiza efectelor elementelor sistemelor de gospodărire complexă a apelor asupra mediului	55
4.1.2	Impactul asupra mediului produs de amenajările hidroenergetice de mică putere	56
4.1.3	Analiza mărimii impactului amenajărilor hidroelectrice de mică putere asupra mediului	58
4.1.4	Înlocuirea energiei din surse poluante cu energie din surse regenerabile	60
4.2	Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a apelor din punct de vedere tehnic	61
4.3	Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a	64

		apelor din punct de vedere economic	
	4.3.1	Generalități	64
	4.3.2	Analiza investițiilor	65
	4.3.3	Alocarea resurselor de capital	65
	4.3.4	Abordarea deterministă a analizei investițiilor de OSGA	66
	4.3.5	Metodele cash flow-urilor actualizate	66
	4.3.6	Metode ce nu folosesc tehnica actualizării	69
5		Studii de caz	74
	5.1	Modele de analiză și programe folosite în procesul de optimizarea sistemelor complexe de gospodărire integrată a apelor	74
	5.1.1	Realizarea unui model în vederea analizei anterioare optimizării pentru un sistem complex de gospodărire a apelor	74
	5.1.2	Realizarea a trei programe automate de calcul care permit evaluarea optimizării din punct de vedere al mediului, tehnologice și economice	75
	5.2.	Studiu de caz pentru optimizarea MHC Topleț, județul Caraș-Severin	76
	5.2.1	Scurta descriere a situației actuale	76
	5.2.2	Schema amenajării	77
	5.2.3	Probleme majore actuale ale amenajării MHC Topleț	82
	5.2.4	Soluția tehnică propusă pentru optimizarea MHC Topleț	84
	5.2.5	Analiza mărimii impactului amenajărilor hidroelectrice asupra mediului	91
	5.2.6	Estimare cost și concluzii finale	96
	5.3	Studiu de caz pentru optimizarea în cadrul amenajării Bristra – Poiana Mărului – Ruienii – Poiana Ruscă	103
	5.3.1	Date generale	103
	5.3.2	Condiții naturale ale amplasamentului	103
	5.3.3	Probleme în bazinul râului Sebeș (zona Muntele Mic)	105
	5.3.4	Soluția tehnică propusă pentru optimizarea bazinului râului Sebeș	107
	5.3.5	Soluția de echipare a cascadei de centrale hidroelectrice situate pe râurile Cuntu, Sebeșel și Craiu	110
	5.3.6	Analiza mărimii impactului amenajărilor hidroelectrice construite pe râurile Sebeș, Craiu și Cuntu asupra mediului	112
	5.3.7	Analiza tehnico - economica a obiectivelor construite pe râurile Sebeș, Craiu și Cuntu	114
6		Contribuții personale, concluzii și recomandări	117
	6.1	Contribuții personale	117
	6.2	Concluzii și perspective	118
7		Bibliografie	120
8		Anexe	123

1. Necesitatea și oportunitatea temei

1.1. Generalități

Scurtă prezentare a circuitului apei

Circuitul apei nu are un punct fix, sau clar de plecare, dar se poate începe cu oceanele. Soarele, este "motorul" circuitului apei, încălzește apa din oceane, care se evaporă ajungând în aer sub forma de vapori.

Curenții de aer ascendenți transportă vaporii în atmosferă, unde temperaturile mai scăzute determină condensarea vaporilor sub formă de nori. Curenții de aer deplasează norii pe tot globul, particule de nor se ciocnesc, cresc în dimensiuni și cad sub formă de precipitații. O parte a precipitațiilor cade sub forma de zăpadă și se poate acumula în calote glaciare și ghețari.

Zăpada aflată în zone cu o climă mai blândă se topește când vine primăvară, iar apa rezultată se scurge pe suprafața solului. Cea mai mare parte a precipitațiilor cade înapoi în oceane sau pe sol, unde, datorită gravitației se scurge în continuare pe suprafața solului devenind scurgere de suprafață. O parte din această scurgere de suprafață intra în albia râurilor, curentul de apă deplasându-se către oceane.

Scurgerea de suprafață și exfiltrațiile din apa subterană, se acumulează ca apă în lacuri și râuri. Totuși nu toată apa provenită din scurgere ajunge în râuri. O mare parte a acesteia se infiltrează în sol.

Unele ape infiltrate vor rămâne în primul strat de la suprafața solului, de unde pot intra într-un curs de apă prin malurile acestuia. O parte din cantitatea de apă se poate infiltra mai adânc realimentând acviferele subterane. Dacă acviferele nu sunt prea adânci și sunt suficient de poroase astfel încât să permită apei să circule liberă prin ele, oamenii pot săpa fântâni în acvifer pentru a folosi apa în scopuri proprii. Apa poate străbate distanțe considerabile sau poate rămâne în depozitul de ape subterane pentru perioade lungi de timp, reîntorcându-se la suprafață sau descărcându-se în alte corpuri de apă cum ar fi râurile și oceanele. [63],[64]

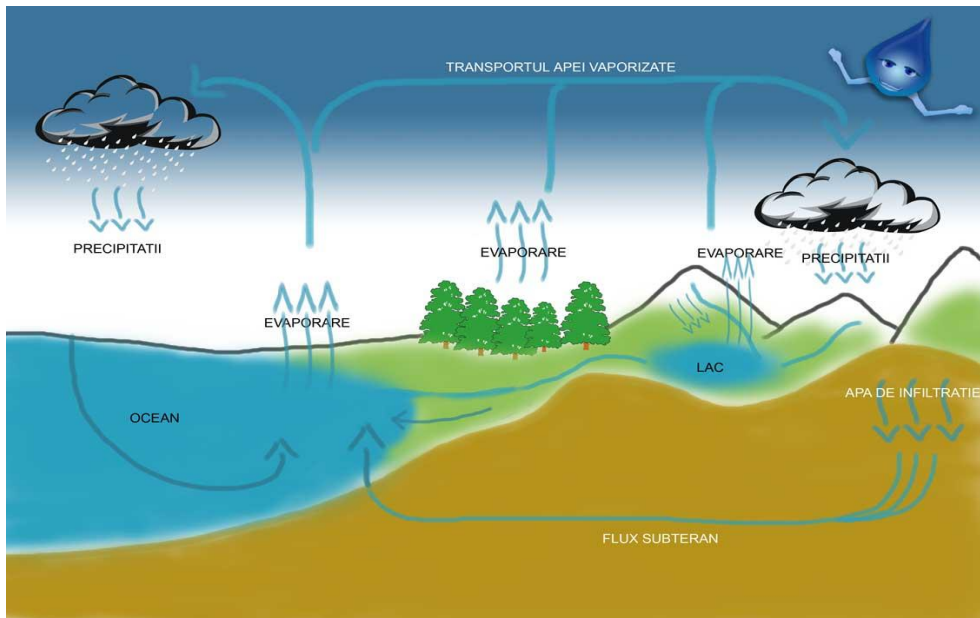


Fig.1.1. Circuitul apei în natură [23]

Distribuția apei la nivelul globului

Pentru o explicație detaliată a distribuției apei pe Pământ, consultați graficul și tabelul cu date de mai jos. Observați cum rezerva mondială de apă este de 1.386 milioane km³ de apă, peste 96% fiind apă sărată. Mai departe, din totalul de apă dulce, peste 68% este blocată în gheața și ghețari, iar 30% din apa dulce sunt prezente în subteran. Sursele de apă dulce de suprafață, cum ar fi râurile și lacurile, însumează doar 93.100 km³, care reprezintă aproximativ 1/700 dintr-un procent din totalul de apă. Totuși, râurile și lacurile reprezintă sursele principale pentru apă folosită zilnic de oameni.

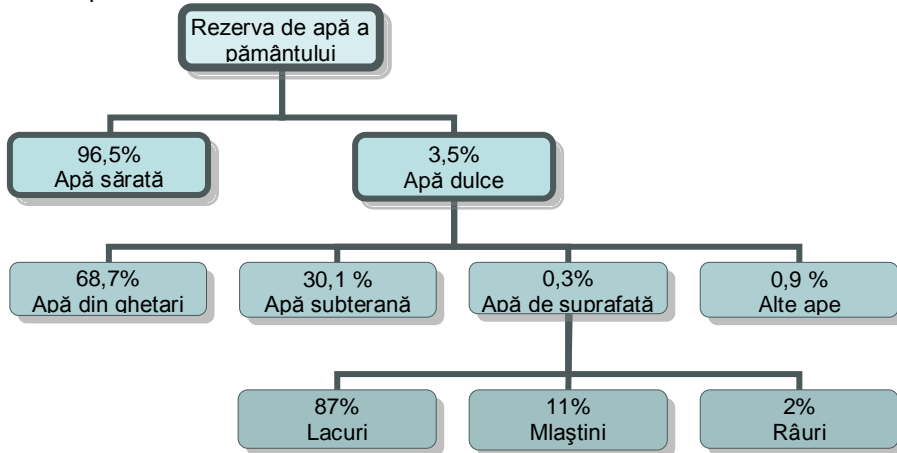


Fig.1.2. Evidențierea procentuală a rezervei de apă a pământului [23]

În figura 1.2. este prezentată repartiția rezervei de apă pe pământ.

Tab.1.1. Estimarea distribuției apei pe glob

Sursa de apa	Volumul apei în mile ³	Volumul apei în km ³	Procentul din totalul de apa dulce	Procentul din totalul de apa
Oceane, mari și golfuri	321,000,000	1,338,000,000	--	96.5
Calote glaciare, Ghețari și zăpada permanenta	5,773,000	24,064,000	68.7	1.74
Apa subterana	5,614,000	23,400,000	--	1.7
Dulce	2,526,000	10,530,000	30.1	0.76
Sărata	3,088,000	12,870,000	--	0.94
Umiditatea din sol	3,959	16,500	0.05	0.001
Gheata permanenta și nepermanentă din sol	71,970	300,000	0.86	0.022
Lacuri	42,320	176,400	--	0.013
cu apa dulce	21,830	91,000	0.26	0.007
cu apa sărată	20,490	85,400	--	0.006
Atmosfera	3,095	12,900	0.04	0.001
Apa din mlaștini	2,752	11,470	0.03	0.0008
Râuri	509	2,120	0.006	0.0002
Apa biologică	269	1,120	0.003	0.0001
Total	332,500,000	1,386,000,000	-	100

Sursa: Water resources. In Encyclopedia of Climate and Weather, 1996, editata de S. H. Schneider, Oxford University Press, New York, vol. 2, pp.817-823.

Resursele de apă teoretice și tehnic utilizabile din țară

Resursele de apă ale României sunt constituite din apele de suprafață –râuri, lacuri, fluviul Dunărea – și ape subterane.

Resursele de apă potențiale și tehnic utilizabile pentru anul 2004 se prezintă în tabelul nr.1.2.

Tab.1.2. Resursele de apă potențiale și tehnic utilizabile din țară

Sursa de apă Indicator de caracterizare	Total mii.mc.
A Râuri interioare	
1. Resursa teoretică	40.000.000
2. Resursa existentă potrivit gradului de amenajare a bazinelor hidrografice*	14.143.318
3. Cerința de apă a folosințelor, potrivit capacităților de captare aflate în funcțiune	3.398.436
B Dunăre (direct)	
1. Resursa teoretică (în secțiunea de intrare în țară) **	85.000.000
Resursa utilizabilă în regim actual de amenajare	20.000.000
2. Cerința de apă a folosințelor potrivit capacităților de captare aflate în funcțiune***	3.159.083
C Subteran	
1. Resursa teoretică	10.300.000
din care:	
- ape freatice	4.500.000
- ape de adâncime	5.800.000
2. Resursa utilizabilă	5.998.000
3. Cerința de apă a folosințelor potrivit capacităților de captare în funcțiune	881.939
Total resurse	
1. Resursa teoretică	134.000.000
2. Resursa existentă potrivit gradului de amenajare a bazinelor hidrografice	40.141.318
3. Cerința de apă a folosințelor, potrivit capacităților de captare aflate în funcțiune	8.024.813
4. Cerința de apă pentru protecția ecologică	4.341.972

Notă

*cuprinde și rețeaua lacurilor litorale, precum și resursa asigurată prin re folosire externă directă în lungul râului;

** ½ din stocul mediu multianual, la intrarea în țară;

*** inclusiv volumele transferate în bazinul Litoral

1.2. Regimul debitelor

Debitul de apă

Debitul tuturor râurilor se schimbă continuu în cursul anului, oscilând în majoritatea cazurilor, în limite foarte mari, fiecare an având limitele sale și caracterul specific de variație.

Oscilația debitelor este dată sub forma de diagramă hidrografică sau graficul anual al variației debitelor; în el se trec valorile zilnice ale debitelor medii din fiecare zi.

În general, variația debitului unui râu este influențată de trei grupe principale de factori și anume:

1. Caracteristicile topografice ale bazinului râului, adică mărimea, forma conturului și relieful suprafeței de colectarea al apei.
2. Caracteristicile climatologice, din care cele mai importante sunt: cantitatea și felul precipitațiilor căzute în bazin, repartizarea lor după anotimpuri, variația anuală și zilnică a temperaturilor și a altor factori meteorologici care determina evaporările (umiditatea relativă, viteza vântului etc.).
3. Structura geologică a solului bazinului și vegetația care-l acoperă.

Factorii enumerați, se întâlnesc în natura în variate combinații, creează particularitățile individuale ale regimului cursurilor de apă (fluviilor).

Râurile de șes

Alimentarea lor principală se face primăvara, datorită apelor provenite din topirea zăpezilor căzute în cursul iernii, lucru care provoacă o mărire considerabilă a debitului de primăvara. De aceea, ciclul anual al debitului râurilor de acest tip, poate fi împărțit în două epoci principale:

1. epoca viiturii de primăvara cu debitele lor mari de apă;
2. epoca apelor medii, în cursul cărora debitele scad.

În timpul viiturii de primăvară curge pe râu cea mai mare parte din volumul total anual de apă al râului.

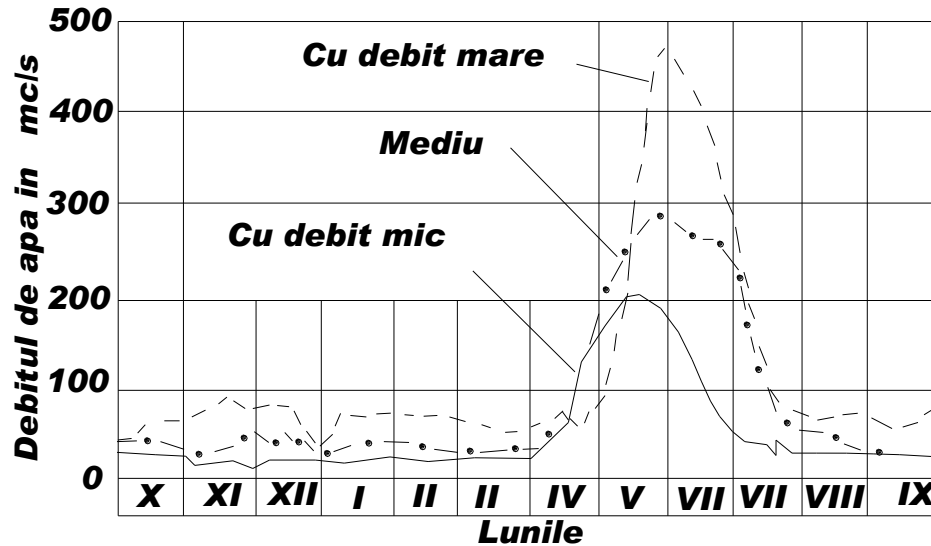


Fig. 1.3. Graficul sau diagrama hidrografica a unui fluviu pentru anii caracteristici

Vara și toamna până la căderea zăpezii, precipitațiile căzute sub forma de ploi, pot provoca o mărire mai mult au mai puțin însemnata a debitelor, iar la o cantitate mai mare de precipitații căzute, ele pot produce a doua viitura, de toamna.

O modalitate buna de a înțelege cum influențează apa rezultată din topirea zăpezii debitul râurilor este să ne uităm la hidrograful din figura 1.4., care prezintă variația debitul mediu zilnic pe o perioada de 4 ani pentru râul. Maximele din grafic sunt în principal rezultatul topirii zăpezii. Se poate compara faptul că debitul mediu zilnic în timpul lunii martie din anul 2000 a fost de aproximativ 400 de m^3 pe secunda, în timp ce în august debitele variau între 23 și 25 m^3 pe secundă.

Scurgerea cauzată de topirea zăpezii variază în funcție de anotimp și de asemenea de la an la an. Se pot compara maximele debitelor pe anul 2000 cu debitele mult mai mici ale anului 2001. Se pare că o secetă majoră a afectat acea zonă în 2001. Lipsa apei acumulate sub forma de strat de zăpadă în timpul iernii poate micșora cantitatea de apă pentru tot restul anului. Acest lucru poate afecta cantitatea de apă din râurile și lacurile de acumulare aflate în aval.

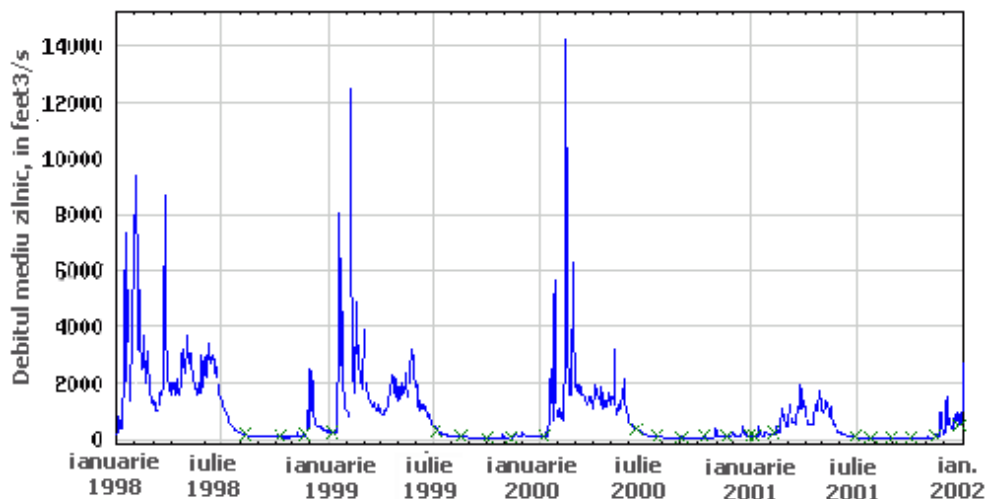


Fig. 1.4. Variația debitul mediu zilnic pe o perioada de 4 ani pentru râul

Mărima suprafeței bazinului are o influență foarte mare asupra formei diagramei anuale, de asemenea și grosimea stratului de sol mai mult sau mai puțin permeabil, capabil să absoarbă apa și să rețină o parte din debit.

În cazul unor suprafețe mici ale bazinului râurilor și a unui sol puțin permeabil (sau al grosimii mici a stratului permeabil), apele provenite din topirea zăpezilor se scurg foarte repede în râu, cauzând apariția unui debit foarte mare.

O viitură de scurtă durată este urmată de ape mici (etiaj). Grosimea mică a stratului de sol permeabil, nu dă posibilitatea să formeze rezerve importante de ape subterane, care să fie apoi folosite de râu, lucru ce provoacă o reducere bruscă a debitului. Pe de altă parte toamna și vara, apa provenită din ploile scurte, ajunge foarte repede, în albia râului; de aceea diagrama hidrografică înregistrează un șir de viituri datorită ploilor scurte, mai mult sau mai puțin pronunțate.

Suprafața mare a bazinului, și existența unui strat permeabil gros, mărește așa zisul "timp de scurgere" al apei din sectoarele îndepărtate ale bazinului până la râu, iar pe de altă parte reține o parte importantă a apei, care este absorbită de solul bazinului. Din această cauză se micșorează volumul de apă al viiturii și se mărește durata ei. Viitura se prelungește în timp, iar valoarea debitului ei maxim se micșorează. Datorită condițiilor climatice diferite, din diverse sectoare ale unui bazin, acestea vor contribui la diminuarea debitelor maxime ale viiturii și la mărirea duratei acestora.

Acumularea debitelor mai mari de primăvară, în grosimea straturilor permeabile ale solului bazinului, contribuie la mărirea debitului râului pe timpul etiajului. Din această cauză, o suprafață mai mare a bazinului și o permeabilitate mai bună a straturilor solului, regularizează debitul anual al râului.

Râurile cu alimentare din lacuri

Din această categorie fac parte râurile ce curg din lacuri, a căror acțiune de acumulare reduce viiturile și mărește debitele mijlocii.

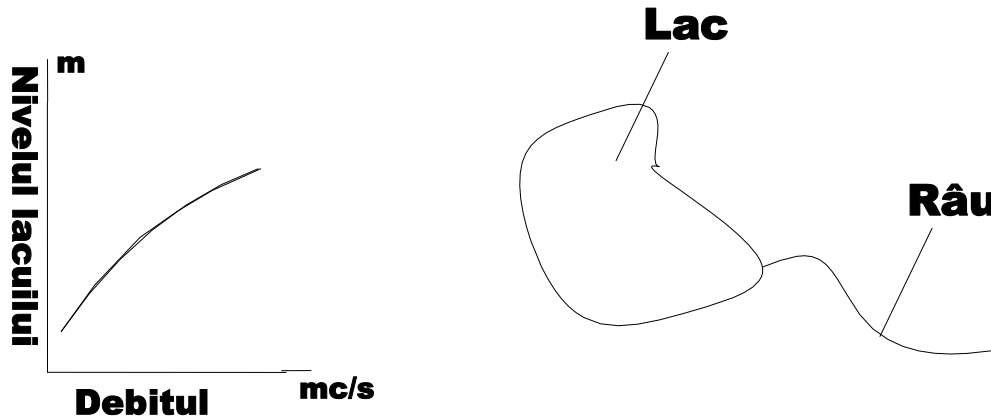


Fig. 1.5. Debitul unui râu care iese din lac în funcție de nivelul lacului

Debitul natural de primăvara al bazinului, este reținut de lacuri. Debitul izvorât din lac, depinde direct de nivelul acestuia. Observând nivelele h , ale lacului și debitele Q , ale râului care ies din lac, se poate realiza curba debitului funcție de nivelul din lac (Fig. 1.5.). Câtre sfârșitul iernii datorita cantităților reduse de apa ce sosesc în lac și rezervele lacului scăzând în cursul iernii, înainte de începerea viiturii de primăvara se ajunge la nivelul cel mai scăzut. La un lac cu suprafața mare, apa provenita din viitura de primăvara rămâne aproape în întregime în lac, nivelul acestuia va urca treptat, iar concomitent cu ridicarea nivelului se mărește și debitul defluent; în acest timp debitul afluent crește foarte repede pe când evacuarea debitului se face încet.

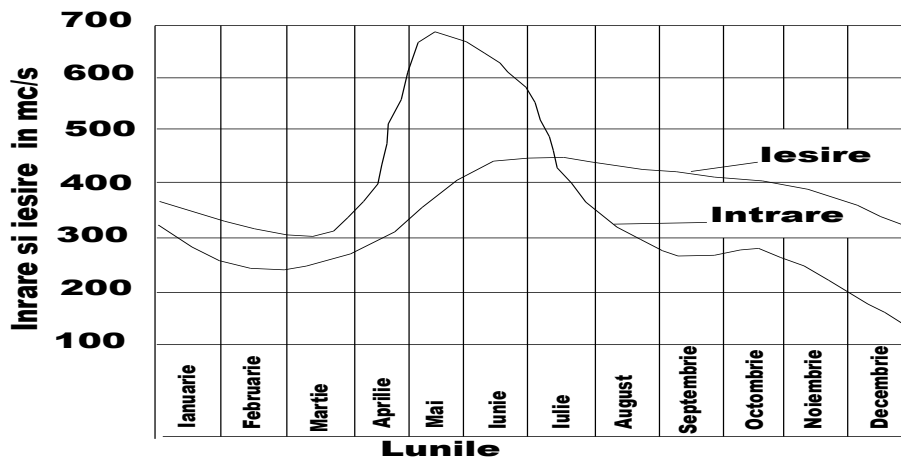


Fig. 1.6. Diagrama hidrografică a reținerilor în lac și a ieșirilor în râu, reglate de lac după datele medii luate

După trecerea maximului debitului afluent, începe diminuarea lui, dar atâta timp cât debitul defluent rămâne inferior celui afluent, continua acumularea apei în lac și nivelul apei se găsește în urcare; deci debitul râului continua să se mărească (curba continua Fig.1.6.). În momentul când debitul afluent în scădere se egalizează cu debitul defluent în creștere, urcarea nivelului în lac se oprește.

Deoarece debitul afluent continua să scadă, debitul defluent scade și nivelul apei din lac începe să scadă pe toata durata nivelului apelor mici (etiajului). Astfel lacul regularizează debitul natural al bazinului. Debitele maxime defluente regularizate de lac, vor fi mai mici decât debitele maxime afluate, iar apariția lor va fi mai tardivă (lunile Iunie-Iulie). Debitele etiajului vor fi cu mult mai mari, decât debitele afluate naturale din perioada respectiva. Acțiunea de regularizare a lacului va fi cu atât mai mare cu cât întinderea lui va fi mai mare fata de suprafața totala a bazinului, adică cu cât va fi mai mare așa zisul coeficient de întindere a lacului fata de suprafața bazinului.

La întinderi suficient de mari ale lacurilor (coeficient ridicat de întinderea lacurilor fata de suprafața bazinului) regularizarea debitului se poate observa pe perioade de mai mulți ani.

Odată cu apariția unui sir de ani bogați în apa, se poate produce în lac o acumulare considerabila de apa și o ridicare de nivel. Rezerva formata se va scurge în decursul anilor săraci ce vor urma, măbind debitul râului.

Mlaștinile care se afla în bazinul unui râu contribuie la regularizarea debitului râului provocând o acțiune oarecum analoagă lacurilor. Regimul de scurgere al râurilor de tip lac este observat chiar de la izvorârea lor din lac sau la o distanta mica de aceste izvoare, înainte de a primi afluenți mai mult sau mai putini însemnați.

Râurile cu alimentare principala din ploi

Din această categorie fac parte râurile, care nu dispun de un strat de zăpada însemnat și unde predomină precipitațiile sub forma de ploi.

Regimul lor este caracterizat prin debite maxime primăvara și vara, în perioada abundentă în ploi. Pentru un relief muntos unde solul admite infiltrații reduse, timpul de scurgere al apelor este neînsemnat, de aceea caracterul debitelor acestor râuri se distinge prin vârfuri frecvente și bruște (fig. 1.7.).

Apariția debitului minim, observat iarna, se produce în mod obișnuit foarte brusc, deoarece în cazul bazinelor muntoase, cu povârnișuri abrupte și soluri cu infiltrații reduse, rezervele de apa subterana sunt secate repede spre iarna, ceea ce provoacă brusc, un nivel scăzut de apă.

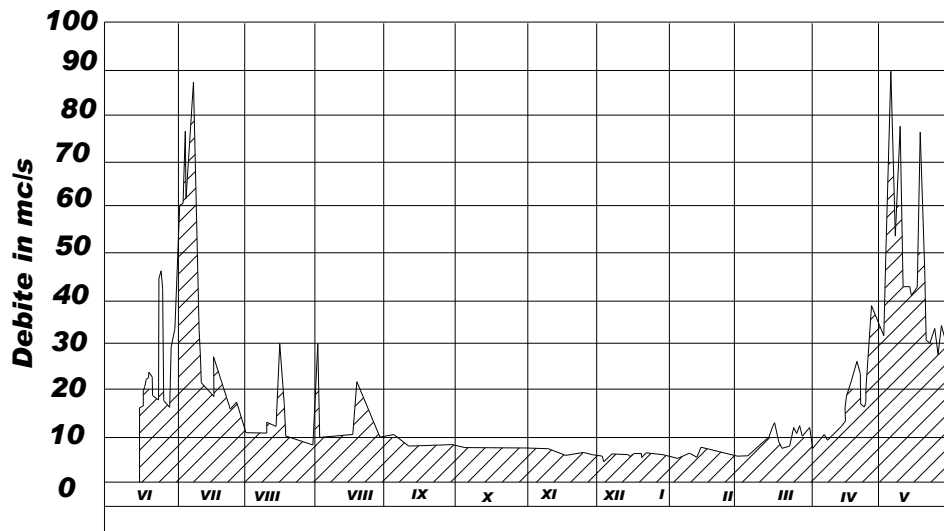


Fig. 1.7. Diagrama sau graficul unui râu cu alimentare predominant din ploi

Râurile cu alimentare din izvoare (subteran)

O parte din precipitațiile care cad pe pământ se infiltrează în sol și devin ape subterane. O dată intrată în pământ, o parte din această apă circulă în apropierea suprafeței terestre și iese foarte repede la suprafață în albiile cursurilor de apă, dar, din cauza gravitației, o mare parte din aceste ape continuă să se scurgă mai adânc în pământ.



Fig. 1.8. Izvorul râului / Descărcarea apelor subterane (Gîrbaciu I.A., 2007)

Un izvor este rezultatul ieșirii apei la suprafața pământului dintr-un acvifer umplut până la refuz. Mărimea izvoarelor variază de la izvoare mici care curg numai după precipitații abundente, până la lacuri imense în care se vărsă milioane de litri pe zi. Izvoarele se pot forma în orice fel de roca, dar ele se întâlnesc cu precădere în calcar și dolomite, care sunt erodate ușor și pot fi dizolvate de ploile care devin

acide. În timp ce roca se dizolvă și se mărunțește, se pot forma spații care permit apei să curgă. Dacă scurgerea este orizontală, apa poate ajunge la suprafața pământului, rezultând un izvor.

Tipuri mixte de râuri

Tipurile principale de râuri sub forma lor naturală, au fost enumerate mai sus. În realitate se observă și regimuri de debit mult mai complexe care se obțin datorită acțiunii concomitente, într-un singur loc, a mai multor factori care determină regimul debitului.

Am arătat mai sus exemple de astfel de regimuri ca: la râuri de șes (tipul 1) în cazul prezentei în bazin al unui lac, se obține un regim de debit de tip mixt, lac-șes (fig. 1.9.).

În avalul râurilor ale căror izvoare sunt alimentate din zăpezi, se observă regimul mixt de alimentare, din zăpezi și ploi. Râurile cu regim mixt, la care viitura de primăvară, provenită din topirea zăpezilor este succedată vara de un nivel foarte scăzut de apă, peste care se suprapun uneori viituri foarte însemnate provenite din ploi torențiale (tipurile 1 și 4), dau o diagramă anuală a debitelor foarte puțin stabilă și cu oscilații bruște.

În afara de aceasta, mărimea suprafeței bazinului are o mare influență asupra caracterului repartizării anuale a debitului; ea duce de obicei la o repartizare mai uniformă a debitului pentru râurile cu bazinul mai mare, decât pentru râurile cu bazinul mai mic.

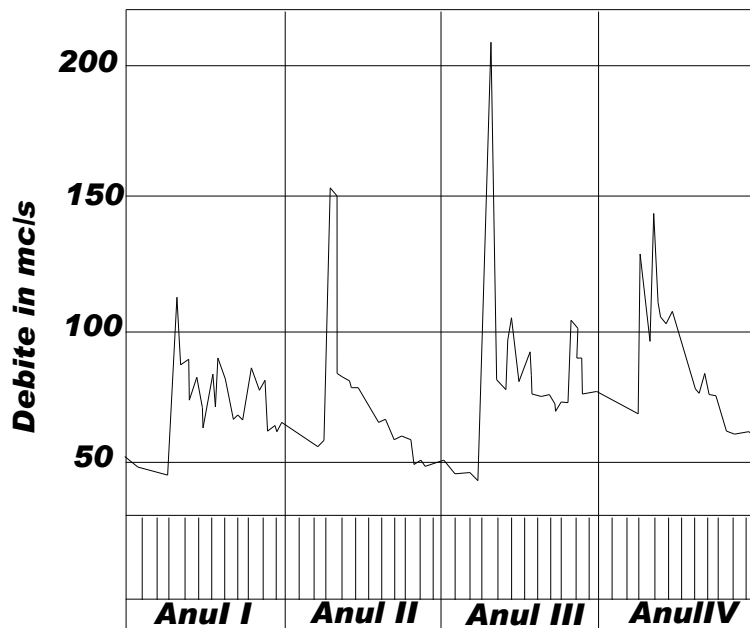


Fig. 1.9. Diagrama debitelor (hidrograful) unui râu cu alimentare mixtă din lac și zăpezi.

[24], [21], [9], [33]

1.3. Necesitatea și oportunitatea / actualitatea temei

Stadiul actual

Majoritatea sistemelor complexe de gospodărire a apelor din țara noastră sunt cele executate până în perioada 1990 și unul din scopul lor sau chiar scopul principal este folosirea apei pentru producerea energiei electrice.

Printre amenajările complexe de pe teritoriul țării noastre pot fi menționate următoarele: amenajarea sistemului Timiș – Bega, amenajarea bazinului râului Someșul Mic, amenajarea râurilor Runcu – Firiza, amenajarea râurilor Drăgan – Iad – Secuieu, amenajarea râului Arieș, amenajarea râurilor Sebeș – Cugir, amenajarea bazinului Râului Mare, amenajarea râului Strei, amenajarea Bistra – Poiana Mărului – Ruienii – Poiana Ruscă, amenajarea râurilor Cerna – Belareca, amenajarea râurilor Cerna – Motru – Tismana – Bistrița, amenajarea râului Jiu, amenajarea râului Cibin, amenajarea bazinului râului Lotru, amenajarea râului Olt, amenajarea bazinului râului Argeș, amenajarea râului Târgului, amenajarea râului Dâmbovița, amenajarea râului Ialomița, amenajarea râului Doftana, amenajarea bazinului râului Buzău, amenajarea râului Bistrița, amenajarea râului Siret, amenajarea râului Prut, amenajarea fluviului Dunărea. Pe lângă acestea mai există o serie de alte mici amenajări care au drept scop deservirea unor centrale de mică putere sau microhidrocentrale.

După 1990 datorită situației economice la nivelul întregii țări, lucrările de amenajare a sistemelor complexe de gospodărire a apei au cunoscut o stopare aproape totală. Acele lucrări care erau în curs de desfășurare au continuat să se execute însă cu un ritm redus sau au fost puse în conservare ca urmare a lipsei de fonduri. De asemenea se lucrează la anumite obiective noi, în limita fondurilor disponibile, care în majoritatea cazurilor fac parte din schemele de amenajare deja existente dar neterminate.

Actualitatea temei

În ultima perioadă, în statele membre ale Uniunii Europene se pune accent tot mai mult pe producerea de energie din surse regenerabile. O importantă sursă regenerabilă de producere a energiei este, energia hidroelectrică. Ca stat membru al Uniunii Europene, România trebuie să respecte obligațiile ce îi revin așa cum rezultă din prevederile Directivei 2001/77/EU din 17 septembrie 2001 privind promovarea energiei produse din surse regenerabile de energie. De asemenea trebuie să rezolve problema utilizării surselor regenerabile de energie în România din perspectiva obiectivului obligatoriu privind contribuția acestora în consumul energetic în Uniunea Europeană (20%), stabilit de Consiliul European în martie 2007.

Necesitatea și oportunitatea temei

Producția curentă a centralelor hidroelectrice în anul hidrologic mediu pentru România, este de 17.700 GWh/an. În anul 2005 s-a realizat o producție de 20,200 GWh/an, iar în 2006 realizat o producție de 18,150 GWh/an.

Potențialul hidroenergetic al râurilor interioare ale României (inclusiv partea din potențialul râurilor de graniță Dunăre, Prut, Tisa) este evaluat la cca. 40.000 GWh/an din care: 34000 GWh/an în amenajări de mare putere și 6000 GWh/an în amenajări de mică putere (cu puteri mai mici sau egale cu 10 MW).

Energia electrică produsă în centrale hidroelectrice de mică putere trebuie susținută pentru a devenii atractivă și din punct de vedere economic. Datorită faptului că investițiile în domeniu în ultima perioadă sunt realizate de firme private

și ținând cont de faptul că lucrările cu profitabilitate mare au fost deja realizate este necesară acordarea de facilități pentru a, aduce aceste investiții în zona investițiilor profitabile cu o amortizare într-o perioadă cât mai scurtă.

Pentru realizarea obiectivului național stabilit prin HG 1535/2003 sunt necesare capacități noi de producție a energiei hidroelectrice ajungându-se la o producție prognozată de energie hidroelectrică de 18.200.000 MWh din care 1.100.000 MWh în amenajări de mica putere în anul 2010 și 18.700.000 MWh din care 1.600.000 MWh în amenajări de mica putere în anul 2015.

Directiva 2001/77/EC pornește de la premiza că atingerea obiectivelor naționale nu se poate face fără existența unor programe de susținere a promovării producerii energiei din surse regenerabile. Necesitatea folosirii unor programe suport derivă din faptul că investițiile inițiale pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile sunt mai ridicate decât în cazul producției energiei din surse convenționale.

Programele suport au menirea de a face energia electrică provenită din surse regenerabile mai competitivă, putând intra în concurență pe piața de energie cu energia produsă din surse convenționale. Programele suport se pot localiza în susținerea:

- Cheltuielilor de capital. O parte din cheltuielile de capital sunt obținute de investitor prin intermediul schemelor suport. Investițiile au astfel o valoare inițială diminuată vor intra cu o pondere mică în structura prețului de producere a energiei, ceea ce va permite ca prețul de cost al energiei să aibă valori competitive cu celelalte surse de energie.

- prețului de vânzare a energiei. Energia electrică produsă din surse regenerabile va fi acceptată pe piață la prețuri mai mari de vânzare decât cele stabilite pe piața concurențială a energiei. Diferența dintre prețul de producere a energiei din surse regenerabile (mai mare) și prețul pieții (mai redus) va fi suportat prin redistribuire de către toți consumatorii.

Având în vedere cele de mai sus optimizarea sistemelor complexe de gospodărire integrată a apelor preponderent energetice în scopul realizării de creșteri ale producției energiei hidroelectrice reprezintă o necesitate pentru îndeplinirea obiectivelor ce revin României ca țară membră a Uniunii Europene, fiind în același timp o adevărată oportunitate pentru investitori.

Optimizarea poate fi privită ca un raport între efectul produs și efortul depus în vederea obținerii respectivului efect. Un rezultat mai mare al acestui raport reprezintă un grad de optimizare mai mare.

1.4. Obiective

- Studiul posibilităților de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire integrată a apelor predominant hidroenergetice;
- Realizarea unui model de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire integrată a apelor preponderent hidroenergetice;
- Realizarea unor programe de calcul, care să ajute la realizarea optimizării amenajărilor de gospodărire a apelor preponderent hidroenergetice;
- Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire integrată a apelor în vederea creșterii producției de energie hidroelectrice prin:
 - Construirea de noi amenajări de mică putere;
 - Retehnologizarea amenajărilor existente care au un randament scăzut;
 - Introducerea unor grupuri noi de producție a energiei hidroelectrice în cadrul unor amenajări existente;
 - Folosirea în scopuri hidroenergetice a, anumitor debite de apă rămase disponibile datorită schimbărilor social – economice din ultima perioadă.

2. Sisteme complexe de gospodărire integrată a apelor

2.1. Amenajările complexe de gospodărire a apelor în România și folosințele acestora

Amenajările complexe de gospodărire a apelor au drept scop satisfacerea într-un

grad cât mai mare al folosințelor pentru care au fost proiectate. Folosințele acumulărilor de apă pot fi: hidroenergetice (H), atenuare viitură (C), alimentare cu apă (S), irigații (I), piscicultură (F), navigație (N), agrement (R). Majoritatea amenajărilor au fost proiectate pentru a satisface mai multe folosințe.

În continuare vor fi enumerate majoritatea amenajărilor din România, prezentându-se elementele din care sunt alcătuite și folosința acestora cu mențiunea că unele obiective nu sunt încă executate ele fiind în stadiu de proiect.

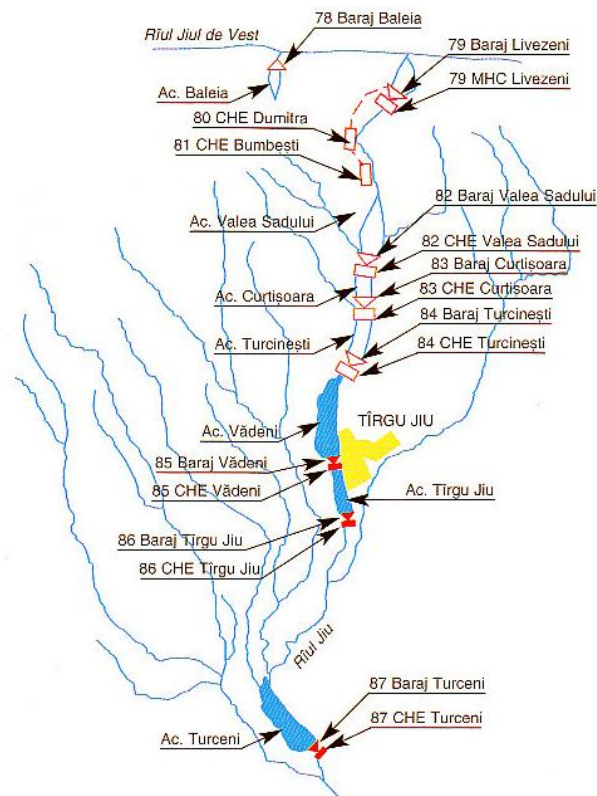


Fig. 2.1. Schema amenajării râului Jiu [12]

1. Amenajarea râului Jiu și a afluenților săi a fost realizată în mai multe etape în diverse perioade de timp, prin mai multe soluții de concepte urmărindu-se folosirea cât mai completă a potențialului hidroenergetic. Amenajarea cuprinde următoarele elemente: acumularea Baleia (S), acumularea Livezeni (h) cu microhidrocentrala electrică Livezeni și centrala hidroelectrică Dumitra, polder Dumitra cu centrala hidroelectrică Bumbești, acumularea Valea Sadului (HSCI) cu centrala hidroelectrică Valea Sadului, acumularea Curtișoara (H) cu centrala hidroelectrică Curtișoara, acumularea Turcinești (H) cu centrala hidroelectrică Turcinești, acumularea Vădeni (H) cu centrala hidroelectrică Vădeni, acumularea Tg. Jiu (H) cu centrala hidroelectrică Tg. Jiu, acumularea Turceni (HS) cu centrala hidroelectrică Turceni. [12]

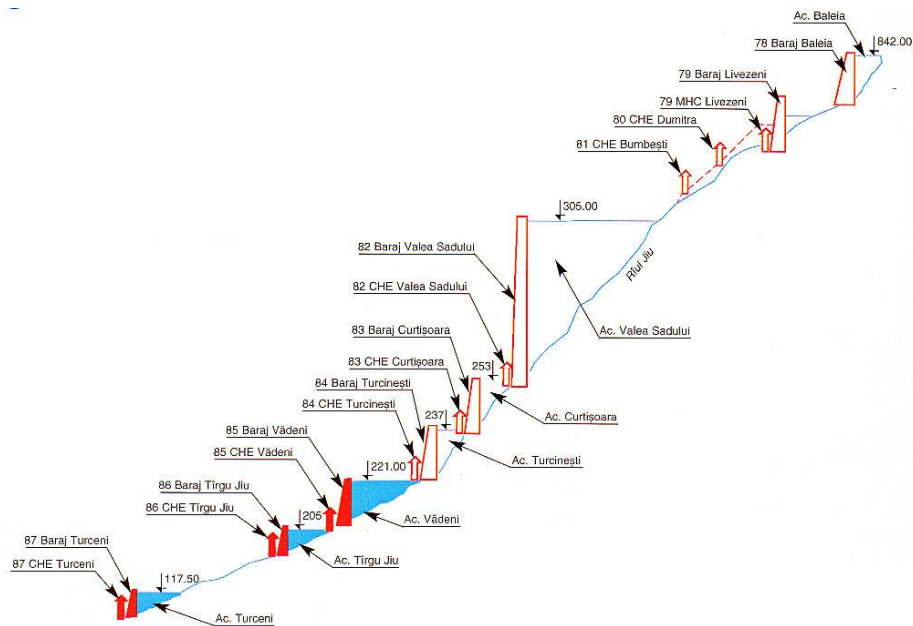


Fig. 2.2. Profil longitudinal prin amenajarea râului Jiu [12]

Propuneri pentru optimizarea sistemului de gospodărire al apei: îmbunătățirea prognozei meteo, modernizarea aparaturii electronice, scăderea timpului de răspuns al operatorului de sistem.

2. Amenajarea râului Lotru este cea mai mare și mai complexă amenajare de pe râurile interioare din țară și una de referință pe plan mondial. Acumularea utilizează apa din râurile Latornița, Jdioara, Lotru, Mănăileasa și e formată din următoarele elemente: acumularea Galbenu (H), acumularea Petrimanu (H), acumularea Jdioara (H), acumularea Vidra (HC) cu centrala hidroelectrică Ciunget, acumularea Lotru aval (Balindru) (H), microhidrocentrala electrică Voineasa I, microhidrocentrala electrică Voineasa II, microhidrocentrala electrică Voineasa III, acumularea Mălaian (H) cu centrala hidroelectrică Mălaia, acumularea Brădișor (H) cu centrala hidroelectrică Brădișor. [12]

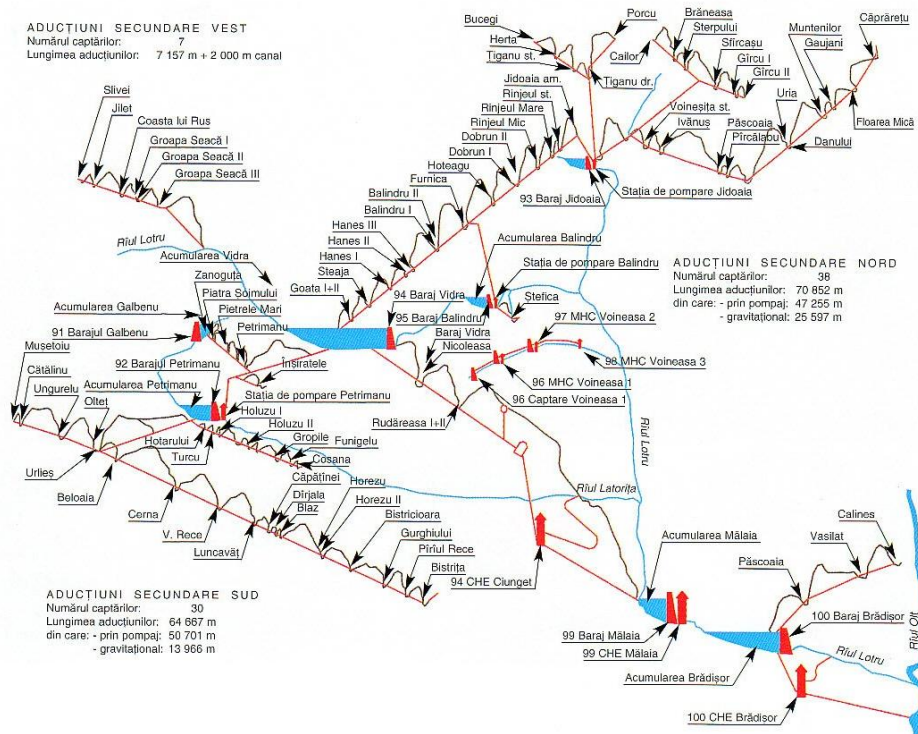


Fig. 2.3. Profil longitudinal prin amenajarea bazinului Lotru [12]

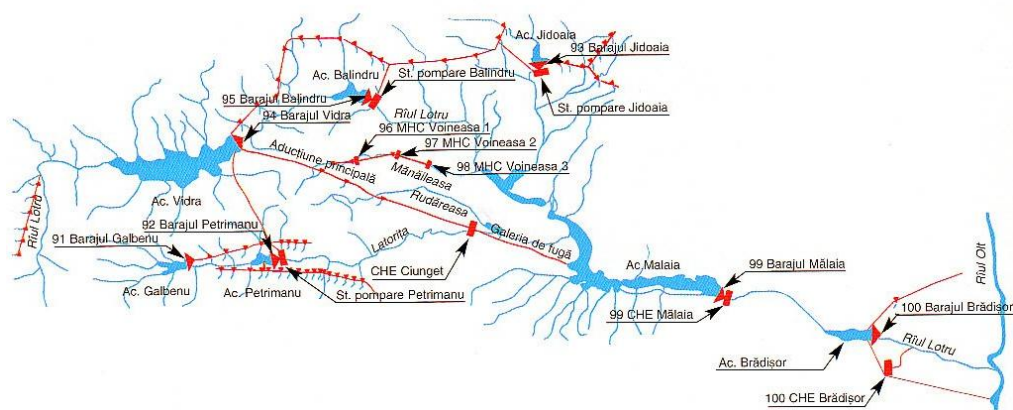


Fig. 2.4. Schema amenajării bazinului Lotru [12]

Propuneri pentru optimizarea amenajării: Realizarea de noi captări, realizarea unor microhidrocentrale pe debitele de apă nefolosite, îmbunătățirea

prognozei meteo, modernizarea aparaturii electronice, scăderea timpului de răspuns al operatorului de sistem.

3. Amenajarea râului Olt constituie un exemplu unicat de valorificare unitară și complexă a resurselor pe care un râu le are. Amenajarea cuprinde următoarele elemente: acumularea Bălan (S), acumularea Făgăraș Hoghiz (HCI) cu centrala hidroelectrică Făgăraș Hoghiz, acumularea Voila (HC) cu centrala hidroelectrică Voila, acumularea Viștea (H) cu centrala hidroelectrică Viștea, acumularea Arpașu (H) cu centrala hidroelectrică Arpașu, acumularea Scoreiu (H) cu centrala hidroelectrică Scoreiu, acumularea Avrig (H) cu centrala hidroelectrică Avrig, acumularea Racovița (HI) cu centrala hidroelectrică Racovița, acumularea Lotrioara (H) cu centrala hidroelectrică Lotrioara, acumularea Ciîneni (H) cu centrala hidroelectrică Ciîneni, acumularea Robești (H) cu centrala hidroelectrică Robești, acumularea Cornetu (H) cu centrala hidroelectrică Cornetu, acumularea Gura Lotrului (H) cu centrala hidroelectrică Gura Lotrului, acumularea Turnu (H) cu centrala hidroelectrică Turnu, acumularea Călimănești (H) cu centrala hidroelectrică Călimănești, acumularea Dăești (H) cu centrala hidroelectrică Dăești, acumularea Rîmnicu Vîlcea (H) cu centrala hidroelectrică Rîmnicu Vîlcea, acumularea Rîureni (HC) cu centrala hidroelectrică Rîureni, acumularea Govora (H) cu centrala hidroelectrică Govora, acumularea Băbeni (HI) cu centrala hidroelectrică Băbeni, acumularea Ionești (HI) cu centrala hidroelectrică Ionești, acumularea Zăvideni (HI) cu centrala hidroelectrică Zăvideni, acumularea Drăgășani (HI) cu centrala hidroelectrică Drăgășani, acumularea Strejești (HI) cu centrala hidroelectrică Strejești, acumularea Arcești (HI) cu centrala hidroelectrică Arcești, acumularea Slatina (HI) cu centrala hidroelectrică Slatina, acumularea Ipotești (HSNI) cu centrala hidroelectrică Ipotești, acumularea Drăgănești (HSNI) cu centrala hidroelectrică Drăgănești, centrala hidroelectrică de mică putere Priza Drăgănești, acumularea Frunzaru (HSNI) cu centrala hidroelectrică Frunzaru, centrala hidroelectrică de mică putere Priza Frunzaru, acumularea Rusănești (HSN) cu centrala hidroelectrică Rusănești, acumularea Izbiceni (HSN) cu centrala hidroelectrică Izbiceni, acumularea Islaz (HSN) cu centrala hidroelectrică Izlaz. [12]

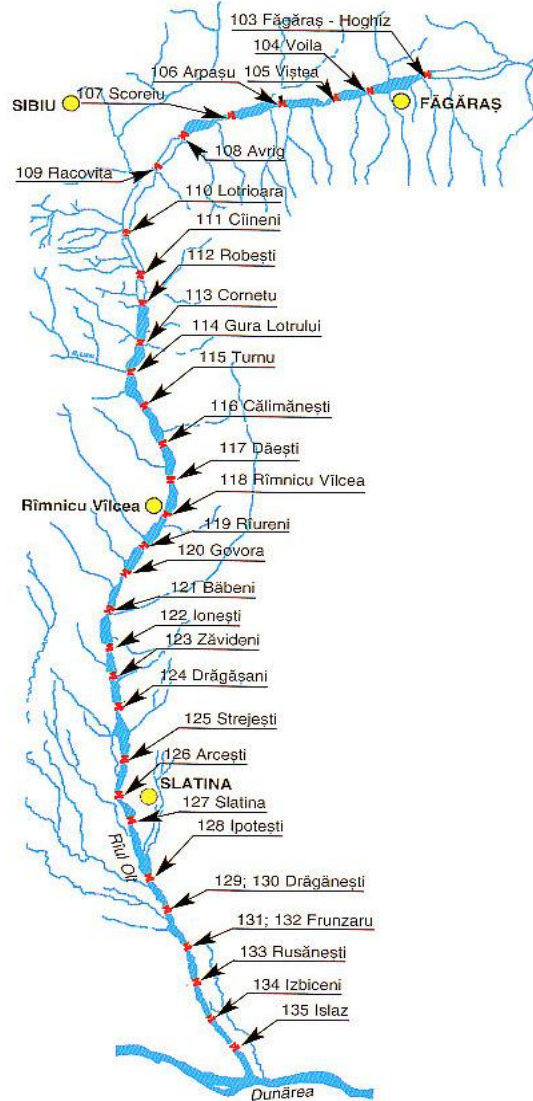


Fig. 2.5. Schema amenajării râului Olt [12]

Propuneri pentru optimizarea amenajării: Realizarea de noi captări, îmbunătățirea prognozei meteo, modernizarea aparaturii electronice, scăderea timpului de răspuns al operatorului de sistem.

4. Amenajarea râului Argeș este rezultatul mai multor etape de concepție și execuție. Amenajarea complexă a bazinului râului Argeș acoperă pe lângă folosința energetică și alimentarea cu apă potabilă și industrială pentru toți consumatorii riverani și în mod special reprezintă principala sursă de apă pentru municipiul București. Amenajarea cuprinde următoarele elemente: acumularea Vidraru (HCSR) cu centrala hidroelectrică Corbeni, acumulare Baci (H), acumularea Vîlsan (H) cu

centrala hidroelectrică Vîlsan, acumularea Cumpănița (H) cu centrala hidroelectrică Cumpănița, acumularea Oești (H) cu centrala hidroelectrică Oești și centrala hidroelectrică Albești, acumularea Cerbureni (HF) cu centrala hidroelectrică Cerbureni și centrala hidroelectrică Valea Iașului, acumularea Curtea de Argeș (HFS) cu centrala hidroelectrică Curtea de Argeș și centrala hidroelectrică Noaptes, acumularea Zigoneni (HFS) cu centrala hidroelectrică Zigoneni, centrala hidroelectrică Băiculești și centrala hidroelectrică Mînicești, acumularea Vîlcele (HSC) cu centrala hidroelectrică Vîlcele și centrala hidroelectrică Merișani, acumularea Budeasa (HSCI) cu centrala hidroelectrică Budeasa, acumularea Bascov (HIS) cu centrala hidroelectrică Bascov, acumularea Pitești(Prundu) (HIS) cu centrala hidroelectrică Pitești(Prundu), acumularea Golești (HSCI) cu centrala hidroelectrică Golești, acumularea Zăvoiu Orbului și acumularea Ogrezești. [12]

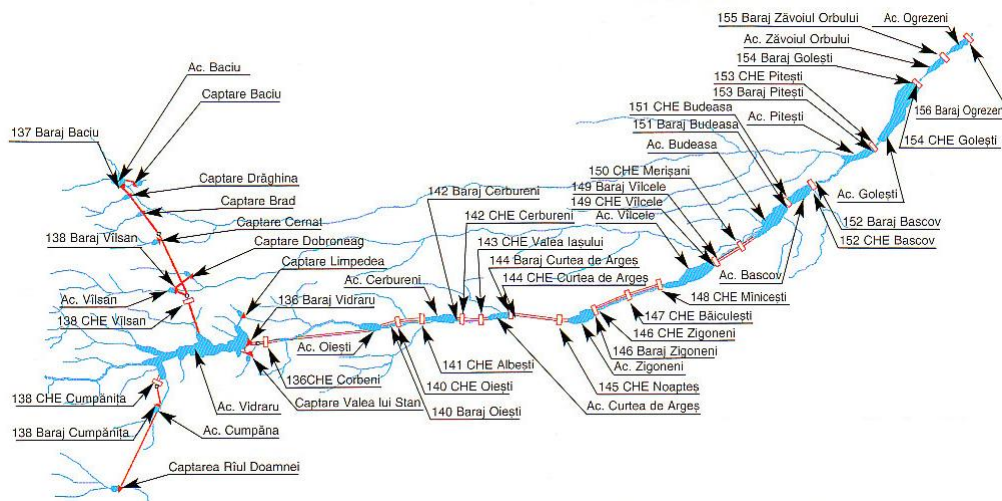


Fig. 2.6. Schema amenajării râului Argeș [12]

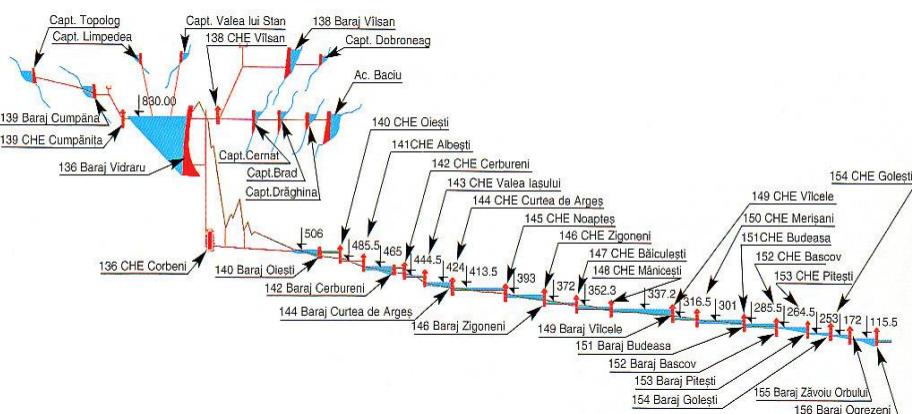


Fig. 2.7. Profil longitudinal prin amenajarea râului Argeș [12]

Propuneri pentru optimizarea amenajării: Realizarea de noi captări, realizarea unor microhidrocentrale pe debitele de apă nefolosite, îmbunătățirea prognozei meteo, modernizarea aparaturii electronice, scăderea timpului de răspuns al operatorului de sistem.

5. Amenajarea râului Bistrița este lucrarea din care a rezultat primul râu din România amenajat integral pe cursul mijlociu și mediu. Amenajarea cuprinde următoarele elemente: acumularea Pâraul Pinteii (H) cu centrala hidroelectrică Galu, acumularea Topolicești (H) cu centrala hidroelectrică Poiana Teiului, acumularea Izvorul Muntelui (HS) cu centrala hidroelectrică D. Leonida (Stejaru), acumularea Tașca (HI), acumularea Pîngărați (H) cu centrala hidroelectrică Pîngărați, acumularea Vaduri (H) cu centrala hidroelectrică Vaduri, acumularea Piatra Neamț (H) cu centrala hidroelectrică Piatra Neamț, acumularea Reconstrucția (H) cu centrala hidroelectrică Vânători, centrala hidroelectrică Roznov, centrala hidroelectrică Zănești, centrala hidroelectrică Costișa, centrala hidroelectrică Buhuși, acumularea Racova (HI) cu centrala hidroelectrică Racova, acumularea Gîrleni (H) cu centrala hidroelectrică Gîrleni, acumularea Lilieci (H) cu centrala hidroelectrică Lilieci, acumularea Bacău (H) cu centrala hidroelectrică Bacău. [12]

Propuneri pentru optimizarea amenajării: Realizarea de noi captări, realizarea unor microhidrocentrale pe debitele de apă nefolosite, îmbunătățirea prognozei meteo, modernizarea aparaturii electronice, scăderea timpului de răspuns al operatorului de sistem.

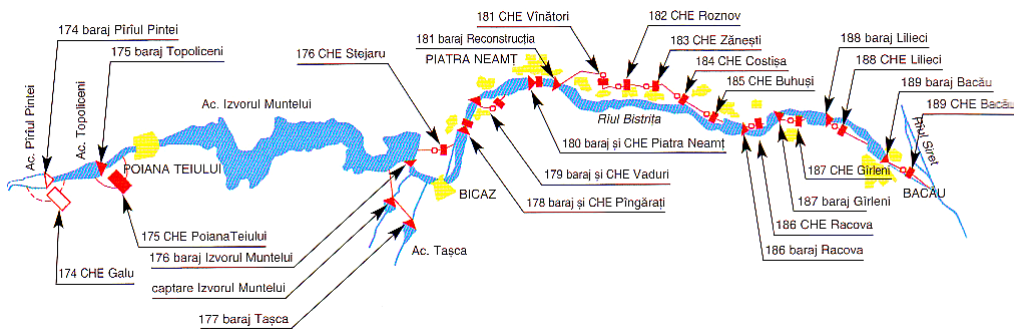


Fig. 2.8. Schema amenajării râului Bistrița [12]

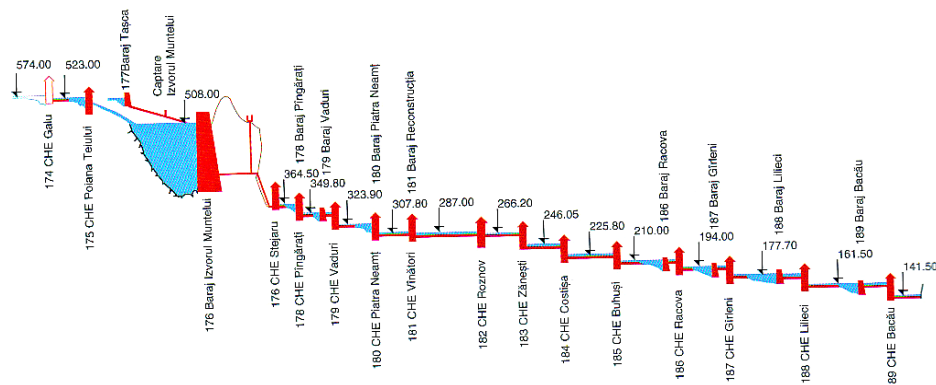


Fig. 2.9. Profil longitudinal prin amenajarea râului Bistrița [12]

6. Amenajarea fluviului Dunărea pe sectorul româno-sârb dispune de un potențial hidroenergetic specific excepțional, cel mai mare din Europa (82.000KW/Km). Amenajarea cuprinde următoarele elemente: acumularea Porțile de Fier I (HNCF) cu centrala hidroelectrică Porțile de Fier I, acumularea Porțile de Fier II (HNIF) cu centrala hidroelectrică Porțile de Fier II, acumularea Gogoșu (HNIF) cu centrala hidroelectrică Gogoșu. [12]

Propuneri pentru optimizarea amenajării: îmbunătățirea prognozei meteo, modernizarea aparaturii electronice, scăderea timpului de răspuns al operatorului de sistem.

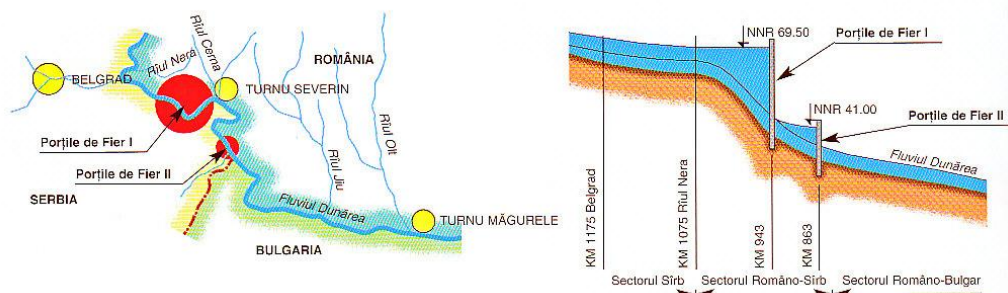


Fig. 2.10. Amenajarea comună sârbo-română a Dunării a Porțile de Fier I [12]

7. Sistemului de gospodărire apelor Timiș - Bega

Sistemul Timiș-Bega reprezintă unul dintre cele mai vechi amenajări hidrotehnice complexe din țara noastră. Inițial, cu aproximativ două secole în urmă, bazinele hidrografice ale Timișului și ale râului Bega au fost amenajate în scopul desecării interfluviului Timiș-Bega, care era o vastă zonă mlăștinoasă. Această primă amenajare a constat în regularizarea cursurilor inferioare ale celor două râuri, care nu aveau albie bine definite în zona mlăștinoasă, acestea modificându-se de la an la an. În următoarele etape de amenajare în sistemul Timiș-Bega au fost construite canalul de alimentare Coștei-Chizătău, care preia debitele de apă din râul Timiș și le transportă în râul Bega, iar între Tpolovățu Mare și Hitiaș a fost construit un canal deversor ce evacuează surplusul de apă de pe râul Bega în Timiș. Derivația Timiș-Bega de la Coștei a fost amenajată pentru satisfacerea necesarului de apă pentru plutărit iar mai apoi pentru navigație, odată cu canalizare cursului inferior al râului Bega, aval de Timișoara. Mai târziu sistemul Timiș-Bega a fost completat cu o serie de acumulări permanente și nepermanente care au rolul de regularizare a debitelor.

Tab. 2.1. Componente amenajare Timiș – Bega (sursa Apele Române)

Acumularea	Tipul acumulării	Cursul de apă	Volum caracteristic	
			V_{max}	V_{util}
	permanentă	Behela	1,32 mil. m ³	—
Dumbrăvița				
Giarmata	permanentă	Behela	1,21 mil. m ³	—
Ianova	permanentă	Gherteamoș	4,65 mil. m ³	—
Recaș	permanentă	Curașița	0,52 mil. m ³	—
Topolovăț	permanentă	Mociur	3,86 mil. m ³	—
Surduc	permanentă	Gladna	44,124 mil. m ³	24,225 mil. M ³
Poiana Mărului	permanentă	Bistra	11,772 mil. m ³	4,607 mil. M ³
Știuca	permanentă	Cernabora	2,3 mil. m ³	—
Salcia	permanentă	Surgani	1,525 mil. m ³	—
Șuștra	nepermanentă	Limpări	0,92 mil. m ³	—
Iosifălău	nepermanentă	Iosifălău	1,12 mil. m ³	—
Hodoș	nepermanentă	Chizdia	0,875 mil. m ³	—
Repaș	nepermanentă	Chizdia	1,6 mil. m ³	—
Coșari II	nepermanentă	Chizdia	2,0 mil. m ³	—
Coșari I	nepermanentă	Chizdia	0,325 mil. m ³	—
Secaș I	nepermanentă	Miniș	0,482 mil. m ³	—
Secaș II	nepermanentă	Miniș	0,495 mil. m ³	—
Secaș III	nepermanentă	Miniș	0,559 mil. m ³	—
Herendești	nepermanentă	Timișana	1,6 mil. m ³	—
Silagiu	nepermanentă	Șurgani	0,635 mil. m ³	—
Cadar-Duboz	nepermanentă	Pogăniș	11,4 mil. m ³	—

Trebuie precizat că acumulările Surduc și Poiana Mărului nu se află în stadiul final de amenajare iar volumele prezentate anterior pentru aceste lacuri de acumulare sunt cele caracteristice etapei I de amenajare. Astfel pentru acumularea Surduc este prevăzută o dublare a volumului util, de la 24,225 mil. m³ la 50 mil. m³, lucru ce se va realiza în a doua etapă de amenajare prin devierea unor debite din bazinul superior al râului Bega, amonte de Luncani, în bazinul râului Gladna, amonte de acumulare. Situația actuală de amenajare a sistemului Timiș-Bega este reprezentată în schema amenajării sistemului din Figura 5. Tot în această schemă se poate observa dispunerea posturilor hidrometrice și a celor pluviometrice în bazinele hidrografice ale râurilor Bega și Timiș.

Acumularea Timiș „Trei Ape” se află în bazinul hidrografic superior al râului Timiș. Cu toate acestea ea nu face parte din sistemul Timiș-Bega datorită faptului că întregul stoc al râului Timiș în secțiunea acumulării este derivat în râul Bârzava, pentru valorificare energetică și suplimentarea debitelor necesare alimentării cu apă a platformei industriale Reșița. Prin amenajarea acestei acumulări suprafața bazinului hidrografic al râului Timiș a fost propriu-zis redusă cu suprafața aferentă secțiunii barate, astfel încât în regim amenajat putem spune că bazinul hidrografic al râului Timiș începe din secțiunea barajului Timiș „Trei Ape”.

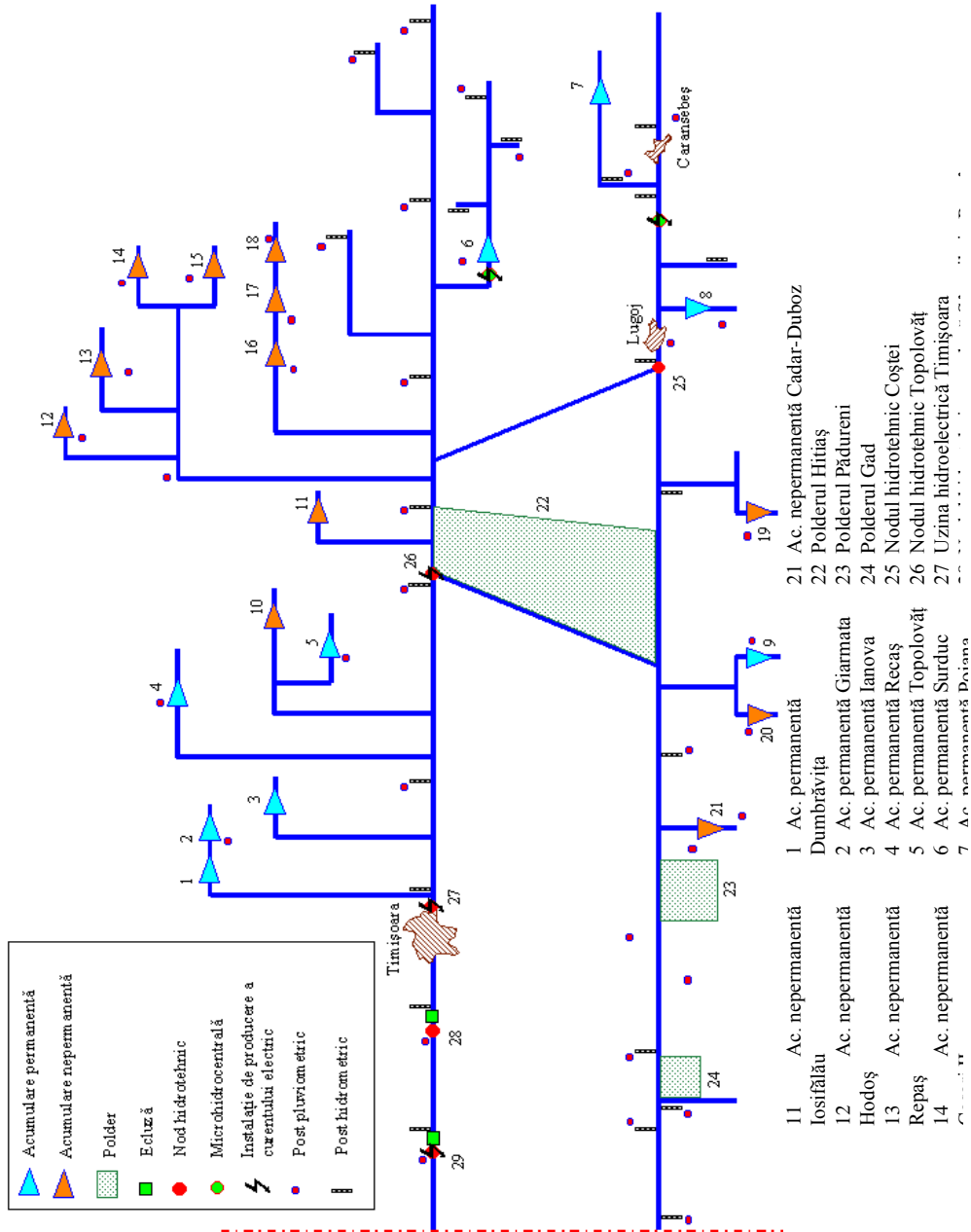


Fig. 2.11 Schema amenajării sistemului hidrotehnic Timiș-Bega [Apele Române]

Principalele folosințe de apă din cadrul sistemului Timiș-Bega pot fi împărțite în trei categorii:

- a) folosințe pentru alimentări cu apă pentru populație, industrie și complexe zootehnice
- b) folosințe pentru irigații și amenajări piscicole
- c) folosințe pentru producerea energiei electrice

Propuneri pentru optimizarea amenajării: Realizarea unor microhidrocentrale pe debitele de apă nefolosite, îmbunătățirea prognozei meteo, modernizarea aparaturii electronice, scăderea timpului de răspuns al operatorului de sistem.

2.2. Amenajare complexa a bazinelor hidrografice

2.2.1. Definirea și clasificarea schemelor de amenajare

Ansamblul lucrărilor și măsurilor din cadrul unui anumit teritoriu, atât cele de gospodărire a apelor cât și cele deservind direct folosințele, constituie schema de amenajare a teritoriului respectiv. În cazul în care schema nu cuprinde lucrări structurale de gospodărire a apelor se numește schemă de amenajare în regim natural; în cazul în care schema cuprinde lucrări de gospodărire devine schema de amenajare în regim regularizat.

La o amenajare hidroenergetică, căderea se poate realiza fie prin ridicarea nivelului apei din râu cu ajutorul unui baraj, fie printr-o galerie de derivație, care traversează versantul și prin intermediul unei conducte forțate realizează căderea necesară hidrocentralei sau printr-un canal de derivație, în lungul râului, care să aibă o pantă mai mică decât râul.

Putem semnala trei tipuri principale de amenajări hidroenergetice și anume:

1. Tipul de amenajare cu baraj, unde întreaga cădere o creează barajul.

2. Tipul de amenajare cu derivație, unde căderea este creată cu ajutorul unei galerii sau al unui canal de derivație.

3. Tipul de amenajare mixt (baraj + derivație), când apa din locul creat prin baraj este dirijată în galerie sau în canalul de derivație și mai apoi la centrala hidroelectrică hidroelectrică.

La tipul cu baraj, pentru utilizarea căderii râului se construiește un baraj care ridică nivelul apei. Se obține o cădere utilizată H mai mică decât diferența de nivel totală ($H + \Delta H$). ΔH reprezintă pierderea de cădere pe toată lungimea remuului.

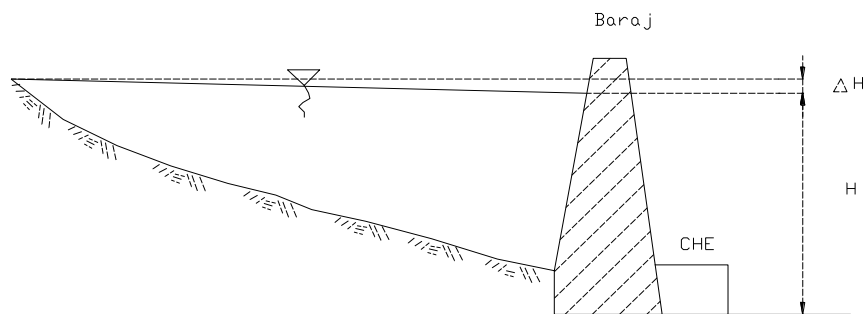


Fig. 2.12. Amenajare cu baraj

Tipul de amenajare cu baraj provoacă în mod inevitabil inundarea în bieful superior. Posibilitatea de ridicare a nivelului apei cu ajutorul barajului este determinată, pe de o parte de condițiile topografice ale cuvei din bieful superior, iar pe de altă parte, de valoarea suprafețelor inundate.

Este evident că înălțimea malurilor trebuie să fie superioară nivelului de barare a râului și că malurile nu trebuie să aibă depresiuni peste care apa ar putea deversa în bazinul râului vecin sau ocolind barajul, să se scurgă în avalul acestuia.

În cazul unei pante mici a malurilor, suprafața inundabilă a terenurilor poate crește foarte mult, iar daunele cauzate prin inundare ar ridica prea mult costul amenajării, făcând-o neavantajoasă.

Întinderea inundațiilor și valoarea obiectelor inundabile pot limita înălțimea convenabilă de ridicare a nivelului apei cu ajutorul barajului.

La tipul de amenajare cu derivație, înălțimea barajului poate fi foarte mică. Rolul lui este de a dirija apa în galerie, în conductă sau în canalul de derivație, care creează căderea amenajării, barajul neavând rolul de a realiza căderea. Inundațiile în amonte devin în acest caz neînsemnate.

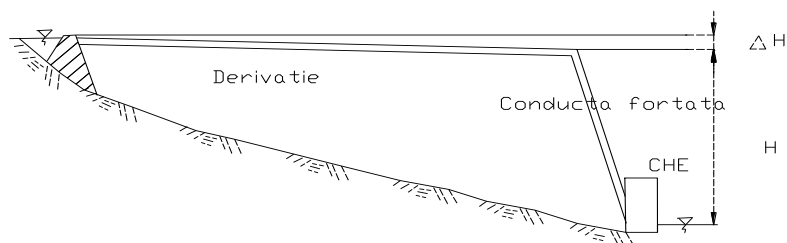


Fig. 2.13. Amenajare cu derivație

Cele mai concentrate căderi sunt cele date de cascade. Căderi însemnate se pot obține în cazurile în care aducțiunea taie cotul unui râu, situație în care diferența dintre lungimea sectorului de râu amenajat și respectiv lungimea corespunzătoare aducțiunii este mare. Derivația are o pantă mai mică decât cea a râului astfel rezultând micșorarea pierderilor de cădere ΔH . Uneori, între două râuri apropiate există o denivelare naturală.

Derivația este cu atât mai convenabilă cu cât panta longitudinală a râului este mai mare, deoarece, la o anumită lungime a derivației, se obține o cădere mai mare.

Tipul de amenajări cu derivație poate deveni dezavantajos la debite mari și pante mici, în acest caz se aplica tipul cu baraj. Acest tip cu derivație se aplica la pante mari cu debite relativ mici adică în regiunile de munte.

Cel de al treilea tip mixt sau combinat poate deveni foarte convenabil, întrunind avantajele ambelor tipuri. Lacul barajului poate fi utilizat pentru regularizarea debitului iar derivația este folosită pentru mărirea căderii, fără înălțimi mari pentru baraj.

Acest tip de amenajare este optim pentru un râu care are o cădere mică în sectorul superior și una mult mai mare pe sectorul inferior. Astfel în sectorul superior se construiește un baraj iar căderea din sectorul inferior este utilizată cu ajutorul unui canal de derivație.

2.2.2. Necesitatea amenajării complexe a bazinelor hidrografice

Dacă cerințele de apă ale folosințelor din bazinul hidrografic nu pot fi satisfăcute integral în regim natural este necesară realizarea unei scheme de amenajare a respectivului bazin hidrografic.

Lucrările de gospodărire a apelor au rolul de a regulariza debitele râurilor pentru satisfacerea folosințelor de apă și pentru diminuarea efectului distructiv al apelor.

Obținerea celor mai mari folosințe prin concentrarea și utilizarea resurselor hidraulice ale bazinului hidrografic în scop energetic reprezintă una din principalele probleme. Pentru realizarea acestui deziderat este necesar să se realizeze diferite scheme complexe cum ar fi: amenajări gravitaționale, amenajări gravitaționale cu acumulări în serie și paralel, amenajări cu acumulări prin pompare sau cu derivații, etc.

Trebuie să se țină seama însă că utilizarea energiei hidroelectrice, de multe ori nu reprezintă unicul aspect al unei amenajări integrale pe cursul respectiv de apă, ci este una din componentele unei amenajări integrale.

În baza clasificărilor stabilite, utilizarea resurselor hidraulice poate fi considerată sub următoarele cinci aspecte principale:

- Utilizarea energiei hidroelectrice
- Utilizarea apei pentru scopuri economico-sanitare, adică: alimentare cu apă, canalizări și scopuri curative (ape minerale);
- Amenajarea terenurilor, constând din irigații, asanări și protecția contra alunecărilor și acțiunilor dăunătoare a apelor;
- Utilizarea râurilor, lacurilor, mărilor, pentru transportul pe apă (navigație, plutărit);
- Utilizarea adâncimii apei pentru dezvoltarea florei și faunei, obținerea produselor miniere utile (piscicultura, producerea sării, vegetale acvatice).

Instalațiile hidroelectrice, construite în vederea utilizării hidraulice, pot fi folosite adeseori și pentru alte ramuri ale economiei hidraulice. De aceea rolul lor iese din cadrul pur energetic.

De exemplu, barajul care creează căderea pentru o centrală hidroelectrică hidroelectrică formează totodată un lac adânc bun pentru navigația vaselor.

Totuși interesele diferitelor ramuri ale economiei hidraulice pot intra în conflict reciproc. Astfel centrala hidroelectrică poate provoca oscilații de nivel respectiv ale debitului în decurs de 24 de ore datorită modificărilor de sarcină survenite zilnic. Oscilațiile de nivel ale cursului de apă în avalul barajului pot devenii incomode sau chiar periculoase pentru navigație.

Pentru satisfacerea optimă a intereselor economice naționale, nu ne putem limita la rezolvarea problemelor de economie hidraulică care satisfac în cel mai înalt grad condițiile unei anumite ramuri de economie hidraulică.

Trebuie să se facă eforturi pentru a se găsi o asemenea soluție complexă, pe baza căreia interesele tuturor ramurilor de economie hidraulică posibilă, să poată fi satisfăcute dând în ansamblul lor un efect economic convenabil în cea mai mare măsură. Aceasta amenajare poate fi realizată, pentru fiecare caz luat în parte, fiind în funcție de condițiile specifice ale sursei hidraulice utilizate și de gradul de importanță al unei sau al altei ramuri din economia hidraulică în sectorul respectiv.

Rezolvarea problemelor de economie hidraulică este reflectată inevitabil de schema de amenajare a energiei fluviale. Din această cauză întocmirea unui plan de

amenajare complexă a unui fluviu mare, repartiția judicioasă a instalațiilor, planul de regularizare a debitelor și utilizarea lor pentru diferite scopuri reprezintă o problemă foarte serioasă.

Ținând seama de diferitele interferente din cadrul bazinului hidrografic, este necesar ca schema să aibă în vedere ansamblul aspectelor și intereselor din cadrul teritoriului studiat: cerințele și dezvoltarea în timp, pe etape, a folosințelor, importanța lor social-economică, coordonarea optimă a unor cerințe contradictorii a folosințelor, îmbinarea rațională a lucrărilor necesare folosințelor cu cele pentru apărarea împotriva efectelor dăunătoare ale apelor.

În figura 2.14. sunt prezentate un număr de lucrări hidrotehnice care au ca scop concentrarea și stocarea potențialului hidrolic. Ele au și un rol de protecție în cazul apariției unor viituri. Se poate observa că resursele hidrolice sunt folosite de asemenea pentru alimentarea cu apă, precum și pentru alimentarea unui sistem de irigații. Pot apărea de asemenea și structuri pentru protecția unor anumite zone de importanță sporită.

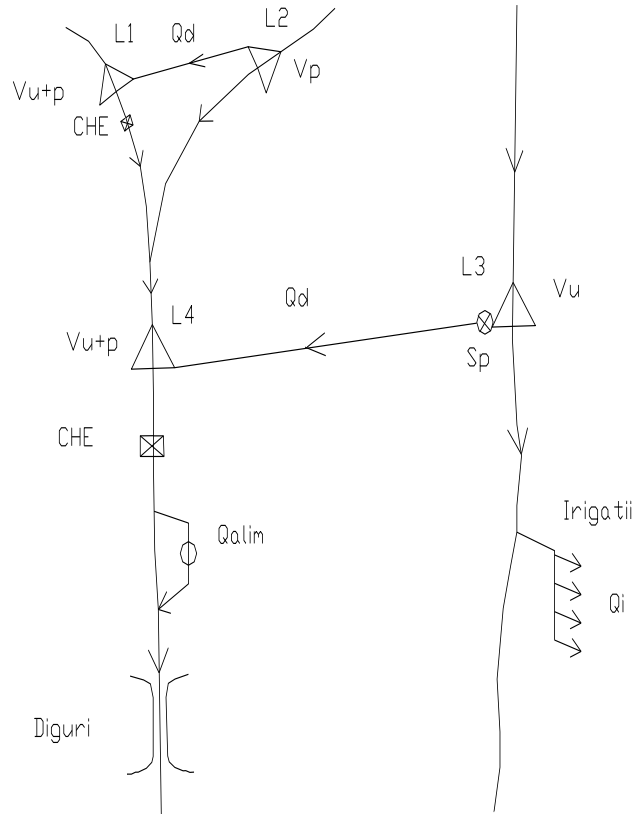


Fig. 2.14. Schema de amenajare complexa

2.3. Gospodăria integrată și durabilă a apelor

Conceptul de gospodărire integrată a resurselor de apă a apărut pe la începutul anilor optzeci. Acest concept este un răspuns la presiunea apărută asupra sistemului de resurse de apă cauzată de creșterea populației și de dezvoltarea socio-economică. Reducerea resurselor de apă în raport cu cerințele precum și deteriorarea calitativă a acestora a forțat multe țări să-și reconsidere principiile referitoare la gospodăria resurselor proprii de apă. Ca urmare a acestui fapt gospodăria resurselor de apă a început să se schimbe trecând de la o abordare inginerescă, la o abordare multisectorială orientată spre satisfacerea cerințelor, de obicei etichetată ca o gospodărire integrată a resurselor de apă.

Gospodărire integrală a apelor presupune atingerea următorilor trei factori: calitativ, cantitativ și mediu.

Principiile de bază ale gospodăririi integrate au fost formulate în cadrul Conferinței Internaționale a Apei și Mediului Înconjurător (Dublin 1992). Prin aceasta s-a urmărit să se promoveze unele schimbări în acele concepte și practici care sunt considerate fundamentale în îmbunătățirea managementului resurselor de apă.

Cele patru principii sunt:

- I. Apa dulce este o resursă epuizabilă și vulnerabilă, esențială pentru a susține viața, dezvoltarea și mediul înconjurător.
- II. Dezvoltarea și managementul apelor trebuie să se bazeze pe principiul participării, implicând consumatorii, planificatorii și cei care iau decizii politice la toate nivelurile.
- III. Femeia joacă un rol important în aprovizionarea, managementul și securitatea apelor.
- IV. Apa are valoare economică în toate utilizările în care este implicată și aceasta trebuie recunoscută ca un bun economic.

Gospodăria integrată a resurselor de apă promovează dezvoltarea și gospodăria coordonată a apei, a terenului și a resurselor acestora, în vederea unei dezvoltări sociale și economice cât mai echilibrate, fără a distruge a ecosistemelor. (Definirea gospodăririi integrate a resurselor de apă - GWP 2000).

Aceasta presupune spre deosebire de gospodăria tradițională o abordare integrală a resurselor de apă atât la nivel fizic, tehnic cât și la nivel de planificare și management.

Gospodăria integrată și durabilă a apelor are menirea de a asigura acoperirea folosințelor actuale prin bunuri și servicii precum și asigurarea conservării ecosistemelor acvatice care vor genera resurse necesare pentru a putea acoperii și folosințele viitoare.

Gospodărire tradițională a resurselor de apă avea ca scop asigurarea alimentării cu apă a folosințelor prin realizarea de infrastructuri de gospodărie ce nu țineau cont de costuri și modul de folosire al apei.

Gospodăria integrată a apei ține cont atât de cerințele tehnice cât și de cele economice pentru asigurarea folosințelor și protecția ecosistemelor având la bază un set de reglementări tehnice și economice (tarife, bonificații, penalități).

Măsura în care resursele de apă contribuie la productivitatea economică și bunăstarea socială este de obicei subapreciată, deși toate activitățile sociale și economice se bazează în mare măsură pe alimentarea cu apă și calitatea acesteia. Odată cu creșterea populației și a activităților economice, multe țări ajung la probleme cauzate de lipsa apei și astfel dezvoltarea economică este limitată.

Cererile de apă cresc rapid, și o dată cu ea cele 70-80 de procente necesare irigațiilor, cele mai puțin de 20 de procente necesare industriei și cele mai puțin de 6 procente ale consumului casnic. Gospodărirea integrată al resurselor de apă ca resursă finită și vulnerabilă și integrarea planurilor și programelor sectoriale în cadrul politicilor sociale și economice naționale sunt acțiuni ce caracterizează activitatea țărilor și organismelor internaționale începând cu anii '90. Fragmentarea responsabilităților legate de evoluția resurselor de apă pe sectoare și organisme se dovedește a fi un impediment major al promovării gospodării integrate a apei. Prin urmare sunt necesare mecanisme de coordonare pentru o implementare efectivă a programului.

Obiectivul general este satisfacerea nevoii de apă pentru toate țările în ideea dezvoltării durabile.

Gospodărirea integrată și durabilă a resurselor de apă se bazează pe perceperea apei ca parte integrală a ecosistemului, ca resursă naturală și bun economic, a cărei cantitate și calitate determină natura utilizării ei. Resursele de apă trebuie să fie protejate, luând în considerare funcționalitatea ecosistemelor acvatice și caracterul peren al acestei resurse, pentru a putea fi satisfăcute în regim durabil cererile de apă pentru diverse activitățile umane. În circulația și utilizarea resurselor de apă, prioritate trebuie acordată satisfacerii cererilor de bază și conservării ecosistemelor. În funcție de aceste cereri, utilizatorii de apă trebuie tratați diferit.

Gospodărirea integrată al resurselor de apă, incluzând integrarea aspectelor legate de apă și uscat, trebuie să pornească de la nivelul bazinelor sau sub-bazinelor hidrografice. În această direcție, trebuie îndeplinite 4 obiective principale:

- să promoveze o abordare dinamică, interactivă, repetitivă și mulți-sectorială a gospodării resurselor de apă, incluzând identificarea și protejarea surselor potențiale de alimentare cu apă, care integrează considerații tehnologice, socio-economice și de mediu.
- să planifice o utilizare rațională și durabilă, protecția, conservarea și gospodării resurselor de apă, toate bazate pe nevoile și prioritățile comunității privity sub ansamblul politicilor de dezvoltare economică națională.
- să proiecteze, implementeze și evalueze proiecte și programe, care sunt eficiente atât economic cât și social, în cadrul unor strategii bine definite, bazate pe o implicare comună în luarea deciziilor și formarea politicilor de management al apei, a tuturor celor implicați, incluzând bărbați, femei, tineri, vârstnici, comunitățile locale.
- să identifice și să întărească sau să dezvolte, după caz, în special în țările în curs de dezvoltare, mecanisme instituționale, legale și financiare potrivite pentru ca politica apei și implementarea acesteia să fie unul din catalizatorii progresului social și economic durabil.

În cazul resurselor de apă transfrontaliere, statele riverane trebuie să formuleze strategii privitoare la resursele de apă, să pregătească programe de acțiune și să armonizeze, dacă este necesar, strategiile cu programele de acțiune.

Toate statele, în funcție de capacitatea lor și resursele disponibile, și prin cooperări bilaterale sau multilaterale, incluzând Națiunile Unite și alte organizații internaționale, au de atins următoarele obiective:

Până în prezent:

- să fie proiectate și să inițiate programele naționale de acțiune și să fie create structuri instituționale și instrumente legale în ideea implementării programelor de acțiune;
- să fie stabilite programele pentru utilizarea eficientă a apei cu scopul de a deschide drumul unor metode de utilizare a apei în regim durabil.

Până în anul 2025:

- să atingă obiectivele sub-sectoriale din toate domeniile de interes ale programului de management integrat al apei;

Este de la sine de înțeles că îndeplinirea obiectivelor de mai sus depinde de resurse financiare adiționale, noi, care vor fi disponibile țărilor în curs de dezvoltare în funcție de rezoluția 44/228 a Adunării Generale a Națiunilor Unite.

[17],[6], [2],[24], [32]

3. Energia regenerabilă - oportunitate pentru demararea proiectele de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire a apei

3.1. Directiva 2001/77/EC

3.1.1. Considerații generale

În "Cartea Verde - o strategie europeană pentru energie durabilă, competitivă și sigură" elaborată de Comisia Europeană în anul 2000 se pun bazele pentru o nouă politică energetică europeană globală.

Din punct de vedere energetic și al dezvoltării durabile, Europa se confruntă astăzi cu o serie de provocări dintre care cele mai importante sunt:

- dependența exagerată de sursele energetice ale altor regiuni ale globului, dintre care multe sunt amenințate de instabilitate; cererea de energie, asigurată cu resurse din afara Uniunii Europene în procent de 50%, urmează să crească la 70% dacă nu se iau măsuri, la orizontul anului 2030.

- obligația îndeplinirii sarcinilor din Protocolul de la Kyoto privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Efectele schimbărilor climatice sunt din ce în ce mai evidente iar cererea de energie este în creștere; se estimează că emisiile de CO₂ vor crește cu aproximativ 60% până în anul 2030, accelerând fenomenul de încălzire globală.

- Europa nu și-a dezvoltat încă piețe de energie interne complet competitive, ceea ce ar face că cetățenii și companiile din statele Uniunii să se bucure de avantajele securității alimentării și de prețuri mai mici.

Una din modalitățile de punere în aplicare a noilor politici este creșterea gradului de utilizare a energiei provenite din surse regenerabile. Beneficiile dezvoltării resurselor regenerabile de energie așa cum sunt ele prezentate de documentele programatice ale Uniunii Europene sunt următoarele:

- îmbunătățiri strategice ale securității aprovizionării cu energie;
- reducerea pe termen lung a volatilității prețurilor care afectează Uniunea Europeană în calitate de cumpărător de combustibili fosili;
- sporirea competitivității industriei tehnologiilor energetice din Uniunea Europeană;

- reducerea poluării aerului și a emisiilor de gaze cu efect de seră;
- îmbunătățirea situației economice și sociale a regiunilor rurale izolate, etc.

În acest sens, Uniunea Europeană a elaborat Directiva 2001/77/EC privind promovarea energiei produse din surse regenerabile pe piața internă de energie electrică.

3.1.2. Obiectivele politicilor prevăzute în directivă

Directiva 2001/77/EC cere Statelor Membre o serie de măsuri de creștere a

40 Energia regenerabilă - oportunitate pentru demararea proiectele de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire a apei – 3

producției de energie din surse regenerabile, prin crearea de facilități agenților economici ce promovează folosirea acestor resurse. Aplicarea directivei trebuie făcută prin emiterea de reglementări legislative, legislație primară și secundară, prin forme concrete ce sunt lăsate la alegerea fiecărui Stat Membru.

Principalul obiectiv (țintă) stabilit în Directivă este acela că *sursele regenerabile să reprezinte 12% din consumul total de energie în anul 2010, iar din consumul total de energie electrică 22,1% să fie acoperit din surse regenerabile.*

Pornind de la acest obiectiv, Statele Membre trebuie să-și stabilească „ținte naționale” și programe de acțiune pentru utilizarea surselor regenerabile. În cazul în care țintele naționale nu sunt corelate cu obiectivul general, Comisia Europeană va putea impune obiective (ținte) naționale cu caracter obligatoriu.

Pentru verificarea îndeplinirii obiectivelor naționale, Directiva prevede la art. 3 obligația întocmirii și publicării unor rapoarte privind realizarea țintelor naționale, cu o periodicitate de doi ani. Ultimul raport privind progresul realizat în domeniul utilizării surselor regenerabile de energie în Statele Membre ale Uniunii Europene

COM(2006)849 final arată că la nivelul anului 2005 energia electrică din surse regenerabile a contribuit cu 14,5% la consumul total de energie electrică din Uniunea Europeană, ceea ce reprezintă mai puțin de 7% din totalul surselor de energie utilizate, în condițiile în care consumul total de energie electrică a crescut cu circa 2% pe an (referirile sunt pentru statele UE-25, fără Bulgaria și România).

Cu privire la performanțele diferitelor State Membre, raportul menționează următoarele:

- nouă State Membre au înregistrat performanțe bune, unele atingându-și obiectivele în avans; Germania și Spania au înregistrat progrese importante. Cu toate eforturile acestor țări, Uniunea Europeană poate în cel mai bun caz să ajungă la o pondere a energiei din surse regenerabile de 19% din consumul de energie electrică în 2010 și la o contribuție de 10% din consumul de energie primară;

- ceea ce va însemna neîndeplinirea obiectivul (țintei) stabilite de Directiva 2001/77/EC;

- 11 State Membre par să nu reușească să-și îndeplinească angajamentele naționale;

- în unele State Membre ponderea energiei electrice din surse regenerabile este chiar în scădere (pe fondul creșterii consumului);

- hidrocentralele rămân sursa dominantă în domeniul surselor regenerabile de energie.

Ca urmare a evenimentelor petrecute în anul 2006, când Uniunea Europeană s-a văzut tot mai expusă la instabilitatea surselor de aprovizionare cu resurse energetice și la creșterea prețurilor acestora pe piețele internaționale de energie, constatând și insuccesul parțial în acțiunea de dezvoltare a surselor regenerabile de energie, s-a decis pregătirea unui nou set de politici energetice având ca orizont anul 2020. În noul set de politici energetice se încadrează și propunerea „Foaie de parcurs pentru energie regenerabilă” înaintată de Comisia Europeană Consiliului și

Parlamentului European – document COM(2006)848 final /16ian 2007. Foaia de parcurs, apreciind nerealizarea obiectivelor din Directiva 2001/77/EU „ca un eșec al politicii și un rezultat al incapacității sau al lipsei voinței de a sprijini declarațiile politice prin stimulente politice și economice”, stabilește necesitatea „schimbării modului de promovare a surselor regenerabile de energie în cadrul UE”, respectiv:

-„consolidarea și extinderea cadrului de reglementare actual al Uniunii. Este important mai ales să se asigure că toate Statele Membre iau măsuri necesare pentru creșterea ponderii surselor regenerabile de energie în ansamblul energiei”;

- cadrul politicii viitoare privind sursele regenerabile de energie „să aibă la bază obiective obligatorii pe termen lung și un cadru politic stabil” și „să promoveze continuarea eforturilor menite să îndepărteze barierele nejustificate din calea dezvoltării surselor regenerabile de energie”;

- modalitatea prin care Statele Membre intenționează să-și atingă obiectivele trebuie stabilită în planuri naționale de acțiune, care trebuie notificate Comisiei;

- obiectivul global al Uniunii trebuie să se reflecte în obiective naționale obligatorii.

Printre noile obiective stabilite regăsim următoarele:

- ponderea surselor regenerabile de energie în ansamblul energetic al Uniunii trebuie să atingă 20% în 2010;

- producția de energie electrică din surse regenerabile va crește la 34% din consumul total de energie electrică în 2020;

3.1.3. Preluarea în legislația românească a prevederilor Directivei 2001/77/EC

În cadrul procesului de aderare, România s-a angajat prin documentul de poziție Capitolul 14 Energie să preia în legislația proprie prevederile Directivei 2001/77/EU. Principalele acte normative promovate în legislația primară românească, cu adresabilitate directă la prevederile directivei sunt următoarele:

- Legea Energiei Electrice 578/2006;
- HG 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie (cu modificările stabilite de HG 958/ 2005);
- HG 1535/2003 privind aprobarea Strategiei de valorificare a surselor regenerabile de energie;
- HG 1429/2004 pentru aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile;
- HG 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie (cu modificările și completările aduse de HG 958/2005).
- HG 1395/2005 privind aprobarea Programului de măsuri existente și planificate pentru promovarea producerii și consumului de energie electrică din surse regenerabile de energie.

La acestea se adaugă următoarele acte normative din legislația primară și secundară ce conțin prevederi referitoare la promovarea surselor regenerabile de energie fără a fi considerate reglementări ale acestui domeniu:

- HG 890/2003 privind aprobarea „Foi de parcurs din domeniul energiei din România”;
- Legea 137/2002 privind unele măsuri pentru accelerarea privatizării;
- Legea 143/1999 privind ajutorul de stat;
- HG 867/2003 privind aprobarea Regulamentului de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
- HG 540/2004 de aprobare a Regulamentului de acordare a licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice;
- Ordinul nr. 25/2004 al președintelui ANRE pentru aprobarea „Codului comercial al pieței angro de energie electrică”.

În cele ce urmează vom face pe scurt prezentarea conținutului actelor normative ce reglementează domeniul energiei produse din surse regenerabile.

• Legea Energiei Electrice nr. 578/2006 reglementează cadrul pentru desfășurarea activităților din sectorul energiei electrice. Printre *obiectivele* de bază pentru activitățile din sector este și „promovarea utilizării surselor noi și

42 Energia regenerabilă - oportunitate pentru demararea proiectele de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire a apei – 3

regenerabile de energie” căreia legea îi dedică Cap. V, cu reglementări privind condițiile tehnice de utilizare și comercializare, facilități și modul de stabilire a acestora pentru dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile.

- HG 443/2003 reglementează cadrul legal necesar promovării programului de creștere a contribuției surselor regenerabile de energie la balanța energetică a țării. Hotărârea stabilește obiectivul național pentru promovarea surselor regenerabile de energie, responsabilitățile privind stabilirea măsurilor pentru realizarea obiectivului, stabilirea garanțiilor de origine a energiei electrice și a accesului la rețea.

- HG 1535/2003 aprobă „Strategia de valorificare a surselor regenerabile de energie” în România, strategie care să dea viață „obiectivului național”. După ce face inventarul potențialului surselor regenerabile de energie ale țării, hotărârea stabilește obiectivele strategice, căile și acțiunile de promovare a surselor regenerabile.

- HG 1429/2004 aprobă Regulamentul de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile, documentele necesare, criteriile și condițiile de acordare a garanțiilor de origine.

- HG 1892/2004 stabilește sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile – sistemul cotelor obligatorii combinat cu sistemul de comercializare a certificatelor verzi.

- HG 1395/2003 aprobă programul de măsuri existente și planificate pentru promovarea producerii și consumului de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie. Programul inventariază măsurile existente și actele normative prin care au fost aprobate și stabilește noi măsuri pentru anii 2005-2006.

3.2. Obiectivele și sarcinile de valorificare a surselor regenerabile de energie

3.2.1. La nivelul Uniunii Europene

Situația în Uniunea Europeană la nivelul 2005/2006 conform Raportului Nr. 6 „State of renewable energies in Europe 2006” MICRO-HIDRO White Paper prevede pentru 2010: 14.000 MW

Realizat 2005: 11.600 MW și 41,92 TWh (cele mai mari capacități: Italia, Franța, Spania, Germania, Austria și Suedia). Prognoza pentru 2010: 12.800 MW, fără îndeplinirea țintei. Tabelul 3.1. prezintă sintetic valorile de mai sus.

Total UE Realizat 2005: total energie din surse regenerabile -6,38% din consumul total de energie primară (66,1% biomasă, 22,2% hidro, 5,5% eolian, 5,5% geotermal, 0,7% solar). Estimare 2010: 9% din consumul total de energie primară (țintă de 12%), datorită diminuării producției de energie în centralele hidroelectrice, din cauza unei perioade mai îndelungate de secetă.

Tab 3. 1. Obiectivele Uniunii Europene în domeniul surselor regenerabile de energie

Tipul de resursă	2005/2006 (MW)	Prognoză pentru 2010 (MW)	Cartea Albă 2010 (MW)	Creștere
Eolian	40.517 / 48.000	70.000	40.000	+ (75%)
Fotovoltaic	2.172 / 3.420	8.700	3.000	+ (200%)
Hidro	11.600	12.800	14.000	-(10%)
Biomasă	72,3 Mtep	103,7 Mtep	150 Mtep	-(30%)
Biocombustibili	3,3 Mtep	9,9 mil. tep	18 mil.tep	-(40%)
Geotermal				
Termic	7.487 MWt	13.760 MWt	5.000 MWt	+ (300%)
Electric	842 MWe	988 MWe	1.000 MWe	0
Solar Termic	17,2 mil.m2 12.09 MWt	32,1 mil.m2 22.500 MWt	100 mil.m2	-(70%)

¹ Tep – tonă echivalent petrol = 11,6 MWh.

3.2.2. La nivelul României

România a fost una din primele țări candidate la Uniunea Europeană care a transpus în legislația națională prevederile Directivei 2001/77/CE. Deși își asumase că dată de intrare în Uniune data de 1 ianuarie 2007, preluarea în legislație a prevederilor Directivei s-a făcut integral în anii 2003-2004. Acest lucru a fost favorizat și de faptul că reglementările pieței de energie începuseră să fie implementate din anii 2001-2002.

HG 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile stabilește următorul obiectiv (țintă):

44 Energia regenerabilă - oportunitate pentru demararea proiectele de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire a apei – 3

-o ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul brut de energie electrică urmează să ajungă la 30% în anul 2010.

- ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul național brut de energie urmează să ajungă la 11% până în anul 2010.

Hotărârea mai precizează că „promovarea producerii și consumului de energie electrică din surse regenerabile, inclusiv de centralele hidro mari, constituie un obiectiv de interes național.”

Prin HG 958/2005, art.1, obiectivul se modifică în parte, respectiv, ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul brut de energie electrică urmează să ajungă la 33% în anul 2010.

Detalierea obiectivului național prin stabilirea structurii producției de energie electrică și termică din surse regenerabile este făcută de HG 1535/2003, cap. 4. În această hotărâre sunt prezentate că sarcini de valorificare următoarele:

- punerea în funcțiune în perioada 2003-2010 de capacități noi de producere a energiei din surse regenerabile însumând 441,5 MW (energie electrică) respectiv 3.274,64 mii tep (energie termică). Pentru perioada 2011-2015 se prevede instalarea unei puteri totale de 789 MW (energie electrică) și 3.527,7 mii tep (energie termică). Capacitățile energetice noi pe tipuri de resurse și pentru cele două perioade sunt prezentate în Tabelul 3.2.

- obținerea prin valorificarea surselor energetice regenerabile și reducerea importurilor de resurse energetice, la nivelul anului 2010, a unor cantități de energie electrică de 19650 GWh (energie electrică) și 3.274,64 mii tep, respectiv 23.367 GWh și 3.527,7 mii tep (energie termică). Contribuția pe surse la producția de energie electrică este prezentată în Tabelul 3.3. Ponderea surselor regenerabile de energie în consumul total de resurse primare este prezentată în Tabelul 3.4.

Tab.3.2. Capacități energetice noi și efortul investițional total în perioada 2003-2010, respectiv 2011-2015.

Perioada: 2003 – 2010			Perioada: 2011-2015		
Surse regenerabile de energie	Capacități noi	Efort investițional total (mil. Euro)	Capacități noi	Efort investițional total (mil. Euro)	
Solar-termic	7,34 mii tep	75,0	16,0 mii tep	93,0	
Solar-electric	1,50 MW	7,5	9,5 MW	48,0	
Eolian	120,0 MW	120,0	280,0 MW	280,0	
Hidro (≤10 Mw)	120,0 MW	150,0	120,0 MW	120,0	
Biomasă termic	3249,8 mii tep	240,0	3487,8 mii tep	200,0	
Biomasă electric	190,0 MW	280,0	379,5 MW	400,0	
Geotermal	17,5 mii tep	15,0	23,9 tep	12,0	
TOTAL*	431,5 Mw	887,5	789,0 Mw	1153,0	

*Totalul se referă la puterea instalată exclusiv pentru producerea de energie electrică.

Tab. 3.3. Producția prognozată de energie electrică din surse regenerabile de energie pe termen mediu și lung.

Surse regenerabile de energie	2010 (MWh)	2015 (MWh)
Energie solară	1.860	11.600
Energie eoliană	314.000	1.001.000
Energie hidro total din care: hidro ≤ 10MW	18.200.000 1.100.000	18.700.000 1.600.000
Biomasă	1.134.000	3.654.000
Geotermal	–	–
TOTAL	19.650.000	23.367.000
Pondereea energiei electrice din surse regenerabile în consumul total de energie electrică	30,00%	30,40%

Tab. 3.4. Ponderea surselor regenerabile de energie în consumul total de resurse primare în România.

Surse regenerabile de energie	Anul 2000 (mii tep)	Anul 2010 (mii tep)	Anul 2015 (mii tep)
Energie solară:		7,50	17,00
- solar termic		7,34	16,00
- solar electric		0,16	1,00
Energie eoliană		27,00	86,10
Energie hidro:	1.272	1.565,20	1.608,20
- hidro mare	1.185	1.565,20	1.470,60
- hidro mică	87	94,60	137,60
Energie din biomasă	2.772	3.347,30	3.802,00
- biomasă termic	2.772	3.249,80	3.487,80
- biomasă electric		97,50	314,20
Energie geotermală		17,50	23,90
TOTAL (inclusiv hidro mare)	4.044	4.946,00	5.537,20
PONDERE în consumul total de resurse primare de energie	10,01 %	11,00 %	11,20 %

Sintetizând prevederile de detaliu cuprinse în tabelele de mai sus și comparându-le cu obiectivul (ținta) rezultă următoarele:

46 Energia regenerabilă - oportunitate pentru demararea proiectele de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire a apei – 3

- energie electrică produsă din surse regenerabile la nivelul anului 2010:
19650 GWh.
- total energie produsă din surse regenerabile la nivelul anului 2010:
4946,0 mii tep.

Fără a se prezenta valoarea prognozată pentru consumul brut de energie electrică și pentru consumul național brut de energie, în document se declară că la nivelul anului 2010 obiectivul (ținta) privind utilizarea surselor regenerabile este de 30%, respectiv 11% (Tabelele 3.2. și 3.3.).

Pentru a verifica totuși probabilitatea îndeplinirii obiectivului (țintei) stabilite prin HG 443/2003, am luat ca valori de referință prognozele pentru consumul brut de energie electrică și consumul național brut de energie din alte documente strategice, respectiv Foaia de Parcurș din Domeniul Energiei, aprobată prin HG 890/2003, și Proiectul Politicii Energetice a României în perioada 2006-2009, document aflat în curs de aprobare la Ministerul Economiei și Finanțelor.

Aceste documente oferă următoarele valori de referință - Foaia de parcurș :

- prognoza consumului brut de energie :
- scenariul de bază 58900 GWh.
- scenariul alternativ 59400 GWh.
- prognoza consumului național brut de energie electrică: 47650 mii tep¹ Proiectul Politicii Energetice:
- prognoza consumului brut de energie electrică: 66100 GWh
- prognoza consumului național brut de energie : 40070 mii tep.

Referindu-ne la aceste repere, rezultă în ordine următoarele valori procentuale de îndeplinire a țintei: 33,4%, 30,8% și 29,72 referitor la consumul brut de energie electrică și 10,37% și 12,34% referitor la consumul național brut de energie. Se poate aprecia că valorile absolute ale producției de energie pe surse stabilite în Strategia de valorificare a surselor regenerabile de energie aprobată prin HG 1535/2003 nu vor asigura îndeplinirea obiectivului (țintei) stabilite la nivelul anului 2010. În plus, statisticile românești cu privire la sursele regenerabile de energie includ hidrocentralele de mari dimensiuni, care datorită problemelor majore sociale și de mediu nu sunt considerate la nivel european în această categorie; în acest sens, este necesară alinierea la standardele utilizate în Uniunea Europeană și stabilirea unor obiective realiste și ambițioase în domeniul surselor regenerabile de energie.

Legat de obiectivul (ținta) stabilit pentru valorificarea surselor regenerabile de energie trebuie făcute următoarele comentarii:

1. Prezentarea obiectivului (țintei) ca procent din consumul brut de energie electrică respectiv din consumul național brut de energie atât timp cât acestea nu se cunosc (așa cum s-a procedat în HG 443/2003), face ca aceasta țintă să fie extrem de „imprecisă”, riscând nerealizarea la sfârșitul perioadei. De aceea, în condițiile în care valorile la care ne raportăm sunt valori prognozabile, este necesar ca energia produsă din surse regenerabile să fie stabilită în valori absolute, așa cum s-a procedat în HG 1535/2003.

2. Prezentarea energiei produse din surse regenerabile ca „un mix al surselor de energie” poate conduce la realizarea obiectivului (țintei) numai pe seama uneia din surse neglijând dezvoltarea altora chiar dacă acestea au un potențial important. Este necesar ca valoarea ce se dorește a fi obținută prin utilizarea surselor regenerabile de energie să fie defalcată pe toate sursele care au

potențial, în concordanță cu politica de dezvoltare a fiecăreia dintre acestea.

3. În cazul României, având în vedere structura actuală a surselor regenerabile de energie, realizarea obiectivului (țintei) poate fi influențată substanțial de realizarea producției în centralele hidroelectrice, respectiv de hidraulicitatea perioadei. În anii ploioși, când producția de energie în centralele hidroelectrice depășește cu 10-20% valoarea producției normale, cantitate suplimentară de energie obținută poate compensa ușor nerealizările în producția din alte surse.

Exemplificăm cu realizările din anii 2005 și 2006 în centrale hidroelectrice.

Anul 2005: - producție hidro totală 20.200 GWh
 - 34,3% din consumul de energie electrică
 - îndeplinirea obiectivului (țintei) pentru anul 2010
Anul 2006: - producție hidro totală 18.150 GWh
 - 30,8% din consumul de energie electrică
 - îndeplinirea obiectivului (țintei) pentru anul 2010

4. Modificarea obiectivului (țintei) de la 30% la 33%, efectuată prin HG 958/2005, s-a realizat tocmai pentru a nu rămâne în situația în care producția curentă a centralelor hidroelectrice în anul hidrologic mediu, de 17.700 GWh/an, ar fi asigurat îndeplinirea obiectivului în absența producției din alte surse regenerabile.

Nivelul actual al producției ar fi asigurat îndeplinirea obiectivului (țintei) la un consum brut de energie electrică de până la 59.000 GWh/an, ceea ce ar fi însemnat îndeplinirea obiectivului inclusiv pentru anul 2010. Actualul obiectiv (ținta) de 33% este mai realist, îndeplinirea acestuia numai pe seama energiei produse în centralele hidroelectrice nu s-ar mai realiza decât pentru o producție brută de energie electrică de până la 53.700 GWh.

3.3. Potențialul surselor regenerabile de energie în România

România, datorită poziției geografice, reliefului și condițiilor climatice ce rezulta din acestea, poate fi considerată „o țară cu resurse regenerabile modeste”. Sursele regenerabile pot avea însă o contribuție importantă la balanța de energie a țării și la diminuarea ponderii importului de resurse energetice. Utilizarea lor poate fi făcută în sisteme centralizate – sistemul energetic național, sisteme locale centralizate de producere combinată a energiei electrice și termice, dar și pentru alimentarea cu energie electrică și termică a zonelor izolate, în cazul cărora racordarea la sistemele centralizate este ne-economică.

În cele ce urmează vom face un inventar al surselor regenerabile de energie hidroelectrică cu potențial exploatabil în România potrivit prezentării făcute în HG 1535/2003, cu comentarii privind potențialul acestora dar și a fezabilității de utilizare ca surse de energie alternativă.

Energia hidroelectrică potențialul hidroenergetic al râurilor interioare ale României (inclusiv partea din potențialul râurilor de graniță Dunăre, Prut, Tisa) este evaluat la cca. 40.000 GWh/an din care:

- 34000 GWh/an în amenajări de mare putere
- 6000 GWh/an în amenajări de mica putere (cu puteri mai mici sau egale cu 10 MW)

Se prevede realizarea unui număr de 780 de centrale hidroelectrice de mica putere cu o putere totală instalată de 2150 MW.

Observații: HG 1535/2003 nu face precizarea ce categorie de potențial hidroenergetic este prezentată și nici cât din această valoare mai este astăzi disponibilă pentru a fi amenajată. Aceasta deoarece spre deosebire de celelalte resurse regenerabile a căror utilizare este la început și pentru care potențialul exploatabil este identic cu potențialul total al țării, exploatarea potențialului hidroenergetic al țării în centrale hidroelectrice mari dar și în centrale de mică putere este început de mult timp, hidroenergia intrând cu o pondere mare în balanța energetică a țării. În strategia dezvoltării surselor regenerabile de energie, energia hidroelectrică trebuie să intre numai cu acea parte care nu a fost încă valorificată.

În cele ce urmează se vor face câteva considerații privind valorile potențialului hidroenergetic al României – valori totale, valoarea potențialului în operare și valoarea rămasă de valorificat în concordanța cu studiile recente întocmite la nivelul SC Hidroelectrica pentru definirea strategiei acestei companii.

În sinteza în Tabelul 3.5. extras din HG 1535/2003 se prezintă valorile potențialului diverselor surse regenerabile de energie ce pot fi valorificate în România așa cum au fost acestea inventariate la data întocmirii hotărârii.

Tab. 3.5. Potențialul energetic al surselor regenerabile de energie din România.

Sursa de energie Regenerabila	Potențialul energetic	Echivalent economic energie anual	Aplicație (mii tep)
Energie solara: - termica	60x10 ⁶ GJ	1.433,0	Energie termica
- fotovoltaica	1.200 GWh	103,2	Energie electrica
Energie eoliana	23.000 GWh	1.978,0	Energie electrica
Energie hidro, din care: sub 10 MW	40.000 GWh 6.000 GWh	516,0	Energie electrica
Biomasa	318x10 ⁶ GJ	7.597,0	Energie termica
Energie geotermala	7x10 ⁶ GJ	167,0	Energie termica

3.4. Scheme suport și cadrul de reglementare adoptate în România pentru promovarea surselor regenerabile de energie

Directiva 2001/77/EC pornește de la premiza că atingerea obiectivelor (țintelor) naționale nu se poate face fără existența unor scheme de susținere a promovării producerii energiei din surse regenerabile (scheme existente în unele țări la data apariției Directivei, sau necesar a fi introduse acolo unde acestea nu există)

Necesitatea folosirii unor scheme suport deriva din faptul că prețurile de producere a energiei electrice din surse regenerabile sunt relativ mai ridicate decât prețurile de producție a energiei produse din surse convenționale.

Diferența de preț este datorată faptului că unele tehnologii de valorificare a surselor regenerabile nu sunt încă suficient de evoluat (maturizate) dar și neinternalizării costurilor externe în costurile de producere în cazul energiei din surse convenționale (costuri de mediu, costuri de explorare, deschidere de zăcăminte și de post utilizare, riscuri sociale și economice etc.). Există de asemenea evidente diferențe de prețuri de producere între diverse zone geografice, datorate în special intensității (consistenței) potențialului natural al surselor.

Dintre tehnologiile utilizate în prezent pentru valorificarea surselor regenerabile de energie cea mai matură este tehnologia hidroenergetică, urmată de cea eoliana (devenită matură în ultimii ani).

Promovarea mai rapidă a surselor regenerabile de energie depinde de:

- existența unor scheme suport – mecanisme financiare care să asigure suportarea unei părți din investițiile noi sau a unei părți din costurile de producție în perioada de exploatare, prin excepție de la regulile economiei de piață clasice.
- un cadru de reglementare adecvat și stabil care să susțină aplicarea schemelor suport pe o durată medie/lungă de timp, pentru a atrage și a menține încrederea investitorilor.

Adoptarea unor scheme suport și a unui cadrului de reglementare adecvat trebuie să asigure următoarele:

- atragerea și menținerea interesului și încrederii investitorilor pe o durată de timp de 7-10 ani;
- compatibilitatea cu mecanismele pieții interne de energie și cu principiile pieței generale de capital;
- costuri cât mai reduse pentru consumatorii de energie electrică. Chiar dacă aceste cheltuieli se vor dovedi ulterior eficiente, astăzi ele sunt percepute că și cheltuieli suplimentare (neeconomice).
- promovarea simplă și imediată a lucrărilor de valorificare a potențialului surselor regenerabile de energie.

3.4.1. Schemele suport

Schemele suport au menirea de a face energia electrică provenită din surse regenerabile mai competitivă, putând intra în concurență pe piața de energie cu energia produsă din surse convenționale. Schemele suport consacrate în practica economică de-a lungul timpului se pot localiza în susținerea:

- cheltuielilor de capital (fonduri de investiții). O parte din cheltuielile de capital sunt

obținute de investitor prin intermediul schemelor suport. Investițiile având valoarea inițială diminuată vor intra cu o pondere mică în structura prețului de producere a energiei (amortismente) ceea ce va permite ca prețul de cost al energiei să aibă valori competitive cu celelalte surse de energie. Schemele suport de susținere a cheltuielilor de capital își propun acoperirea unei părți din valoarea investiției (din fonduri de la bugetul statului, sau din fonduri speciale constituite în acest sens – fond de dezvoltare a surselor regenerabile, fond de mediu etc.), dobânzi preferențiale la creditele bancare sau măsuri fiscale de reducere a taxelor și impozitelor la lucrările de investiții. Schemele suport localizate în susținerea cheltuielilor de capital sunt mai puțin utilizate în Uniunea Europeană.

- prețului de vânzare a energiei. Energia electrică produsă din surse regenerabile va fi acceptată pe piață la prețuri mai mari de vânzare decât cele stabilite pe piața concurențială a energiei. Diferența dintre prețul de producere a energiei din surse regenerabile (mai mare) și prețul pieții (mai redus) va fi suportat prin redistribuire de către toți consumatorii.

Schemele suport de sprijin prin prețul energiei electrice cele mai utilizate în Uniunea Europeană sunt :

- sistemul de preturi fixe (feed-in tariff)
- sistemul cotelor obligatorii

Aceste scheme sunt prezentate pe scurt mai jos.

Sistemul „feed-in tariff” constă în obligația achiziției de către furnizorii și consumatorii de energie electrică a energiei produse din surse regenerabile la un tarif fix (feed-in tariff) a cărui valoare se stabilește pentru fiecare sursă în concordanță cu tehnologia folosită. Tarifele încasate de producători sunt superioare prețurilor de producție având scopul de a permite recuperarea investiției într-un interval rezonabil de timp și cu un profit corespunzător.

Diferența dintre prețul pieții și tarifele feed-in este împărțită la nivel național între operatorii de distribuție și se reflectă în creșterea prețului la consumatorul final.

Valorile „feed-in tariff” pot fi unice la nivelul țării sau diferențiate pe zone geografice (în funcție de potențialul zonei, condiții de valorificare, grad de asigurare etc.).

Valorile „feed-in tariff” se pot menține constante un număr de ani pentru a garanta securitatea investitorilor sau se pot ajusta periodic în funcție de strategia de dezvoltare adoptată.

Sistemul cotelor fixe constă în impunerea obligației furnizorilor și consumatorilor de energie electrică de a achiziționa o anumită cantitate de energie (cotă obligatorie) provenită din surse regenerabile, la prețuri stabilite prin negociere pe piața liberă de energie, iar producătorilor obligația de a produce această cantitate de energie.

Îndeplinirea obligației de către producători se face prin primirea unui număr de „certIFICATE VERZI” corespunzător cantității produse (un certificat verde pentru fiecare MWh produs), iar de către furnizori și consumatori prin obligația cumpărării unui număr de certificate verzi corespunzător cotelor impuse. Certificatele verzi au o valoare ce se stabilește pe o piață de tranzacționare. Tranzacționarea certificatelor verzi și stabilirea valorii acestora se face pe o „piață a certificatelor verzi” independentă de piața energiei.

În acest fel, producătorii de energie din surse regenerabile primesc diferența dintre prețul de vânzare pe piață (mai mic) și prețul de producere

(eventual mai mare), iar furnizorii și consumatorii plătesc această diferență prin valoarea certificatelor verzi.

Sistemul presupune penalități în cazul în care obligațiile nu sunt respectate.

3.4.2. Cadrul de reglementare

Schemele suport își pot dovedi eficiența numai dacă sunt promovate și susținute de o serie de reglementări care completează legislația primară și secundară din domeniu, asigurând condițiile de aplicare și de monitorizare a rezultatelor. În conformitate cu prevederile Directivei 2001/77/EU, cadrul de reglementare trebuie să asigure următoarele:

- garantarea originii energiei electrice produse din surse regenerabile la nivel național și european în scopul identificării cantităților de energie, a locului de producere iar în cazul centralelor hidroelectrice și a puterii instalate; pentru a se putea stabili căror surse de energie li se aplică schemele suport (art. 5. din Directiva).
- stabilirea modului de autorizare a capacităților de producție, aplicabilă unitarilor ce produc energie electrică din surse regenerabile.
- reducerea/eliminarea barierelor administrative – simplificarea procedurilor de autorizare a noilor unități care să țină seama de particularitățile tehnologiilor folosite în valorificarea resurselor regenerabile (art. 6. din Directiva).
- stabilirea de facilități în preluarea energiei electrice produse din surse regenerabile (art. 7. din Directiva).
- garantarea dreptului producătorilor de energie din surse regenerabile de a utiliza rețelele electrice de transport și distribuție, crearea unui sistem echitabil de stabilire a costurilor implicate de noul racord sau de întărirea rețelei existente în zonă.

Acolo unde se dovedește necesar, Statele Membre pot impune distribuitorilor sau transportatorilor de energie asumarea integrală sau parțială a investiției în liniile de racord ale producătorilor de energie din surse regenerabile (art.7 din Directiva).

3.4.3. Aplicarea în România a „sistemului cotelor obligatorii combinat cu sistemul de comercializare a certificatelor verzi”

HG 1892/4.11.2004, modificată prin HG 958/18.08.2005, stabilește următoarele elemente ce țin de aplicarea sistemului :

- nivelul cotelor anuale pana în anul 2010 (stabilite de HG 1892/2004 art. 4. și modificate de HG 958/2005) care asigura îndeplinirea obiectivului (țintei) național;

Tab. 3.6. Nivelul cotelor anuale pana în anul 2010 (stabilite de HG 1892/2004 art. 4. și modificate de HG 958/2005)

Anul	HG 1892/2004	HG 958/2005
2005	0,7%	-
2006	1,4%	2,22%
2007	2,2%	3,74%
2008	2,9%	5,26%
2009	3,6%	6,78%
2010	4,3%	8,30%*

* pentru perioada 2010-2012

- furnizorii de energie electrica sunt obligați să achiziționeze anual un număr de

certIFICATE VERZI EGAL CU PRODUSUL DINTRE VALOAREA COTEI OBLIGATORII ȘI CANTITĂȚILE DE ENERGIE ELECTRICĂ FURNIZATE ANUAL CONSUMATORILOR FINALI (art.5.).

- emiterea lunară de către Operatorul de Transport a certificatelor verzi producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru energia livrată în rețea (art.6.).

Pentru fiecare Mwh produs se acordă un certificat verde.

- valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi se stabilește prin mecanisme concurențiale pe piața bilaterală sau pe piața centralizată.

Pentru perioada 2008-2014, valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi pe piețele menționate se încadrează între:

a) o valoare minimă de tranzacționare de 27 euro/certificat; și

b) o valoare maximă de tranzacționare de 55 euro/certificat.

În toate cazurile, valoarea în lei va fi calculată la valoarea medie a cursului de schimb stabilit de Banca Națională a României pentru luna decembrie a anului precedent.

Valorile de tranzacționare menționate se ajustează anual cu indicii prețurilor de consum pentru România.

În perioada 2015-2030, valoarea minimă de tranzacționare nu poate fi mai mică decât valoarea minimă de tranzacționare aplicată în anul 2014.

Cadrul de tranzacționare pentru certificatele verzi este asigurat de Operatorul pieței de energie. Furnizorii care nu realizează cota obligatorie plătesc contra-valoarea certificatelor verzi achiziționate la valoarea maximă. Sumele de bani care rezultă din neîndeplinirea cotelor obligatorii sunt colectate de Operatorul de Transport și Sistem, care le alocă în „sistem concurențial pe proiecte de cercetare și dezvoltare în domeniul resurselor regenerabile”. Aceste prevederi au fost modificate prin HG 958/2005, sumele de bani colectate urmând să fie alocate anual în baza unei proceduri elaborate de ANRE pentru :

a) achiziția de la producători a certificatelor verzi oferite pe piață dar netranzacționate;

b) redistribuirea către producătorii de energie electrică din surse regenerabile în funcție de numărul de certificate verzi vândute și de tipul de tehnologie de producere.

HG 958/2005 face precizarea că prevederile hotărârii se aplica „energiei produse din următoarele surse de energie regenerabile: energie hidro produsă în centrale cu o putere instalată mai mică sau egală cu 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate începând cu anul 2004, energie eoliană, solară, geotermală, biomasa, a valurilor precum și hidrogen produs din surse regenerabile de energie”.

Conform legii nr. 220 din 27 octombrie 2008 - pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie sau stabilit cotelor anuale obligatorii de certificate verzi pentru perioada 2008-2020.

Tab. 37. Nivelul cotelor anuale pana în anul 2020 (stabilite de legea 220-27 oct. 2008)

Anul	Cota anuală obligatorie (%)
2008	5,26
2009	6,28
2010	8,30
2011	8,30
2012	8,30
2013	9,0
2014	10
2015	10,8
2016	12,0
2017	13,2
2018	14,4
2019	15,6
2020	16,8

[20],[Directiva 2001/77/EC], [1], [48],[49],[50],[51],[52],[53],[54], [55], [57],[56], [58],[59],[60],[61],[62]

4. Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a apelor

4.1. Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a apelor din punct de vedere a protecției mediului

4.1.1. Analiza efectelor elementelor sistemelor de gospodărire complexă a apelor asupra mediului

Pentru a se putea observa efectele pe care sistemele complexe de gospodărire a apelor le produc asupra mediului înconjurător trebuie analizat fiecare element în parte în cadrul amenajării și efectul asupra mediului generat de construirea și exploatarea acestuia.

Amenajările de gospodărire a apelor sunt alcătuite în general din una sau mai multe din următoarele construcții :

- construcție hidrotehnică de barare pe cursul unui râu în vederea acumulării unui volum de apă necesar pentru diferite folosințe (producerea energie electrice , alimentare cu apă, irigații, protecția împotriva viiturilor, etc.);
- construcție hidrotehnică de captare a apei;
- construcție hidrotehnică care asigură transportul apei din locul de captare la locul unde apa este valorificată (canal, conductă, galerie, etc.) ;
- construcție hidrotehnică în cadrul căreia se asigură valorificarea apei (centrală hidroelectrică, stație de tratare a apei pentru alimentarea cu apă a populației, stație de pompare pentru alimentarea sistemelor de irigații, etc.);
- construcție hidrotehnică folosită pentru revenirea apei în cursurile naturale după ce aceasta a fost valorificată (galerie sau canal de fugă, sistem de canalizare, stație de tratare, etc.);

Efectele produse de construirea lucrărilor hidrotehnice asupra mediului sunt următoarele: defrișarea vegetației pe amplasamentul construcțiilor de barare, transport, valorificare a apei; distrugerea parțială sau totală a faunei și florei acvatice din albia râului datorită faptului că pe perioada de construire debitul de apă care curgea pe râu va fi deviat iar ulterior acesta va fi redus urmând a se asigura doar un debit de servitute în mod normal și în mod excepțional un debit deversat în funcție de necesitățile de operare ale structurii de barare; scoaterea din folosință a unor suprafețe de teren, distrugerea florei (păduri, arbuști, vegetație) și faunei de pe acestea ca urmare a inundării acestora în vederea asigurării reținerii unui volum de apă necesar satisfacerii folosințelor pentru care a fost proiectată construcția de barare; inundarea unor suprafețe datorită pierderilor din construcțiile de transport ale apei datorite deteriorării parțiale sau totale ale acestora; producerea de materiale reziduale din procedurile de tratare și epurare a apei.

Măsurile ce pot fi luate în cadrul construcțiilor de barare pentru a reduce efectele dăunătoare asupra mediului sunt următoarele: refacerea florei (păduri, arbuști, vegetație) în alte amplasamente pe suprafețe egale cu suprafețele inundate și a celor din amplasamente construcțiilor, dacă acest lucru este posibil; asigurarea tuturor condițiilor posibile pentru asigurarea supraviețuirii faunei și florei acvatice prin luarea în calcul și a, acestor considerente când se stabilește debitul de

servitute, precum și prevederea scării de pești pentru perpetuarea speciilor de pești care urcă în amonte pentru depunerea icrelor; înlocuirea construcțiilor de transport ale apei (mai mult sau mai puțin deteriorate) care au un efect negativ cu unele care produc un efect cât mai mic sau chiar de loc asupra mediului; modernizarea stațiilor de tratare și epurare sau construirea altora noi în vederea reducerii materialelor reziduale.

Luarea acestor măsuri, reprezintă de fapt optimizări aduse lucrărilor existente din cadrul amenajărilor complexe a apelor din punct vedere al protecției mediului. De asemenea în cadrul lucrărilor noi toți factorii privind protecția mediului trebuie incluși în cadrul proiectelor propuse spre aprobare.

4.1.2. Impactul asupra mediului produs de amenajările hidroenergetice de mica putere

Impactul produs de amenajarea micro potențialului hidroenergetic asupra mediului înconjurător se încadrează în aria impactului general produs de amenajările hidroenergetice asupra acestuia. Atât efectele pozitive, cât și cele negative, existente în fiecare caz în parte, au o amploare mai mică.

În conformitate cu declarația Conferinței Națiunilor Unite, din iunie 1972 de la Stockholm, prin "impactul asupra mediului înconjurător (IMI)" se înțelege orice efect al unei activități produs asupra mediului și anume: asupra sănătății și securității faunei, florei, solului, aerului, apei, climei, peisajului și monumentelor istorice sau altor construcții, asupra interacțiunii dintre acești factori, efectele asupra patrimoniului cultural sau condițiile socio-economice care rezulta din modificarea acestor factori.

Construcțiile hidrotehnice au un caracter nepoluant deoarece, deși pot afecta în sens negativ mediul înconjurător, nu acționează asupra acestuia prin poluare; din contră unele construcții hidrotehnice sunt destinate depoluării apei, altele măresc capacitatea de autoepurare naturală, iar unele servesc în mod direct la depozitarea, diluarea ori anihilarea unor substanțe și materii poluante. De asemenea, având în vedere faptul că una din principalele metode de combatere a poluării este găsirea unor procedee și tehnologii noi, mai puțin sau deloc poluante, prin care să se obțină produse și servicii similare, trebuie arătat că construcțiile hidrotehnice constituie suportul unor procedee ecologice curate, pentru obținerea energiei și a produselor agricole: energia hidroelectrică în locul energiei obținute în termocentrale, respectiv sporul de producție agricolă prin irigații în locul folosirii îngrășămintelor chimice.

Amenajările hidroenergetice, dar și cele legate de resursele de apă, formate dintr-un ansamblu de construcții hidrotehnice, produc asupra mediului înconjurător atât o influență benefică, cât și una nefavorabilă.

Diferitele soluții constructive exercită un impact asupra mediului înconjurător semnificativ diferit. Prin urmare avantajele și dezavantajele fiecărei soluții trebuie bine cântărite și hotărârea de a concretiza una sau alta dintre ele serios argumentate.

Concepția generală a schemei și amplasarea obiectelor principale trebuie să aibă în vedere, din faza incipientă, unele criterii restrictive sau de protejare a mediului înconjurător, precum:

- evitarea zonelor ce constituie rezervații sau parcuri naturale;
- evitarea zonelor cu monumente ale naturii, istorice, arheologice, culturale, etnografice;

- interdicția executării lucrărilor în zone care ar periclita existența unor specii endemice sau rare;
- evitarea secționării arealelor naturale de dezvoltare a faunei acvatice interesante;
- protejarea zonelor cu un potențial biologic foarte ridicat, chiar dacă se refera la specii banale.

În acest sens sunt necesare informații generale de specialitate chiar în fazele primare de proiectare.

În cazul obișnuit al amenajărilor hidroelectrice în cascadă, apare o problemă delicată care poate da naștere și unui impact asupra mediului înconjurător extrem de nefavorabil: necorelarea claselor de importanță ale amenajărilor din aval cu cele din amonte.

Stabilirea cotei de amplasare a captării pentru amenajările hidroelectrice din zona de munte este recomandabil să se facă în raport cu arealul de răspândire al unor specii de pești valoroși sau rari cum sunt păstrăvul, lipanul, loștrița. Debitele turbinate la deșurarea din ultima centrală trebuie să fie modulate în limite acceptabile pentru impactul asupra mediului înconjurător. Un regim de deșurare în salturi duce la distrugerea albiilor, la erodarea malurilor și chiar la ruperea drumurilor și podurilor. De asemenea astfel de debite au un efect stresant asupra peștilor și pot provoca și accidente oamenilor sau animalelor surprinse în albie.

La stabilirea parametrilor amenajării este important să se considere variante diferite semnificativ, din punct de vedere al impactului asupra mediului înconjurător, pentru:

- debitul de servitute;
- debitul de spălare al albiei în aval;
- regimul de exploatare la ape mari, pentru evitarea depunerilor și pentru obținerea unei cantități maxime de energie; regimul nivelurilor în lacuri, care trebuie să fie pline în sezon pentru atragerea turiștilor și să aibă nivel constant în perioada de eclozare a icrelor la specii de pești valoroși (cu consecințe energetice);
- regimul defluerii debitelor în aval de ultima centrală din cascadă.

Cheltuielile speciale de ameliorare a impactului asupra mediului înconjurător pot varia, conform uzanțelor internaționale, între 3 ÷ 10 % din costul investițiilor de baza.

Pentru diminuarea impactului asupra mediului se prezintă următoarele soluții:

- Utilizarea de materiale locale va contribui la o bună încadrare în peisaj a acestora. În plus, fațadele sau structurile masive vor fi îmbrăcate în piatră de râu și/sau rocă din imediata proximitate, la care se vor adăuga structuri din lemn ce vor contribui în plus la o mai bună integrare în peisaj.

- Clădirile urmează a se pune în operă, urmând variante arhitecturale locale sau caracteristice zonelor montane (pereți din zidărie de rocă și/sau piatră de râu), șarpante de lemn, etc.

- Măsurile de reabilitare/reconstrucție ecologică ce se vor suprapune măsurilor de integrare în peisaj vor duce la o diminuare a impactului presupus de implementarea proiectului dar și la refacerea unor factori de mediu, ce poartă mărțuria unui impact anterior.

În consecință considerăm că efectul acestor proiecte asupra peisajului va fi unul minim. În cadrul componentei de peisaj menționăm și potențialul de poluare

luminoasă indusă de instalațiile tehnologice și industriale. Pentru a se evita un impact major în acest sens, toate sursele de iluminare vor fi de tipul celor cu vapori de sodiu, a căror radiație este lipsită de componenta UV, care astfel nu atrage speciile cu activitate nocturnă (insecte, amfibieni, etc.), evitându-se astfel aglomerarea acestora în preajma surselor de lumină, unde în urma unor activități directe sau indirecte ar putea fi omorâte.

[<http://www.hydrop.pub.ro/microhidro/prez8.html>],[
<http://www.studiidemediu.ro/>],
 [<http://www.calitateaer.ro>]

4.1.3. Analiza mărimii impactului amenajărilor hidroelectrice de mică putere asupra mediului

Estimarea indicilor de calitate ai mediului se face după scara de bonitate a acestora, prezentată în tabelul următor:

Tab. 4.1. Scara de bonitate a indicilor de calitate a mediului

Nota de bonitate	Valoarea Ic	Efectele activității asupra mediului
1	2	3
10	Ic = 0	Mediu neafectat
9	Ic = 0,0 - 0,25	- Mediu afectat în limite admise - Nivel 1 - Influențe pozitive mari
8	Ic = 0,25 - 0,50	- Mediu afectat în limite admise - Nivel 2 - Influențe pozitive medii
7	Ic = 0,50 - 1,0	- Mediu afectat în limite admise - Nivel 3 - Influențe pozitive mici
6	Ic = -1,0	- Mediu afectat peste limitele admise - Nivel 1 - Efectele sunt negative
5	Ic = -1,0 → 0-0,5	- Mediu afectat peste limitele admise - Nivel 2 - Efectele sunt negative
4	Ic = -0,5 → -0,25	- Mediu afectat peste limitele admise - Nivel 3 - Efectele sunt negative
3	Ic = -0,25 → -0,025	- Mediu este degradat - Nivel 1 - Efectele sunt nocive la durate lungi de expunere
2	Ic = -0,025 → 0,0025	- Mediul este degradat - Nivel 2 - Efectele sunt nocive la durate medii de expunere
1	Ic = sub -0,0025	- Mediul este degradat - Nivel 3 - Efectele sunt nocive la durate scurte de expunere

Indicele de calitate pentru APĂ (Ic APĂ)

În prezent, referindu-ne la perimetrul vizat de proiect, sursele de apă nu sunt utilizate și deci nu există nici poluanți.

Investiția va presupune preluarea din mediu a unor debite de apă, care însă vor fi menținute cel puțin parțial în canale și redarea unor debite către habitatele din imediata vecinătate.

În plus, se au în vedere asumarea unor acțiuni de reconstrucție de zone umede (pâraie, zone de băltire, etc.) ce vor avea un efect net benefic asupra elementelor de floră și faună locale.

Indicele de calitate pentru AER (Ic AER)

Factorul de mediu aer nu va fi afectat decât foarte limitat în perioada de execuție. Dată fiind dezvoltarea unor perimetre de zone umede cu funcționalitate înaltă și instalarea unor cordoane de vegetație de-a lungul canalelor, preconizăm o creștere a ratei *turn-over*-ului local, a capacității denitrificatoare și în consecință decelăm influențe pozitive.

Indicele de calitate pentru SOL, VEGETAȚIE ȘI FAUNĂ (Ic S,V,F)

Activitățile desfășurate la faza de execuție a obiectivului de investiții vor afecta factorii de mediu sol, subsol, vegetație și faună, însă la finalizarea lucrărilor terenul va fi adus la o stare ameliorată.

În aceste condiții, estimăm că realizarea obiectivului va avea efecte pozitive asupra factorilor de mediu SOL, SUBSOL, VEGETAȚIE și FAUNĂ.

Indicele de calitate AȘEZĂRI UMANE, (IC Aș. UM.)

Realizarea investiției va crește oferta locală de locuri de muncă. În consecință, valoarea indicelui de calitate Ic Aș. UM. se apreciază ținând cont de faptul că realizarea obiectivului va avea efecte pozitive asupra factorului de mediu AȘEZĂRI UMANE.

Interpretarea rezultatelor pe factori de mediu

Stabilirea notelor de bonitate pentru indicii de calitate calculat pentru fiecare factor de mediu se face utilizând **Scara de bonitate a indicelui de calitate**, atribuind notele de bonitate corespunzătoare valorii fiecărui indice de calitate calculat.

Tab. 4.2. Tabelul de bonitare pentru investiția propusă

FACTOR DE MEDIU	Ic	Nb
APĂ		
AER		
SOL, VEGETAȚIE, FAUNĂ		
AȘEZĂRI UMANE		

Calculul indicelui de poluare globală

Pentru simularea efectului sinergic al poluanților, utilizând Metoda ilustrativă V. Rojanski, cu ajutorul notelor de bonitate pentru indicii de calitate atribuiți factorilor de mediu se construiește o diagramă. Starea ideală este reprezentată grafic printr-o figură geometrică regulată înscrisă într-un cerc cu raza egală cu 10 unități de bonitate.

Metoda de evaluare a impactului global, are la bază exprimarea cantitativă a stării de poluare a mediului pe baza indicelui de poluare globală I.P.G. Acest indice rezultă din raportul dintre starea ideală și starea reală Sr a mediului.

Metoda grafică, propusă de V. Rojanski, constă în determinarea indicelui de poluare globală prin raportul dintre suprafața ce reprezintă starea ideală și suprafața ce reprezintă starea reală, adică:

$$I.P.G. = Si / Sr$$

unde:

S_i = suprafața stării ideale a mediului;

S_r = suprafața stării reale a mediului;

Pentru I.P.G. = 1 - nu există poluare;

Pentru I.P.G. > 1 - există modificări de calitate a mediului.

Pe baza valorii I.P.G. s-a stabilit o scară privind calitatea mediului:

Tab. 4.3. Scara privind calitatea mediului

Valoarea I.P.G. I.P.G. = S_i / S_r	Efectele activității asupra mediului înconjurător
I.P.G. = 1	Mediul este natural, neafectat de activitatea umană
I.P.G. = 1 - 2	Mediul este afectat de activitatea umană în limite admisibile
I.P.G. = 2 - 3	Mediul este afectat de activitatea umană provocând stare de disconfort formelor de viață
I.P.G. = 3 - 4	Mediul este afectat provocând tulburări formelor de viață
I.P.G. = 4 - 6	Mediul este afectat de activitatea umană devenind periculos formelor de viață
I.P.G. > 6	Mediul este degradat, impropriu formelor de viață

4.1.4. Înlocuirea energiei din surse poluante cu energie din surse regenerabile

Energia este un element esențial în dezideratul dezvoltării durabile. Utilizarea potențialului hidroenergetic al râurilor interioare reprezintă modalitatea cea mai prietenoasă pentru mediu de obținere a energiei (Directoratul European pentru Energie, noiembrie 1994). Scenariile mondiale de creștere susținută poziționează energia hidroenergetică pe primul loc între mecanismele durabile pentru obținerea electricității.

Realizarea investițiilor de optimizare nu creează nici un impact negativ din punct de vedere ecologic și al protecției mediului, neaducând modificări asupra regimului apelor de suprafață sau subterane, al calității aerului, florei sau faunei din zonă, față de situația existentă.

Exemplificăm efectele pozitive legate de execuția acestor investiții. Prin valorificarea la un nivel sporit de eficiență a surselor de energie regenerabilă cum este în cazul de față energia hidroenergetică disponibilă pe cursul de apă se reduce la nivel global consumul de combustibili fosili asigurând o reducere a emisiilor de noxe în atmosferă. [27], [28],[29]

Comparând cu emisiile de noxe ale unei centrale pe cărbune cu a unei centrale care folosește energia hidroenergetică pentru a produce a 1 GWh/an se observă o reducere a volumului emisiilor de noxe în atmosferă după cum urmează:

$$\text{Cantitate}_{\text{Noxe}} = \begin{pmatrix} 9.5 \\ 8.15 \\ 14 \\ 565 \end{pmatrix} \cdot \frac{\text{tone}}{\text{GW} \cdot \text{hr}}$$

$$\text{Den}_{\text{Noxe}} = \begin{pmatrix} \text{"Fum și praf"} \\ \text{"Oxizi de azot"} \\ \text{"Bioxid de sulf"} \\ \text{"Bioxid de carbon"} \end{pmatrix}$$

4.2. Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a apelor din punct de vedere tehnic

Pentru a se realiza o reală optimizare a amenajărilor complexe de gospodărire a apelor este necesară analiza tuturor componentelor ce alcătuiesc amenajarea în vederea aducerii lor la parametri maximi de funcționare.

În continuare se prezintă o analiză din punct de vedere tehnologic pentru fiecare componentă a amenajării. După ce se realizează această analiză și se identifică efectele ce împiedică funcționarea la capacitate maximă se dispun măsurile ce trebuie luate în vederea asigurării funcționării acestor componente ale amenajării la randamente maxime sau înlocuirea acestora dacă este cazul.

Pentru construcțiile hidrotehnice de barare se analizează comportarea în timp a acestora, starea de degradare a construcției (baraj, deversor, golire de fund), precum și a elementelor de etanșare, gradul de colmatare a lacului. Se recomandă reparații la structura construcției, realizarea de injecții în vederea sporirii gradului de impermeabilitate, reparații la elementele de etanșare, decolmatarea etc. Colmatarea reprezintă o problemă foarte serioasă și constă în depunerea aluviunilor la baza structurii de barare putând provoca după o perioadă mai îndelungată de folosință obturarea pieselor principale de captare a apei. Ca urmare procesul de colmatare trebuie urmărit în mod constant și dacă este cazul trebuie lacul trebuie decolmatat, adică golirea lacului și scoaterea depunerilor aluvionare.

Pentru construcțiile hidrotehnice de captare a apei se analizează starea de degradare a construcției (partea de beton, elemente metalice), obturarea. Se recomandă reparații sau schimbarea elementelor metalice, curățarea elementelor obturate, etc.

Pentru construcție hidrotehnică care asigură transportul apei se analizează starea de degradare a construcției, coeficienții de rugozitate ai materialului din care este realizată construcției, pierderile de sarcină, posibilele colmatări sau obturări. Se recomandă repararea construcției în cazul canalelor din beton, înlocuirea construcțiilor cu unele din materiale noi ce au caracteristici tehnice mai bune decât materialele construcției vechi în cazul conductelor, decolmatarea sau înlăturarea obturărilor. Diferite tipuri de material sunt prezentate în tabelul 4.4. prezentându-se și rugozitățile acestora.

Tab. 4.4. Rugozitatea pentru diferite materiale

Rugozitatea pentru diferite materiale	
Tipul	Rugozitate (mm)
PEXAL-KALPEX	0,007
Cupru	0,015
PP-R	0,007
Otel galvanizat	0,045
PE-X	0,007
Otel inox	0,040

[Tehnica Instalatiilor I.S.S.N. 1582-6244]

Pentru construcție hidrotehnică în cadrul căreia se asigură valorificarea apei - centrală hidroelectrică se analizează fiecare component al acesteia. Astfel se va analiza dacă condițiile din perioada proiectării mai sunt valabile și în ziua de astăzi

dar mai ales dacă aceste condiții vor fi valabile în viitor; dacă turbina, generatorul și transformatorul funcționează la caracteristicile și randamentul la care au fost proiectate, dacă nu au apărut între timp tehnologii noi care au un randament proiectat mai ridicat pentru condițiile existente.

În primul rând trebuie să se analizeze dacă debitele disponibile pentru producerea energiei electrice nu s-au modificat din perioadă în care centrala a fost proiectată. Debitul poate scădea sau crește în funcție de eventualele noi aporturi / pierderi de apă aduse prin eventuale devieri de apă din / în alte cursuri / bazine hidrografice; scăderea sau creșterea unor folosințe de apă a unor utilizatori amplasați în suprafața bazinului hidrografic al amenajării; scoaterea din funcțiune a altor centrale hidroelectrice amplasate în amonte rezultând creșterea căderilor disponibile pentru centrală ; etc.. După aceasta luând în considerare aceste detalii se poate verifica dacă turbina sau mai bine zis tipul de turbină folosit corespunde căderii și debitului disponibil în prezent, cât și în viitor. Pentru aceasta se pot folosi tabelul 4.2. sau figura 4.1.

Tab.4.5. Caracteristici tipuri de turbine hidraulice

Tipul turbinei	Căderea (m)	producția (kW)	Diametrul (mm)
Kaplan	1,5 - 40	60 - 6000	500 - 3000
Francis	10 - 250	100 - 8000	300 - 1300
Pelton	70 - 500	200 - 10000	400 - 1300

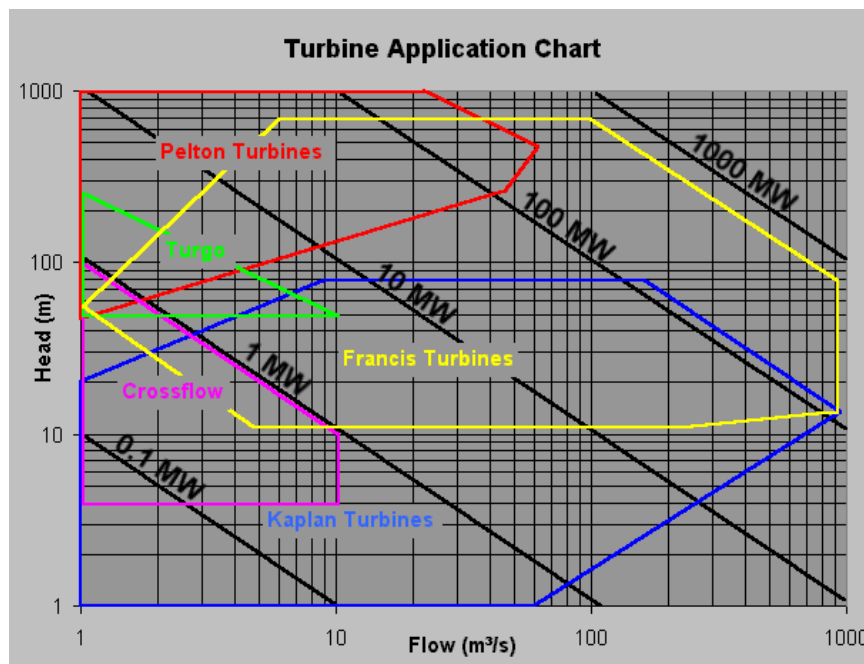


Fig. 4.1. Caracteristici turbine hidraulice (Water turbine From Wikipedia, the free encyclopedia)

Apoi se va analiza dacă elementele componente ale centralei funcționează la parametrii maximi proiectați. Dacă nu trebuie găsite motivele pentru care nu se reușește acest lucru și luate măsurile necesare pentru a se încerca aducerea fiecărui component la parametri maximi de proiectare.

Nu în cele din urmă se va analiza dacă turbinele, generatoarele și transformatoarele au un randament apropiat de cele produse în perioada actuală, adică dacă nu sunt afectate de trecerea timpului (îmbătrânire morală a echipamentelor). [40]

4.3. Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a apelor din punct de vedere economic

4.3.1. Generalități

Al patrulea principiu al conferinței Internaționale a Apei și Mediului Înconjurător (Dublin 1992) stabilește faptul că apa are valoare economică în toate utilizările în care este implicată și aceasta trebuie recunoscută ca un bun economic. Acest principiu recomandă obținerea unui beneficiu maxim dintr-o resursă limitată de apă, în vederea generării fondurilor pentru recuperarea costurilor de investiție și a costurilor de operare și menținere a sistemului.

Maximizarea beneficiilor se bazează pe o abordare uzuală a economiei de piață. În trecut multe eșecuri în gospodărirea resurselor de apă s-au datorat faptului că apa a fost privită ca un bun gratuit. În multe țări prețul apei pentru irigații și alimentarea cu apă potabilă pentru populație este mult sub prețul real (infrastructură, personal, întreținere și operare). Taxarea apei sub prețul real conduce în final la o nefolosire optimă a resurselor de apă.

Recuperarea costurilor este cel de al doilea scop al celui de al patrulea principiu de la Dublin. Componenta imperativă a oricărui proces de planificare este asigurarea faptului ca planurile și proiectele recomandate trebuie să se poată finanța singure. Veniturile sunt necesare pentru a asigura recuperarea costurilor de investiției, menținerea, repararea și operarea infrastructurii menită să asigure gospodărirea resurselor de apă. Acest lucru poate presupune o politică de recuperare a costurilor care implică stabilirea prețurilor pentru serviciile oferite. În multe țări în curs de dezvoltare se face distincție între recuperarea costurilor de investiției și recuperarea costurilor de operare și întreținere. Recuperarea costurilor de operare și întreținere este o condiție minimă de susținere a proiectului. Fără această condiție minimă este foarte probabil ca performanțele proiectului să se deterioreze serios în timp.

În majoritatea studiilor de gospodărire a resurselor de apă fiabilitatea financiară este privită ca o constrângere ce trebuie satisfăcută. Nu este privită ca un obiectiv a cărei maximizare ar putea duce la o reducere a eficienței economice, de capitaluri proprii sau alte obiective monetare.

Lipsa de calitate a energiei electrice poate avea un impact economic semnificativ asupra unui mare număr de diferite tipuri de instalații și există o largă clasă de tehnologii pentru limitarea fiecărui efect sau pentru rezolvarea problemelor care apar. Beneficiul financiar al acestor tehnologii poate fi evaluat prin estimarea creșterii performanțelor instalațiilor și prin reducerea costurilor.

În luarea deciziei de investiție, este crucial a se evalua impactul economic al unei calități reduse a energiei electrice și să se compare cu costurile pentru diferitele variante de îmbunătățire a acesteia. Cu alte cuvinte este necesar a se realiza o analiză cost-beneficiu între diferitele soluții.

Procesul de evaluare a acestor investiții poate fi descris ca având patru etape de bază:

- evaluarea performanțelor de calitate ale sistemului actual de alimentare cu energie electrică;
- estimarea costurilor asociate cu calitatea redusă a energiei electrice ;
- caracterizarea diferitelor soluții în termeni de cost și eficiență;
- realizarea analizei economice comparative a diferitelor soluții.

4.3.2. Analiza investițiilor

Companiile au mai multe opțiuni prin care capitalul investit poate fi recuperat (există totdeauna cel puțin două soluții: investiții în proiecte sau plasarea banilor în bănci).

În continuare pentru simplificarea noțiunii de optimizare a sistemelor de gospodărire a apelor va fi notată ca OSGA.

Fiecare opțiune, inclusiv investițiile de OSGA, trebuie să concureze cu alte oportunități de investiție deoarece resursele de capital sunt limitate. În acest sens, analiza economică pentru investițiile de OSGA trebuie realizată în același mod ca și analizele altor tipuri de investiții, astfel încât toate opțiunile să poată fi comparate pe o bază egală. Acest proces de analiză se numește alocarea resurselor investiționale.

O problemă specifică apare la investițiile de OSGA, trebuie să concureze cu alte oportunități de investiție deoarece resursele de capital sunt limitate, fiind tipică pentru orice investiție care are drept scop reducerea costurilor. În procesul de alocare a resurselor de capital, unele investiții sunt considerate ca „strategice”, adică sunt necesare pentru supraviețuirea și dezvoltarea întreprinderii și deci au prioritate. Alt grup de investiții este impus prin lege; acestea au o mică sau nulă recuperare a capitalului și întreprinderea nu le selectează pe criterii economice. Un exemplu tipic sunt investițiile pentru reducerea impactului exploatării instalațiilor asupra mediului ambiant. După ce a fost alocat capital pentru investițiile strategice sau legislative prioritare, în mod uzual rămâne un capital foarte redus pentru măsuri de reducere a costurilor, ca și pentru investiții de OSGA. Aceste investiții trebuie realizate de centrele de afaceri, utilizând mai degrabă câștigurile din veniturile operaționale. Acestea rezultă într-o perspectivă foarte scurtă, astfel investițiile de OSGA au o durată de recuperare de 1-2 ani, ceea ce este echivalent cu o rată de recuperare de 50-100%, mult peste rata medie de recuperare a investiției. De aceea, lipsa de capital pentru investițiile de OSGA și nevoia de finanțare din câștigurile din veniturile operaționale duc la o performanță sub-optimală și reprezintă oportunități pentru finanțare cu o terță parte.

4.3.3. Alocarea resurselor de capital

Decizia de acceptare a unui proiect depinde de analiza *cash flows* (cash flow - flux de numerar/bani) ce rezultă din proiect. Procesul de alocare a resurselor de capital trebuie să satisfacă următoarele criterii :

- trebuie să se ia în considerație toate *cash flow-urile* proiectului (inclusiv capitalul de lucru);
- trebuie luată în considerare valoarea în timp a monedei;
- trebuie totdeauna să conducă la o decizie corectă când se selectează dintre proiecte care se exclud reciproc, pe diferite orizonturi de investiție.

Întregul proces de alocare se bazează pe estimarea cash flow-ului și aceasta este foarte importantă pentru factorul de decizie pentru a obține o prognoză pe care se poate baza. În acest sens, trebuie realizate două lucruri:

- să se identifice toate variabilele care pot afecta cash flow-urile și să se determine care dintre aceste variabile este critică pentru succesul proiectului ;
- să se definească nivelul condițiilor de acuratețe a prognozei.

4.3.4. Abordarea deterministă a analizei investițiilor de OSGA

Analiza economică a investițiilor este unul dintre pașii fundamentali într-un proces de decizie deoarece reducerea costurilor este principalul scop pentru investițiile de OSGA.

Principalele elemente ale investiției care trebuie să fie analizate sunt:

- nivelul de capital sau investiția inițială;
- costul capitalului;
- reducerea costurilor;
- cheltuielile de exploatare și de mentenanță pentru investiția respectivă;
- durata economică de viață a investiției.

Pot fi utilizate diferite metode de analiză în funcție de criteriile interne de evaluare ale companiei privind investițiile. Pot fi utilizate metode mai mult sau mai puțin sofisticate, în funcție de importanța investiției.

Poate fi făcută o distincție între metodele de evaluare care utilizează costurile pentru ciclul de viață și cele care nu le utilizează. Metodele de evaluare care utilizează costurile pe ciclul de viață se bazează pe conversia investiției și a cash flow-urilor anuale, la momente diferite de timp, în valori actualizate. Cu alte cuvinte este luat în considerație întreg intervalul de viață a investiției. Un exemplu tipic de metode ce au în vedere costurile pe întregul ciclu de viață sunt *metoda valorii nete actualizate VNA (net present value -NPV)* și *metoda ratei interne de rentabilitate RIR (internal rate of return IRR)*.

Metodele de evaluare care nu utilizează costurile pe durata de viață sunt, ca exemplu, *durata de recuperare (payback time - PBT)* și analiza punctului de echilibru (*break-even analysis*). Acestea nu iau în considerație costurile pe durata de viață a investiției ci indică numai cât este durata de recuperare a banilor utilizați în proiect.

4.3.5. Metodele cash flow-urilor actualizate

Raportul dintre veniturile totale actualizate și costurile totale actualizate

Acest indicator prezintă o mare importanță privind alegerea variantei optime de investiții. La evaluarea proiectelor de investiții, încă de la începutul pregătirii deciziei, se acordă o mare importanță calculului și analizei raportului venituri/costuri pe variante de proiecte și alternative. Aceasta metodă de comparare a veniturilor cu costurile are ca scop stabilirea legăturii dintre acești doi parametri ai proiectului, ceea ce este foarte important pentru măsurarea eficienței, dar și din punct de vedere al posibilităților de a asigura fondurile necesare finanțării, mai ales a celor în valută.

Cu ajutorul acestui indicator se obțin informații ce vor permite să se identifice variantele și alternativele avantajoase, convenabile din punct de vedere al asigurării veniturilor dorite și să se răspundă și la alte întrebări pe care le ridică adoptarea deciziei.

Analiza venituri-costuri se bazează pe evaluarea raportului și diferenței absolute dintre veniturile totale actualizate (V_{ta}) și costurile totale actualizate reprezentate prin capitalul angajat actualizat (K_{ta}).

$$V_{ta} = \sum_{t=1}^T V_t \frac{1}{(1+r)^t}$$

$$K_{ta} = \sum_{t=1}^T (I_t + C_t) \frac{1}{(1+r)^t}$$

Notăm cu δ raportul venituri-costuri, adică $\delta = V/K$.

V_{ta} = venituri totale actualizate;

V_t = venitul anual;

K_{ta} = capitalul angajat actualizat;

I_t = investiția anuală;

C_t = costuri anuale;

r = rata de actualizare.

Se disting următoarele situații:

- $\delta = \frac{V_{ta}}{K_{ta}} = 1$: în acest caz, proiectul de investiții nu produce nici avantaje nici pierderi, deci investitorul nu câștiga nimic.

- $\delta = \frac{V_{ta}}{K_{ta}} < 1$: în această situație proiectul produce pierderi, costurile nu se recuperează ceea ce conduce la ideea renunțării la acesta și plasarea fondurilor de investiții în alte proiecte rentabile.

- $\delta = \frac{V_{ta}}{K_{ta}} > 1$: acest rezultat exprimă faptul că proiectul este eficient, acceptabil și se poate continua analiza dinamică, cu ajutorul altor indicatori ai eficienței investițiilor.

Trebuie reținut, însă, că raportul V_{ta}/K_{ta} este sensibil la mărimea ratei de actualizare, de aceea aceasta trebuie aleasă corect pentru a evita fie acceptarea de proiecte neeficiente, fie respingerea unor proiecte rentabile. Astfel:

- cu cât mărimea ratei de actualizare este mai mică (r tinde la 0), cu atât crește valoarea raportului venituri-costuri și a, avantajului net;

- pe măsură ce crește mărimea ratei de actualizare folosite în calcule, raportul venituri-costuri și mărimea absolută a avantajului economic net scad.

Se considera ca fiind cea mai eficientă acea variantă sau acel proiect care asigură o valoare maximă a raportului dintre veniturile actualizate și costurile totale actualizate, adică:

$$\delta = \frac{V_{ta}}{K_{ta}} \rightarrow \max$$

Metoda de analiza venituri-costuri poate conduce la ideea de a folosi drept criteriu de optimizare pentru formularea opțiunilor, a avantajului economic net maxim:

$$\max(AN_{ta}) = \max(V_{ta} - K_{ta}),$$

AN_{ta} = avantajul net total actualizat.

Această problemă se poate rezolva atât grafic, cât și analitic.

Raportul venituri-costuri este utilizat de multe ori în calitate de criteriu de decizie în investiții și corespunde dorinței firești a oricărui decident de a maximiza încasările de venituri la fiecare unitate a costurilor.

Valoarea netă actualizată (VNA) a proiectului indică impactul așteptat al proiectului asupra valorii companiei.

Proiectele cu VNA pozitiv se consideră că vor conduce la creșterea valorii companiei. În acest fel, regulile privind adoptarea deciziilor pe baza VNA specifică faptul că toate proiectele independente cu VNA pozitiv trebuie să fie acceptate. Dacă VNA este mai mare decât zero proiectul este acceptabil, deoarece veniturile sunt suficiente pentru a obține beneficiu și să fie returnat capitalul investit inițial, înainte de sfârșitul duratei de viață a investiției. Dacă VNA este egal cu zero, echilibrul este realizat la sfârșitul duratei de viață și investiția este prea puțin atractivă.

Dacă se selectează dintre proiectele care se exclud reciproc, trebuie să fie acceptat proiectul cu cea mai mare valoare (pozitivă) a VNA.

VNA este calculat ca valoarea actualizată a cash flow-urilor intrate în proiect din care se scade valoarea actualizată a cash flow-urilor ieșite din proiect. Această relație este indicată de formula:

$$VNA = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_T}{(1+r)^T}$$

în care

CF_t - valoarea netă a cash flow-ului din anul t ;

CF_0 - investiția inițială;

r - rata de actualizare (costul capitalului);

t - numărul de ani;

T - durata de viață a proiectului.

Indicele de profitabilitate (ip) Acesta caracterizează raportul dintre VNA și

fondurile de investiții care stau la baza proiectului de investiții. Se pot avea în vedere atât investițiile inițiale, cât și valoarea actualizată a acestora. Astfel:

$$ip = \frac{VNA}{CF_0}$$

Acest indicator ne permite să selectăm variantele eficiente de proiect la care $ip > 1$ și ordonarea acestora după valoarea descrescătoare a indicelui. Cu cât indicele de profitabilitate este mai mare, cu atât proiectele sunt mai eficiente, în condiții echivalente, comparabile și din alte puncte de vedere.

Varianta optimă de proiect este aceea în care ip este maxim.

Rata internă de rentabilitate (RIR) a proiectelor este rata de actualizare la care VNA al proiectului este egal cu zero. Regulile privind deciziile cu ajutorul RIR specifică faptul că toate proiectele independente cu RIR mai mare decât rata de actualizare trebuie să fie acceptate. Când se selectează dintre proiectele care se exclud reciproc, trebuie să fie ales proiectul cu RIR cea mai mare și valoarea RIR mai mare decât rata de actualizare.

$$VNA = 0 = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+RIR)^t} = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+RIR)^1} + \frac{CF_2}{(1+RIR)^2} + \dots + \frac{CF_T}{(1+RIR)^T}$$

în care:

CF_t - cash flow-ul din anul t ;

T - durata de viață a proiectului.

Comparație între metodele de analiză în sistem actualizat. Ambele metode de decizie VNA și RIR iau în considerație toate cash flow-urile proiectelor și valoarea în timp a banilor.

Regulile privind decizia prin metodele VNA și RIR diferă cu referire la rata de reinvestire considerată. Regulile privind decizia pe baza VNA presupune implicit că se consideră că pot fi reinvestite cash flow-urile proiectului la rata de rentabilitate a companiei, pe când regulile privind decizia cu RIR presupune implicit că se consideră că pot să fie reinvestite cash flow-urile la RIR-ul proiectelor. Deoarece proiectele au diferite RIR, asumarea ca bază a regulilor de decizie pe criteriul VNA este cea mai rezonabilă.

În general, analizele tehnico-economice consideră VNA ca fiind cea mai corectă metodă pentru adoptarea deciziilor de investiție. Metoda RIR prezintă o problemă particulară – de exemplu relația de calcul nu oferă totdeauna o soluție unică pentru RIR. În plus, un proiect cu RIR ridicat, de exemplu 40%, considerarea faptului că compania poate să obțină un beneficiu de 40% din proiect este nerealistă. În epoca informatizării, având în vedere puterea de calcul a calculatoarelor, este rezonabil să se utilizeze sistematic VNA pentru adoptarea deciziilor asupra investițiilor.

4.3.6. Metode ce nu folosesc tehnica actualizării

Durata de recuperare (payback time - PBT). Durata de recuperare este intervalul de timp necesar pentru ca proiectul să returneze costurile inițiale din beneficii.

Utilizarea duratei de recuperare la deciziile privind alocarea resurselor de capital specifică faptul că toate proiectele independente cu PBT mai mic decât un număr specificat de ani trebuie să fie acceptate. Atunci când se selectează dintre proiecte care se exclud reciproc, este de preferat proiectul cu cea mai redusă durată de recuperare.

$$PBT = Y_{LN} - \left(\frac{NCF(Y_{LN})}{CF(Y_{LN+1})} \right)$$

în care:

Y_{LN} - ultimul an cu un cash flow net (NCF) negativ;

$NCF(Y_{LN})$ - cash flow net în acel an;

$CF(Y_{LN+1})$ - cash flow total în anul care urmează.

Cu toate că se utilizează frecvent, durata de recuperare prezintă mari dezavantaje. În primul rând, PBT consideră că o suma obținută peste un an este echivalentă cu suma obținută peste 5 ani; cu alte cuvinte nu se ia în considerație

valoarea în timp a banilor. Acest aspect poate fi rezolvat prin calcularea duratei actualizate de recuperare (discounted payback - DPBT), în care cash flow-ul este actualizat la valoarea prezentă, utilizând rata de actualizare și făcând astfel DPBT în concordanță cu metodele costurilor pe durata de viață, cum sunt VNA și RIR. Al doilea dezavantaj constă în faptul că durata de recuperare nu ia în considerare efectul diferitelor durate de viață ale proiectelor alternative, astfel încât se penalizează proiectele care au o durată mare de viață. De exemplu, dacă sunt două investiții alternative A și B, fiecare cu un cost de 1000 € și cu o economie de 200 € pe an, atunci ambele au o durată de recuperare de 5 ani și sunt în măsură egală acceptabile. Totuși, dacă investiția A are o durată estimată de utilizare de 5 ani și investiția B are o durată estimată de utilizare de 10 ani, investiția B, în mod evident, este mai bine să fie aleasă. Al treilea neajuns este acela că criteriile de acceptare/neacceptare sunt deseori arbitrar de succinte. De exemplu, unele organizații consideră de la 1 la 3 ani durata de recuperare pentru proiectele de reducere a costurilor și acordă prioritate proiectelor cu o durată de recuperare mai scurtă.

Din această cauză metoda duratei de recuperare va respinge unele oportunități interesante de investiție, dar în același timp va conduce la acceptarea unor proiecte care pot reduce valoarea companiei. Această metodă a fost larg utilizată în anii '60 și '70, înainte de apariția calculatoarelor, deoarece este simplu de calculat. În prezent trebuie evitată, dacă este posibil. O analiză recentă a arătat faptul că VNA este de departe instrumentul preferat de companiile listate în Fortune 1000, 85% dintre ele o folosesc în mod curent.

[3], [1],[42], [11]

4.4. Optimizarea multicriterială a sistemelor complexe de gospodărire a apelor. Concluzii

Din cele prezentate în subcapitolele de mai sus rezultă că optimizarea sistemelor de gospodărire complexă a apelor include mai multe componente referitoare la protecția mediului, latura tehnică și latura economică. Se observă că primele două componente pot fi luate în discuție și separat dar nu pot fi separate sub nici o formă de componenta economică. Astfel pot fi conturate următoarele scheme de optimizare figurile. 4.2. ; 4.3.; 4.4.

După cum reiese din figura 4.2. orice proiect care urmărește optimizarea complexă a sistemelor de gospodărire a apelor cuprinde optimizarea pentru protecția mediului precum și optimizarea din punct de vedere tehnic, ambele fiind condiționate de factorul economic. Fără o, optimizare din punct de vedere economic nici un proiect nu este fiabil și ca urmare nu poate fi pus în practică.

Dacă optimizarea complexă a sistemelor de gospodărire a apelor preponderent hidroenergetice nu poate fi realizată poate fi posibil să se realizeze optimizarea pentru protecția mediului sau optimizarea din punct de vedere tehnic prezentate în figura 4.3. respectiv 4.4., fiecare fiind condiționate de factorul economic.

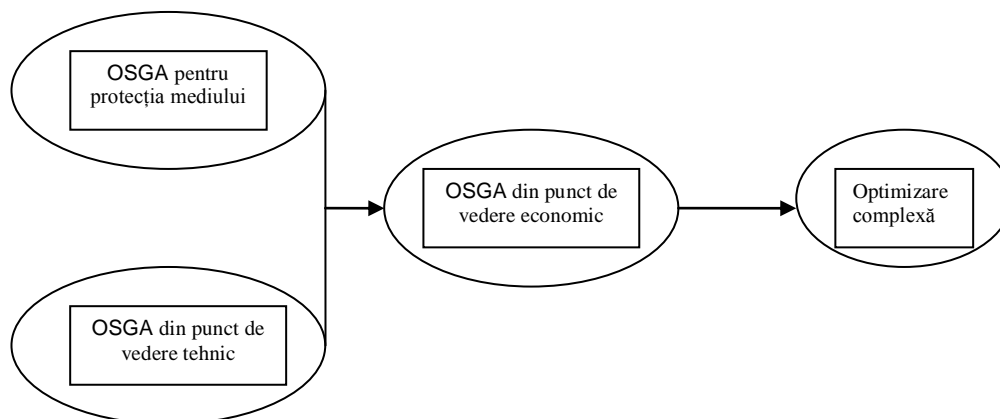


Fig. 4.2. Schema pentru optimizarea sistemelor de gospodărire a apelor complexă

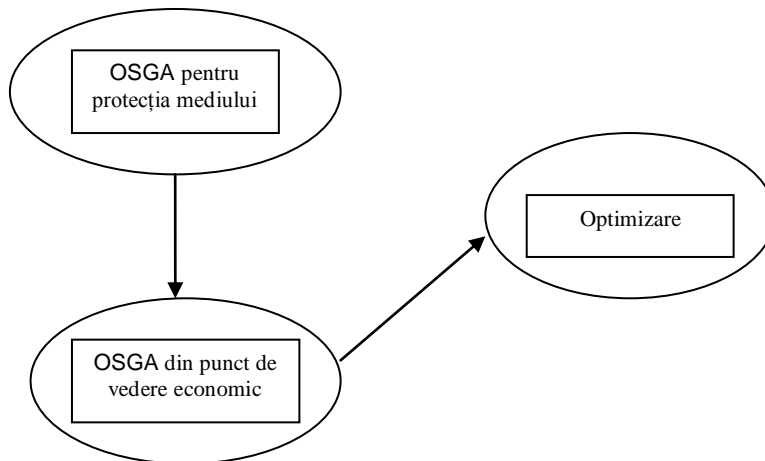


Fig. 4.3. Schema pentru optimizarea sistemelor de gospodărire a apelor pentru protecția mediului

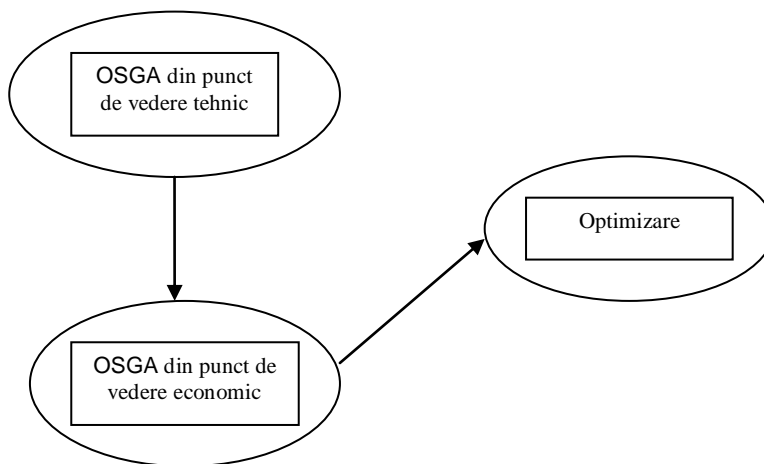


Fig. 4.4. Schema pentru optimizarea sistemelor de gospodărire a apelor din punct de vedere tehnic

În cazul optimizării din punct de vedere tehnic factorul economic reiese foarte clar. Pe de o parte se ia valoarea investiției necesare înlocuirii părților care sunt depășite din punct de vedere tehnic și al randamentului iar pe de altă parte se

ia veniturile suplimentare aduse de schimbările făcute. Realizând analizele economice prezentate în subcapitolul anterior se va observa dacă se realizează sau nu optimizarea din punct de vedere economic.

În cazul optimizării pentru protecția mediului factorul economic nu se observă la fel de clar. Pe de o parte se ia valoarea investiției necesare aducerii sistemului la parametrii necesari pentru a se realiza o protecție a mediului eficientă iar pe de altă parte ca și venituri va fi considerat o parte din veniturile aduse de sistemul de gospodărire al apei care nu ar mai fi funcționat dacă aceste investiții pentru protecția mediului nu ar fi fost făcute precum și evitarea unor posibile amenzi datorită faptului că sistemul nu este la standardele pentru protecția mediului prevăzute de lege. Ca urmare a analizelor economice prezentate în subcapitolul anterior se va observa dacă se realizează sau nu optimizarea din punct de vedere economic.

În cadrul optimizării sistemelor de gospodărire a apelor pot apărea diverse criterii sau restricții impuse. Optimizarea va trebui să se desfășoare în așa fel încât aceste restricții trebuie respectate (ex: pentru o restricție din punct de vedere a mediului rezultă o optimizare în limitele acelei restricții chiar dacă optimizarea din punct de vedere economic ar fi mai mare dacă nu s-ar ține cont de această restricție).

5. Studii de caz

5.1. Modele de analiză și programe folosite în procesul de optimizarea sistemelor complexe de gospodărire integrată a apelor

5.1.1. Realizarea unui model în vederea analizei anterioare optimizării pentru un sistem complex de gospodărire a apelor

Modelul de analiză anterioară optimizării se va prezenta sub formă de tabelară în tabelul 5.1.

Tab. 5.1. Modelul de analiză anterioară optimizării sistemelor complexe de gospodărire integrată a apei

Nr. Crt.	Element supus analizei	Problemă semnalată în urma analizei	Optimizare pentru protecția mediului	Optimizare tehnologică	Optimizare economică	Acțiune propusă în urma analizei	Obs.
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
2							
.....							

În tabelul prezentat mai sus se vor completa datele în următorul fel:

- în coloana unu se va trece numărul curent al elementului supus analizei;
- în coloana doi se trece denumirea elementului supus analizei;
- în coloana trei se trece problema observată în urma analizei elementului în cauză;
- în coloana patru se trece DA / NU în funcție de posibilitatea sau imposibilitatea de optimizare pentru protecția mediului;
- în coloana cinci se trece DA / NU în funcție de posibilitatea sau imposibilitatea de optimizare tehnologică;
- în coloana șase se trece DA / NU în funcție de posibilitatea sau imposibilitatea de optimizare economică;
- în coloana șapte se va trece acțiunea care urmează a fi propusă în urma analizei pentru a se realiza procesul de optimizare;
- în coloana opt se vor trece observații legate de problema semnalată în urma analizei sau acțiunea ce va fi propusă.

În cazul în care în urma analizei se semnalează mai multe probleme pentru același element, acestea se vor trece una sub alta primind un alt număr de ordine.

În urma completării acestui tabel pentru fiecare element component al amenajării în funcție de acțiunile propuse în urma analizei se va putea trece la

studierea în amănunțime a fiecărui proces necesar realizării optimizării sistemului complex de gospodărire integrată al apei.

5.1.2. Realizarea a trei programe automate de calcul care permit evaluarea optimizării din punct de vedere al mediului, tehnologice și economice

Primul program de calcul permite calculul indicelui de poluare globală IPG folosind diagrama ROJANSCHI prin introducerea notelor de bonitate care sunt estimate pentru fiecare situație în parte (existentă și propusă). Prin compararea rezultatelor se observă dacă este realizată optimizarea din punct de vedere al mediului sau dacă nu, în ultima variantă precizându-se efectele produse asupra mediului.

Al doilea program de calcul permite un calcul rapid al puterii instalate și al cantității de energie produsă pe un an în cadrul unei microhidrocentrale dacă se cunosc următorii parametri: debitele disponibile, căderea, randamentul hidraulic al aducțiunii, randamentul turbinei, randamentul generatorului. Energia rezultată este comparată cu energia produsă până în acel moment și se trage concluzia asupra realizării optimizării tehnologice.

Al treilea program de calcul realizează un calcul economic în funcție de energia produsă, prețul acesteia, ratele de actualizare, determinându-se valoarea netă actualizată care este determinantă în aprecierea optimizării economice.

Calculul economic este detaliat pe o perioadă de 25 de ani. Dă posibilitatea calculului anual al venitului actualizat, venitului net actualizat cu o rată de 8%, 10%, și 12% permițând comparații între ele, rata internă de rentabilitate precum și durata de recuperare reală.

Aceste programe vor fi folosite pe studiile de caz prezentate în continuare.

5.2. Studiu de caz pentru optimizarea MHC Topleț, județul Caraș-Severin

5.2.1. Scurta descriere a situației actuale

Denumire obiectiv: MHC Topleț, județul Caraș-Severin

Amenajarea hidroelectrică MHC Topleț, este alcătuită din 2 MHC - uri și anexele aferente, cu funcționare în cascada, realizate pentru valorificarea potențialului hidroenergetic al pârâului Bîrza.

Debitul primei uzine, MHC1, este preluat de către a doua uzina, MHC2, situată în aval. Debitul celei de a doua uzine este suplimentat cu aproximativ 450 de litri de apă preluați din pârâul Bîrza și evacuați după aproximativ o distanță de 500 de metri în aval în albia pârâului aproape de confluența cu râul Cerna.

Amplasament:

- Localitatea: Topleț
- Cursul de apă: Pârâul Bîrza

Parametrii tehnici:

MHC1

Putere instalată: 330 kw

Energie produsă 1503 MWh/an

Cădere brută 24.25m

Debit instalat 1.9mc/s

Uzina dispune de o turbină Francisc cu ax orizontal având o putere

$P = 330\text{kw}$ și o turație de $n = 750$ rotații/minut

MHC2

Putere instalată: 196 kw

Energie produsă 950 MWh/an

Cădere brută 12.04m

Debit instalat 2.35 mc/s

Uzina dispune de o turbină Francisc cu ax orizontal având o putere

$P = 196\text{kw}$ și o turație de $n = 375$ rotații/minut

Perioada de execuție:

MHC1 – 1929

MHC2 – 1941

5.2.2. Schema amenajării

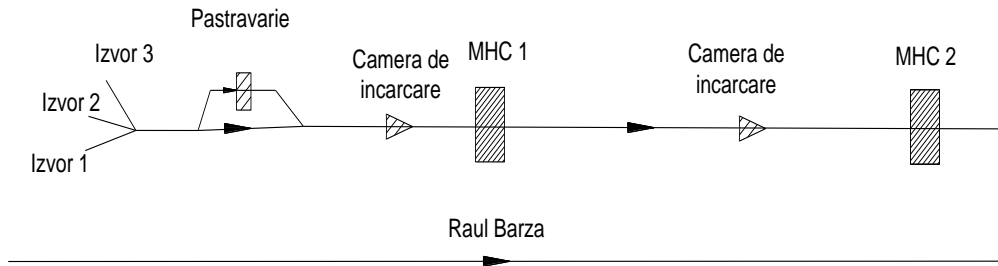


Fig. 5.1. Schema amenajării MHC 1 + MHC 2

Scurtă descrierea a primei amenajări, MHC1

Schema amenajării cuprinde următoarele componente, prezentate în schița din figura 5.1:

- Captarea apei se realizează din zona izvoarelor fiind realizată din mai multe ziduri de dirijare a apei spre canalul de aducțiune. Pentru a pune la uscat aducțiunea canalul de captare este prevăzută cu două batardouri care asigură golirea laterală a canalului în pârâul Bîrza.

Un debit de 550 l/s este preluat imediat după izvoare pentru alimentarea cu apă a păstrăvăriei situate pe malul drept al pârâului Bîrza debit ce este integral restituit în canalul de aducțiune al uzinei.

Un debit de 220 l/s este furnizat orașului Orșova pentru apă potabilă.

Debitul furnizat de cele trei izvoare este conform datelor furnizate de:

Debite maxime:

$$Q_{1\max} = 464 \text{ l/s}$$

$$Q_{2\max} = 419 \text{ l/s}$$

$$Q_{3\max} = 956 \text{ l/s}$$

Total $Q_{\max} = 1830 \text{ l/s}$

Debitele medii:

$$Q_{1\text{med}} = 236 \text{ l/s}$$

$$Q_{2\text{med}} = 205 \text{ l/s}$$

$$Q_{3\text{med}} = 824 \text{ l/s}$$

Total $Q_{\text{med}} = 1325 \text{ l/s}$

- Aducțiunea este compusă din două segmente diferite. Primul segment începe din zona păstrăvăriei cu un stăvilă și o casă a stăvilăului cu acționare manuală situat la cota 137.55 m. Este format dintr-un canal de coasta care începe la cota stăvilăului și se continuă pe o lungime de 340 m cu o pantă medie de 1.22%. Secțiunea transversală a canalului este variabilă cu lățimi cuprinse între 1 – 2 m lățime și adâncimi între 1 și 1.5 m. Porțiuni de canal betonate alternează în lungul

canalului cu porțiuni nebetonate cu vegetație care intra în albia canalului măbind semnificativ pierderile de sarcina.

Canalul, este colmatat pe întreaga lungime într-o proporție de aproximativ 20%

din secțiunea transversală, și există porțiuni de surpări de teren care periclitează funcționarea în continuare a canalului. Cea mai importanta surpare este localizată la km 0. 426, pe o lungime de aproximativ 10m, care necesita o intervenție urgenta. Alte 4 secțiuni periclitare sunt localizate în amonte de aceasta.

Trebuie de asemenea menționat că sunt prevăzute pe fundul canalului doua conducte cu diametrul de 220mm fiecare pentru alimentarea cu apă a platformei industriale, care în acest moment este nefuncționala (complet dezafectata), lucru care mărește și favorizează colmatarea în continuare a canalului.

Din estimările făcute la fața locului rugozitatea canalului se poate considera $n =$

0.026 – 0.030 (n este coeficient de rugozitate Manning)

Acest canal de aducțiune se continuă cu al doilea segment al aducțiunii care este

alcătuit dintr-o secțiune dreptunghiulara (1.25m lățime și 1.17 m înălțime) realizată din tablă metalică de 6-10mm grosime. Intrarea în acest canal este prevăzută cu un grătar pentru oprirea frunzelor și vegetației din primul segment al aducțiunii și are o lungime de 329 m, între cotele 133.40 m la intrare și cota de 132.27m la intrate în camera de punere sub presiune situata la capătul acestui segment al aducțiunii.

Panta medie a acestui segment de canal este de 0.3%. Canalul este de asemenea colmatat iar secțiunea transversală este micșorata de aceleași doua conducte pentru apa potabila cu diametrul de 220 mm fiecare. Tabla din care este confecționat canalul este puternic erodata și cu o secțiune variabila din cauza deformărilor în profil transversal. O estimare a coeficientului de rugozitate al acestui segment al aducțiunii recomanda un coeficient de rugozitate $n = 0.018-0.022$.

Una dintre problemele majore ridicate de acest segment al aducțiunii sunt construcțiile de susținere a canalului pentru traversarea unor văi impuse de topografia locului și care trebuiesc ranforsate sau chiar reconstruite. Traversarea din apropierea bazinului de punere sub presiune, km 0.804, are o lungime de peste 40m și constituie una dintre problemele majore ale aducțiunii.

- Camera de încărcare a fost dimensionată pentru debitul de proiectare al uzinei și este prevăzută cu un preaplin format dintr-o conducta ce deversează în pârâul Bîrza. Camera este prevăzuta cu un grătar des pentru îndepărtarea frunzelor și plutitorilor. Curățarea grătarului se face manual. O stavilă laterala este prevăzută pentru golire în caz de avarie și pentru spălarea aluviunilor acumulate în canalul de aducțiune. Volumul mic al camerei nu permite asigurarea compensărilor de debite pentru funcționarea centralei. Conducta de preaplin asigură descărcarea surplusului de apa ce apare la închiderea aparatului director al uzinei.

- Conducta forțată este realizată din țeava metalica nituită cu diametrul de 900mm, o inclinație cu un unghi de 30 de grade și o lungime totală de 51m. La debitul instalat la centrala de $Q = 2mc/s$, viteza apei în conducta forțată atinge viteze da până la 3.15 m/s.

- Centrala, are dimensiunile în plan de 20 x 8 m, și este prevăzuta cu o turbina Francisc cu $D_i = 600mm$, turația $n = 750$ rotații/minut, căderea bruta de 24,25m și un generator sincron de 370kw și 65 A fabricat în anul 1929 la Reșița. Racordarea la sistemul energetic a centralei se face prin intermediul unui transformator coborâtor 3300/400V și cablu 0.4kv pe barele centralei nr.2 unde se face și măsurarea energiei produse cu un contor trifazic tip CA 43.

- Canalul de fuga, este de forma dreptunghiulara, este realizat din beton armat şi are şi rolul de bazin de liniştire.

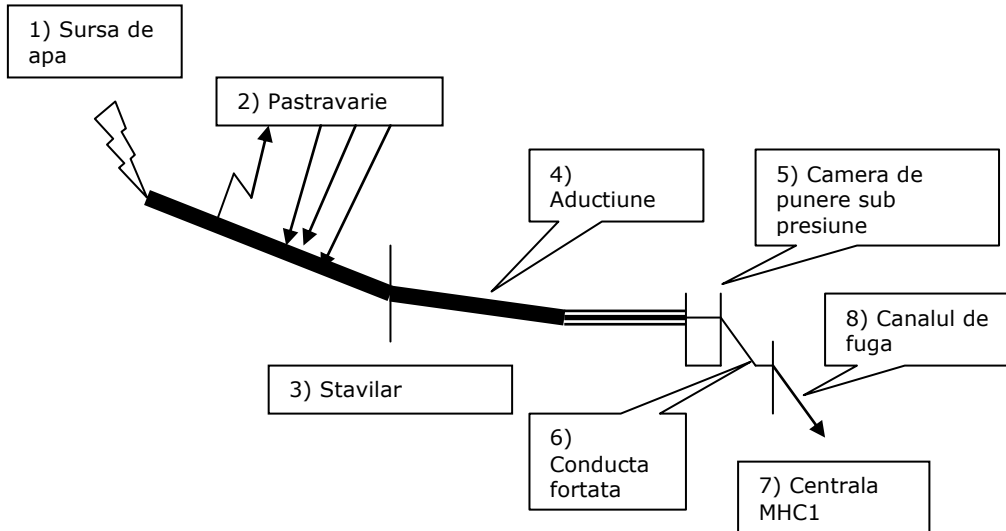
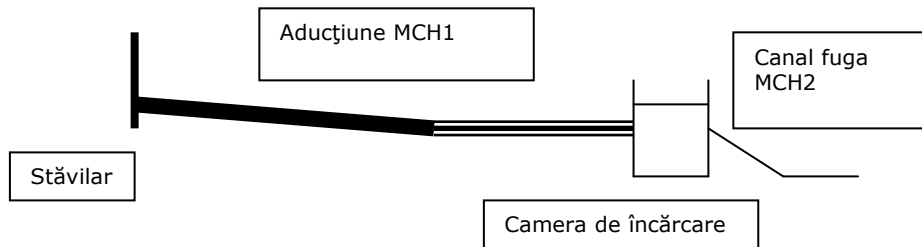


Fig. 5.2. Schia amenajării MHC1



Dist. cumulata, m	273	613	942	
Lung. aducțiune, m	340	329		
Cota canal amonte	137.55	133.40		
Cota canal aval	133.40	132.27	132.27	107.39
Panta, %	1.22%	0.35%		

Fig. 5.3. Schia calculului hidraulic

Scurta descrierea a celei de a doua amenajări, MHC2

Cea de a doua microcentrală, MCH2, situată în avalul primei centrale, este de putere mai mică și folosește debitul de apă uzinat de prima centrală. Elementele componente sunt: - Captarea apei pentru a doua centrală se face prin racordarea canalului de aducțiune la canalul de fuga de la centrala 1 precum și prin intermediul unei prize la nivelul pârâului care are rolul de a asigura necesarul sporit de debit pentru centrala 2. Captarea nu este prevăzută cu facilități de funcționare pe timp de iarnă. De asemenea, pentru punerea la uscat a aducțiunii este necesară oprirea centralei nr.1 și închiderea prizei suplimentare prin devierea apei.

- Camera de încărcare, este realizată din beton armat, este prevăzută la intrare cu un grătar des pentru îndepărtarea vegetației cu curățare manuală și are o secțiune dreptunghiulară închisă. O stavilă laterală este prevăzută pentru a goli aducțiunea în caz de avarie sau pentru spălarea aluviunilor depuse în aducțiune. Volumul mic al camerei de încărcare nu permite asigurarea compensărilor de debite pentru funcționarea centralei, de aceea camera este prevăzută cu un deversor lateral pentru descărcarea surplusului de apă ce apare la închiderea aparatului director al turbinei.

- Conducta forțată, este realizată dintr-un put vertical cu o cădere de circa 6m și o conductă de secțiune dreptunghiulară din beton armat. La partea din aval racordul la turbina se face prin intermediul unei conducte metalice cu diametrul de 1000mm. La debitele maxime uzinate viteza apei în conducta forțată nu depășește valoarea de 3m/s.

- Centrala, are dimensiunile de 16 x 12 m și este echipată cu o turbină Francis cu diametrul $D_i = 700\text{mm}$ cu turația de 375 rotații/minut și un generator orizontal sincron de 280 kva și 404 A fabricat la Reșița. Racordarea la sistemul hidroenergetic național se face pe barele centralei unde este conectată și centrala MHC1.

- Canalul de fuga, de secțiune dreptunghiulară, asigură evacuarea apei uzinate în pârâul Bîrza.

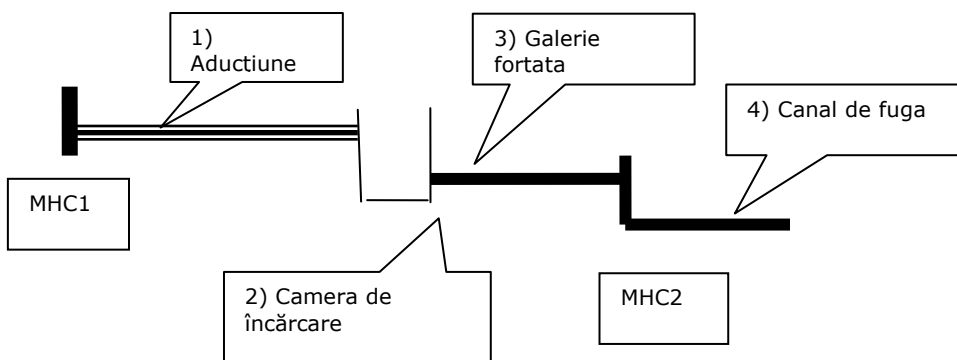


Figura 5.4. Schița amenajării MHC2

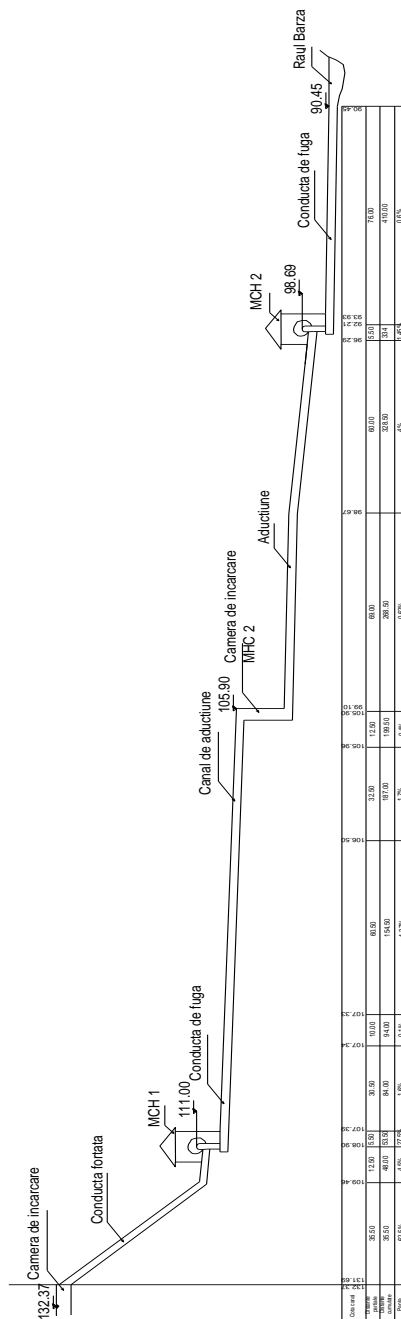


Fig. 5.5. Profil longitudinal prin amenajare

5.2.3 Probleme majore actuale ale amenajării MHC Topleț

În subcapitolul precedent a fost prezentată o scurtă descriere a amenajării hidroelectrice Topleț. O scurtă recapitulare a problemelor legate de funcționarea amenajării în situația actuală și care justifică o intervenție imediată pentru optimizarea întregii amenajări este prezentată mai jos:

- Turbina și generatorul care echipează în momentul de față cele două MHC sunt deja piese de muzeu. Confectionate în anul 1920, turbinele fabricate în Austria și generatorul fabricat la Reșița au randamente care dintr-o estimare pot avea o eficiență η care nu trece de 0.67.

- Deși debitul de proiectare al centralelor este de 1.9mc/s, acesta nu este realizat din mai multe motive ca de exemplu colmatarea aducțiunii de la MHC1 și MHC2 și mărirea gradului de rugozitate a canalelor. Un simplu calcul hidraulic arată că, capacitatea de transport a sectorului secund al aducțiunii principale de la MHC1 are pentru o rugozitate estimată a coeficientului de rugozitate Manning de 0.022 (justificată și de ondularea în profil longitudinal al pereților laterali ai canalului) o capacitate de transport mai mică de 1.8mc/s, fapt care afectează și producția de energie a MHC2 din cauza debitului uzinat mai redus.

- Una dintre problemele importante ale amenajării îl constituie micșorarea debitului uzinat al ambelor MHC - uri care este mai redus decât debitul instalat de 1.9mc/s din cauza pierderilor mari de apă datorită degradării aducțiunilor, în special al aducțiunii de la MHC1, figura 4.

- Există un pericol permanent de a se distruge aducțiunea principală a centralei

MHC1 din cauza alunecărilor de teren și a stării precare a traversărilor metalice a văilor, descrise în capitolul precedent.

Aceste probleme constatate se introduc în modelul de analiză a posibilităților de optimizare de mai jos.

Tab. 5.2. Modelul de analiză a posibilităților de optimizare a ale amenajării MHC Topleț

Nr. Crt.	Element supus analizei	Problema semnalată în urma analizei	Optimizare pentru protecția	Optimizare tehnologică	Optimizare economică	Acțiune propusă în urma analizei	Obs.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Centrală MHC1 și MHC2	Turbina și generatorul care echipază în cele două MHC sunt vechi anii 1920, au randamente care dintr-o estimare pot avea o eficiență η care nu	Nu	Da	Da	Înlocuirea turbinelor de la MHC1 și MHC2 cu turbine cu randamente care sunt curent peste $\eta = 0.9$	Creșterea energiei produse cu aproximativ 20%.
2	Aducțiune principală MHC1 și MCH2	Colmatarea aducțiunii de la MHC1 și MCH2 și mărirea gradului de rugozitate a canalelor	Nu	Da	Da	Înlocuire canal aducțiune cu un alt canal de beton sau conductă sub presiune	Creșterea capacității de transport a canalului sau
3	Aducțiune principală MHC1 și MCH2	Degradarea canalului și a traversărilor metalice determină revărsarea apei (scăderea debitului fgfdisponibil)	Da	Da	Da	Înlocuire canal aducțiune cu un alt canal de beton sau conductă sub presiune	Asigurarea transportului întregului debit disponibil
4	Izvoare	Colmatarea izvoarelor	Nu	Da	Da	Decolmatarea izvoarelor	Creșterea debitelor
5	Amonțe canal aducțiune	Existența unui debit disponibil pe pâraul Bârza	Nu	Nu	Da	Realizarea unei devieri din pâraul Bârza	Creșterea debitului disponibil



Fig. 5.6. Canal aducțiune MHC1 – tronsonul 1

5.2.4. Soluția tehnică propusă pentru optimizarea MHC Topleț

Soluție propusă - Alternativa 1

După analiza punctelor 2 și 3 din modelul de analiză a posibilităților de optimizare a ale amenajării MHC Topleț am eliminat de la început ideea aplicării unor paleative cum ar fi repararea și decolmatarea aducțiunii MHC1 existente, care ar conduce la o mărire temporară a eficienței întregii amenajări dar ar păstra multe dintre problemele menționate mai sus.

Din acest motiv, prima alternativa de optimizare a amenajării deși este bazată pe schema existentă, reprezintă o schemă hidraulică mult modernă dar care are avantajul că se poate implementa într-un interval de timp mai scurt. Principalele măsuri care trebuie aplicate sunt:

1. Schimbarea turbinelor și generatoarelor de la cele două MHC-uri cu turbine și generatoare noi. Procurarea unor turbine și generatoare noi ar conduce la o creștere a randamentului global de la maximum estimat $\eta = 70\%$ la o valoare a randamentului de aproximativ 90%. Producția de energie ar crește pentru aceleași date topografice, Q și H, cu aproximativ 20%.
2. Înlocuirea vechii aducțiuni cu un nou canal de aducțiune alcătuit din tronsoane prefabricate de beton de secțiune dreptunghiulară fapt ce rezolvă problema colmatării, creșterii rugozității și degradării vechiului canal rezolvând totodată și

măritarea capacității de transport a aducțiunii, precum și construirea la intrarea amonte a canalului a unui stăvilă și camera de acumulare de volum constant (deversor lateral de preaplin cu deversare în albia pârâului Bîrza) limitat.

3. Decolmatarea izvoarelor existente.

4. Executarea unei derivații în amonte la intrarea în canalul de aducțiune care să

suplimenteze debitele pe aducțiune în perioada de debite scăzute a izvoarelor. Debitul de proiectare al acestei derivații este limitat la $Q = 400$ l/s pentru a preîntâmpina probleme legate de folosirea apei din pârâu de utilizatori situați în avalul derivației.

Dispoziția generală a lucrărilor este prezentată în figura 5. Un profil longitudinal prin camera de acumulare amonte este prezentată în figura 6 iar vederea în plan și secțiune transversală în figura 7

Pentru primul segment al aducțiunii este necesar un canal cu dimensiunile de $h = 1.00$ m și $b = 1.00$ m. În acest caz capacitatea de transport al primului segment este de:

$$V = \frac{1}{n} R^{0.666} S^{0.5} = \frac{1}{0.016} 0.333^{0.666} 0.0068^{0.5} = 2.47 \text{ m/s}$$

$$Q = 2.47 \text{ mc/s}$$

Cel de al doilea segment al aducțiunii are nevoie de o secțiune de curgere mai mare ($h = 1.00$ m și $b = 1.2$ m) și o prelucrare mai îngrijită a canalului ($n = 0.014$) pentru a atinge capacitatea de transport de:

$$V = \frac{1}{0.014} 0.375^{0.666} 0.0343^{0.5} = 2.15 \text{ m/s}$$

$$Q = 2.6 \text{ mc/s}$$

În cazul unei rugozități mărite ($n = 0.015 - 0.016$), capacitatea de transport este aproximativ egală cu capacitatea de transport al primului segment al aducțiunii.

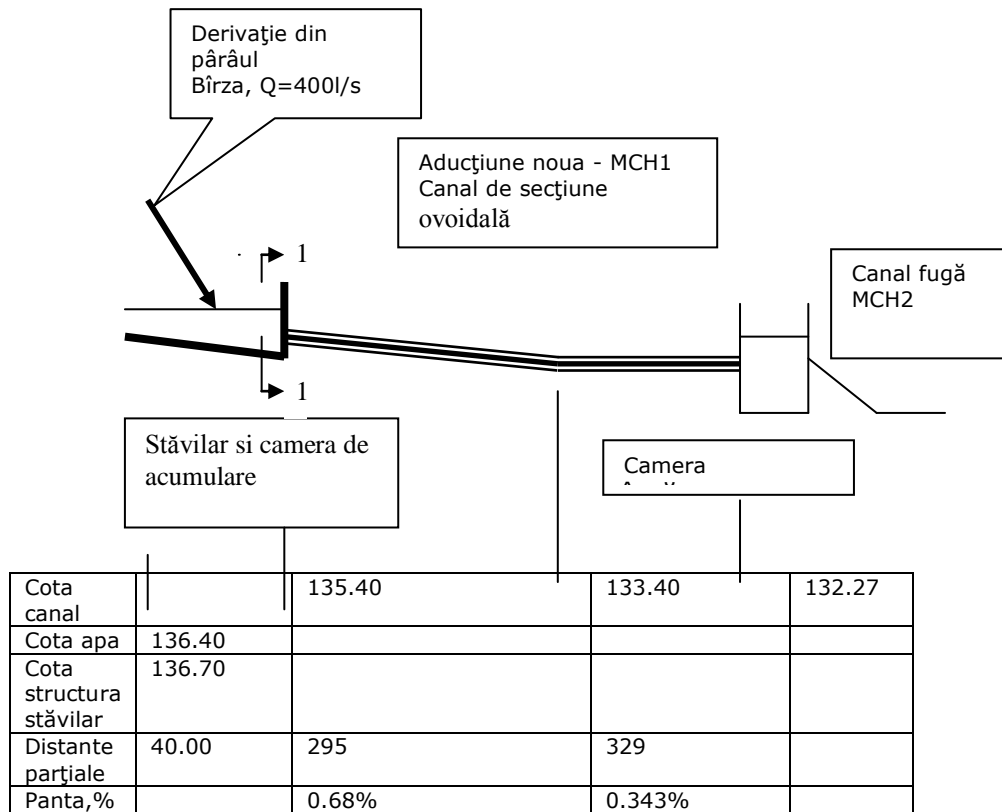


Fig. 5.7. Profilul longitudinal al soluției propuse în alternativa 1

Observații importante legate de soluția recomandată – alternativa 1:

1. Construirea unei camere de acumulare la începutul aducțiunii prevăzută cu stăvilă și evacuarea automată peste deversor a debitelor mai mari decât debitul maxim prevăzut de $Q = 2.3 \text{ mc/s}$. Trebuie remarcat că evacuarea în pâraul Bîrza este un caz excepțional care se va utiliza numai în cazul unor precipitații mari. Camera este prevăzută de asemenea cu o conductă de decolmatăre pentru eliminarea sedimentelor acumulate în fața stăvilă și cu un grătar des la intrare pentru îndepărtarea vegetației și plutitorilor. În figura 6 este prezentată la nivel de schiță vederea în plan (schița) și secțiunea transversală prin camera de acumulare.

2. Soluția cu canal de aducțiune oferă avantajul folosirii unor tronsoane de canal prefabricate care pot ușura montarea lor. Este recomandat să se înceapă montarea din secțiunea amonte și să se continue spre aval. Transportul prefabricatelor se poate face cu un cărucior montat pe șine pe pereții laterali ai canalului.

3. Execuția unui canal deschis prezintă dezavantajul că în timpul sezonului de toamnă, frunzele din pădure sunt transportate de apă din canal spre centrală dar prezintă avantajul interceptării debitelor de pe versant pe o lungime semnificativă, măbind astfel debitul uzinat. O soluție relativ simplă de evitare a acumularii de frunze este construirea unui gard cu plasă în amonte de canal, pe versant.

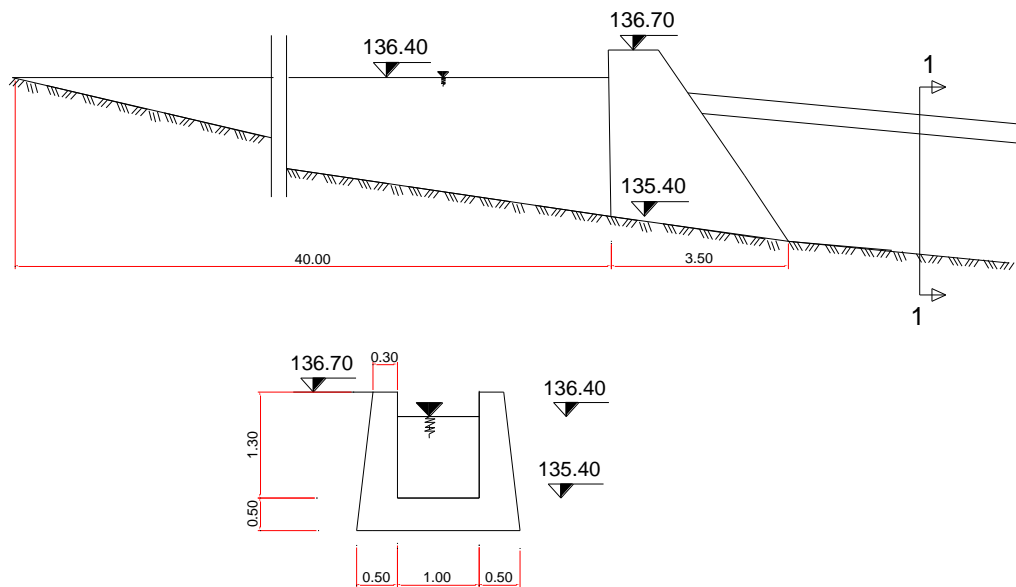


Fig. 5.8. Schița - Bazin de acumulare și stăvilor

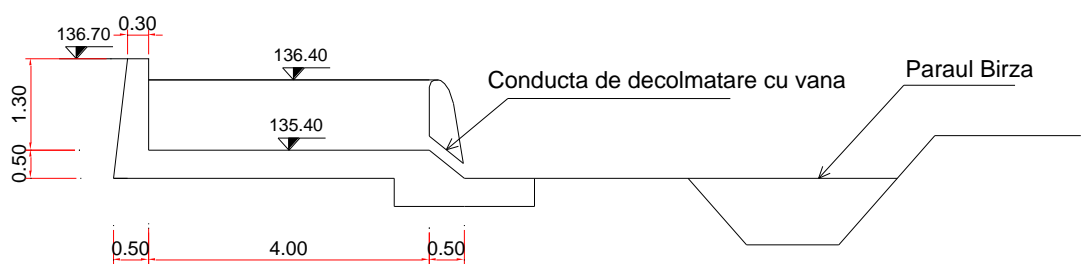
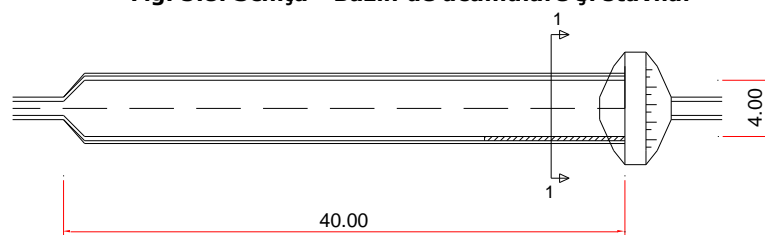


Fig. 5.9. Vedere în plan a camerei de acumulare amonte și secțiune transversală 1 -1

4. Un avantaj important al soluției cu canale deschise este posibilitatea de vizitare, decolmatare, reparare ușoară în caz de nevoie.

5. Puterea instalată a centralei MHC1 ar crește în cazul implementării acestei soluții. Creșterea de energie prognozată este de 40% pe an (20% datorita creșterii randamentului turbinelor și 20% datorita creșterii debitului de la 1.9 la 2.3 mc/s, considerând aceeași cădere brută la MHC1. În plus se estimează o creștere de 20% a producției centralei MHC2 datorita creșterii randamentului turbinei și a asigurării debitului de 2,3mc/s fără a se mai deriva un debit suplimentar din pârâul Bîrza.

Soluție propusa - Alternativa 2.

Alternativa secundă propune o intervenție mai importantă în schimbarea caracteristicilor hidraulice a întregii amenajări prin construirea în amonte imediat după izvoare la cota talveg 135.40, a unui nou stăvilor de captare care are și rolul de camera de încărcare a aducțiunii MCH1 și înlocuirea canalului de aducțiune cu o conductă din tronsoane prefabricate (plastic sau fibră de sticlă). Componentele principale ale proiectului sunt:

1 Schimbarea turbinelor de la cele două MHC-uri cu turbine și generatoare noi. Procurarea unor turbine și generatoare noi ar conduce la o creștere a randamentului global de la maximum estimat $\eta = 70\%$ la o valoare a randamentului de aproximativ 90%. Producția de energie ar crește pentru aceleași date topografice, Q și H, fără intervenții suplimentare cu aproximativ 20%.

2 Mărirea capacității de transport a aducțiunii prin înlocuirea vechii aducțiuni cu o conductă de aducțiune și construirea la intrarea amonte a conductei, a unui stăvilor și camera de acumulare de volum constant prevăzută cu deversor de preaplin cu deversare în albia pârâului Bîrza.

3 Decolmatarea izvoarelor existente

4 Executarea unei derivații în amonte la intrarea în conductă de aducțiune care

să suplimenteze debitele pe aducțiune în perioada de debite scăzute a izvoarelor. Debitul de proiectare al acestei derivații este limitat la $Q = 400$ l/s pentru a preîntâmpina problemele legate de folosirea apei din pârâu de utilizatori situați în avalul derivației.

Mărirea debitului uzinat prin decolmatarea izvoarelor, reducerea pierderilor de apă și mărirea capacității de transport a aducțiunii de la MHC1 și devierea unui debit suplimentar din pârâul Bîrza se estimează ca duce la mărirea debitului uzinat la MCH1 până la o valoare a debitului maxim uzinat de $Q = 2.3$ mc/s. Rezultatul ar fi un spor de putere adică un spor de energie anuală la același regim de funcționare.

Observații importante legate de soluția recomandată – alternativa 2:

A Schița camerei stăvilor la cota talveg 135.40 care să acumuleze apa și să mențină nivelul apei constant la cota 138.80, este prezentată în figura 5.8.

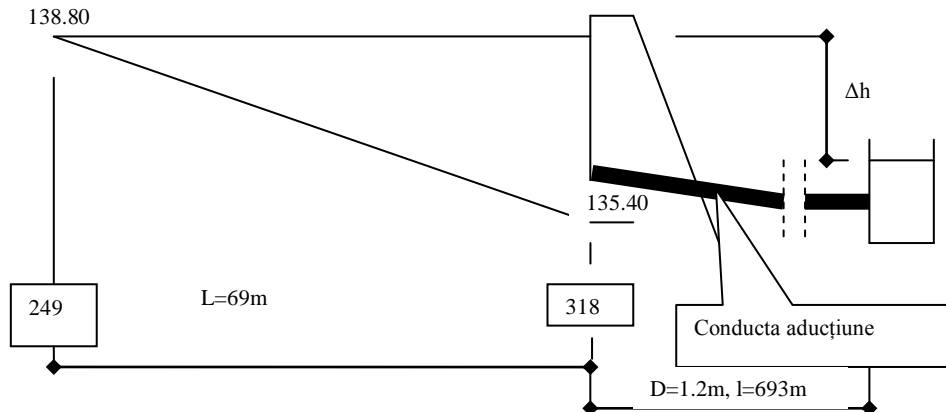


Fig. 5.10. Schiţa de calcul a bazinului de încărcare amonte (casa stăvilor amonte)

B Dacă se consideră o conductă confecţionată din azbociment, literatura recomandă un coeficient de rugozitate (Manning) $n = 0.009 - 0.013$ sau exprimat ca rugozitate absolută $k = 0.1\text{mm}$. Alegând $n = 0.01$ și folosind formula derivată din formula lui Manning, se poate calcula pierderea de sarcină Δh între rezervor și camera de încărcare:

$$\Delta h = 10.3L \frac{n^2 Q^2}{D^{5.333}} = 10.3 \times 693 \frac{2.3^2 \times 0.01^2}{1.2^{5.333}} = 1.43\text{m}$$

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} = 2\text{m/s}$$

pentru un debit mărit de la 1.9 la 2.3mc/s.

Asta înseamnă ca nivelul apei în camera de încărcare va atinge nivelul de $138.80 - 1.43 = 137.37\text{m}$. Chiar majorând pierderile de sarcină la 1.60m pentru a considera pierderile induse de grătarul des la intrarea în conductă, curbele de pe traseu și destindere în camera de presiune, se obține nivelul apei în camera de încărcare 137.20m ceea ce înseamnă o creștere a sarcinii brute la uzina MHC1, având o majorare a sarcinii la centrală cu 4.60m.

Creșterea sarcinii la centrală pune însă și problema înlocuirii camerei de presiune cu un castel de echilibru. Un criteriu aproximativ pentru justificarea necesității unui castel de echilibru, dacă se ține seama că presiunea dinamică nu trebuie să depășească 20% din presiunea statică iar pentru timpul de închidere al aparatului director se admite valoarea limita inferioară obișnuită, este:

$$\sum I_i V_i > (7.5 \dots 20) H_0$$

Aplicată în cazul de față rezultă primul termen mult mai mare decât $20H_0$ ($H_{0\text{max}} = 30\text{m}$), justificând necesitatea castelului de echilibru.

Este de remarcat că bazinul de încărcare existent se poate folosi ca și cameră inferioară pentru castelul de echilibru. Un calcul foarte aproximativ indică necesitatea unui castel de echilibru cilindric cu diametrul minim de $D = 2\text{m}$ și o înălțime de 12 m peste cota radier canal la intrarea în camera de încărcare.

Profilul longitudinal al aducțiunii MHC1 se poate vedea în figura 5.9., iar o secțiune longitudinală prin camera de acumulare amonte și legătura cu conducta de aducțiune de secțiune circulară în figura 5.10. și 5.11.

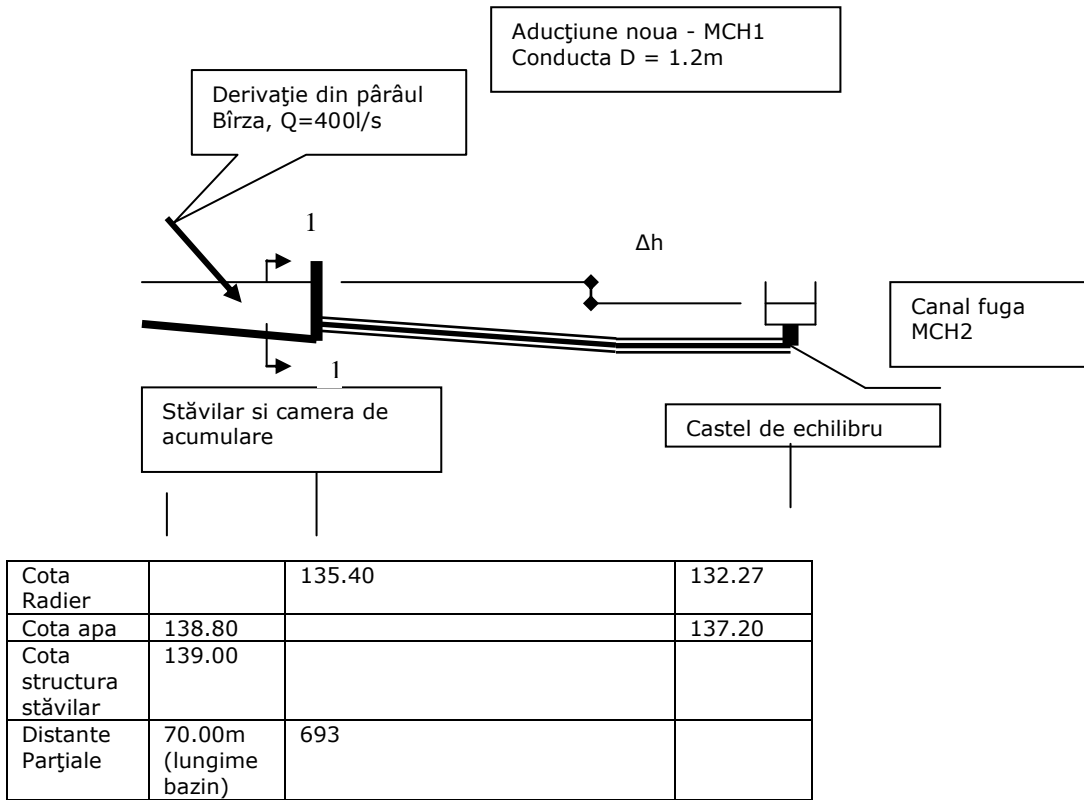


Fig. 5.11. Profil longitudinal – alternativa 2

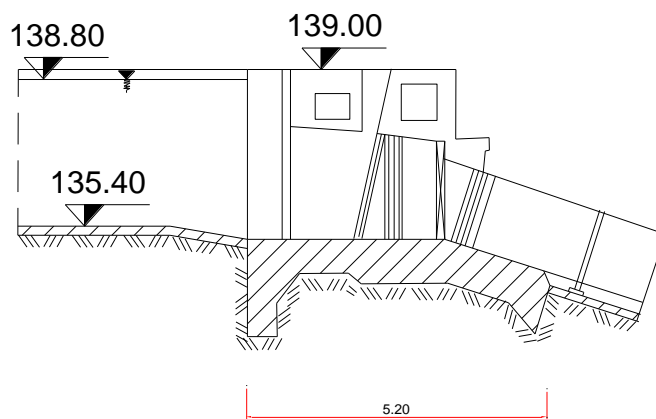


Fig. 5.12. Profil longitudinal prin casa stăvilă – alternativa 2

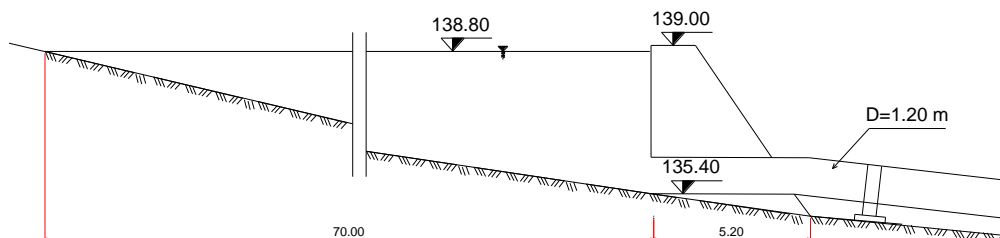


Fig. 5.13. Bazin de acumulare (vana și preaplin)

5.2.5. Analiza mărimii impactului amenajărilor hidroelectrice asupra mediului

Pentru amenajarea existentă

Indicele de calitate pentru APĂ (Ic APĂ). În prezent are loc preluarea din mediu a unor debite de apă, care însă vor fi menținute cel puțin parțial în canale și redarea unor debite către habitatele din imediata vecinătate. În aceste condiții alocăm $Ic AP\dot{A} = 0 - 0,25$.

Indicele de calitate pentru AER (Ic AER). Factorul de mediu aer nu este afectat. Dată fiind dezvoltarea unor perimetre de zone umede cu funcționalitate înaltă și instalarea unor cordoane de vegetație de-a lungul canalelor, avem o creștere a ratei *turn-over*-ului local, a capacității denitrificatoare și în consecință decelăm influențe pozitive. Alocăm $Ic aer = 0 - 0,25$

Indicele de calitate pentru SOL, VEGETAȚIE ȘI FAUNĂ (Ic S,V,F). Datorită problemelor întâlnite în lungul canalului (degradarea canalului, starea proastă a traversărilor metalice) care duce la revărsarea apei în afara canalului și antrenează sol și vegetație, estimăm că obiectivul în starea actuală are efecte negative asupra factorilor de mediu SOL, SUBSOL, VEGETAȚIE și FAUNĂ, ceea ce înseamnă $Ic S,V,F = -1,0$

□Indicele de calitate AȘEZĂRI UMANE, (IC Aș. UM.). Amenajarea a crescut oferta locală de locuri de muncă. În consecință, valoarea indicelui de calitate $Ic Aș. UM.$ se apreciază ca fiind egală cu 0, întrucât obiectivul are efecte pozitive asupra factorului de mediu AȘEZĂRI UMANE.

□Interpretarea rezultatelor pe factori de mediu. Stabilirea notelor de bonitate pentru indicele de calitate calculat pentru fiecare factor de mediu se face utilizând **Scara de bonitate a indicelui de calitate**, atribuind notele de bonitate corespunzătoare valorii fiecărui indice de calitate calculat.

Tab.5.3. Tabelul de bonitare pentru obiectivul existent

FACTOR DE MEDIU	Ic	Nb
APĂ	0 - 0,25	9
AER	0 - 0,25	9
SOL, VEGETAȚIE, FAUNĂ	-1,0	6
AȘEZĂRI UMANE	0	10

Din analiza notelor de bonitate rezultă următoarele concluzii:

- Factorii de mediu SOL, VEGETAȚIE și FAUNĂ sunt influențați negativi;

- Factorul de mediu apă este afectat în limite admise, nivel 1;
- Factorul de mediu aer este afectat în limite admise, nivel 1;
- Factorul de mediu AȘEZĂRI UMANE este influențat pozitiv de funcționarea obiectivului.

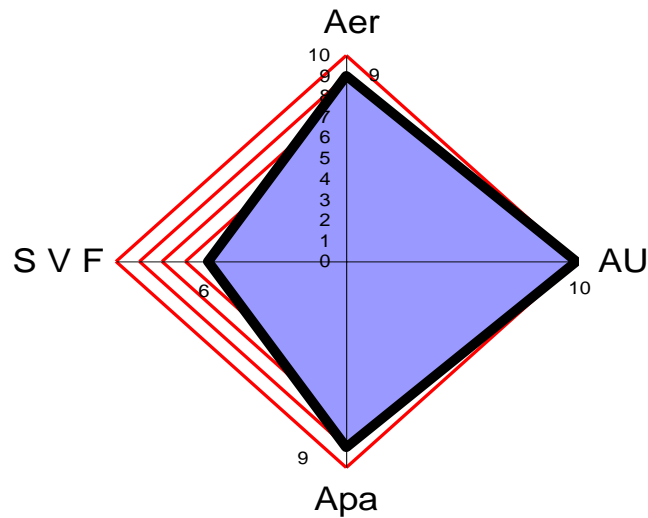


Fig. 5.14. Diagrama ROJANSCHI obiectiv existent

Calculul indicelui de poluare globală

$$\text{I.P.G.} = S_i / S_r$$

Pentru obiectivul studiat, relația grafică între notele de bonitate calculate pentru factorii de mediu este o figură geometrică neregulată, a cărei suprafață este $S_r = 144$.

Rezultă că I.P.G. pe care îl va determina obiectivul:

$$\text{I.P.G.} = S_i / S_r = 200 / 144$$

$$\text{I.P.G.} = 1,38$$

Indicele de poluare globală I.P.G. are valoarea 1,38 ceea ce arată că ansamblului de microhidrocentrale se va încadra în limitele admisibile de afectare a mediului.

Pentru amenajarea propusă (alternativa 1/alternativa 2)

Indicele de calitate pentru APĂ (I_c APĂ). Investiția va presupune preluarea din mediu a unor debite de apă, care însă vor fi menținute cel puțin parțial în canale și redarea unor debite către habitatele din imediata vecinătate.

În plus, se au în vedere asumarea unor acțiuni de reconstrucție de zone umede (pâraie, zone de băltire, etc.) ce vor avea un efect net benefic asupra elementelor de floră și faună locale. În aceste condiții alocăm I_c APĂ = 0 -0,25

Indicele de calitate pentru AER (I_c AER). Factorul de mediu aer nu va fi afectat decât foarte limitat în perioada de execuție. Dată fiind dezvoltarea unor perimetre de zone umede cu funcționalitate înaltă și instalarea unor cordoane de vegetație de-a lungul canalelor, preconizăm o creștere a ratei *turn-over*-ului local, a capacității denitrificatoare și în consecință decelăm influențe pozitive. Alocăm I_c aer = 0 -0,25

Indicele de calitate pentru SOL, VEGETAȚIE ȘI FAUNĂ (Ic S,V,F). Activitățile desfășurate la faza de execuție a obiectivului de investiții vor afecta factorii de mediu sol, subsol, vegetație și faună, însă la finalizarea lucrărilor terenul va fi adus la o stare ameliorată. În aceste condiții, estimăm că realizarea obiectivului va avea efecte pozitive asupra factorilor de mediu SOL, SUBSOL, VEGETAȚIE și FAUNĂ, ceea ce înseamnă $Ic_{S,V,F} = 0$.

Indicele de calitate AȘEZĂRI UMANE, (IC Aț. UM.). Realizarea investiției va crește oferta locală de locuri de muncă. În consecință, valoarea indicelui de calitate $Ic_{Aț. UM.}$ se apreciază ca fiind egală cu 0, întrucât realizarea obiectivului va avea efecte pozitive asupra factorului de mediu AȘEZĂRI UMANE.

Interpretarea rezultatelor pe factori de mediu

Stabilirea notelor de bonitate pentru indicii de calitate calculat pentru fiecare factor de mediu se face utilizând **Scara de bonitate a indicelui de calitate**, atribuind notele de bonitate corespunzătoare valorii fiecărui indice de calitate calculat.

Tab. 5.4. Tabelul de bonitare pentru investiția propusă

FACTOR DE MEDIU	Ic	Nb
APĂ	0 - 0,25	9
AER	0 - 0,25	9
SOL, VEGETAȚIE, FAUNĂ	0,25 - 0,50	8
AȘEZĂRI UMANE	0	10

Din analiza notelor de bonitate rezultă următoarele concluzii:

- Factorii de mediu SOL, VEGETAȚIE și FAUNĂ vor fi influențate pozitiv;
- Factorul de mediu apă va fi afectat în limite admise, nivel 1;
- Factorul de mediu aer va fi afectat în limite admise, nivel 1;
- Factorul de mediu AȘEZĂRI UMANE va fi influențat pozitiv de funcționarea Obiectivului.

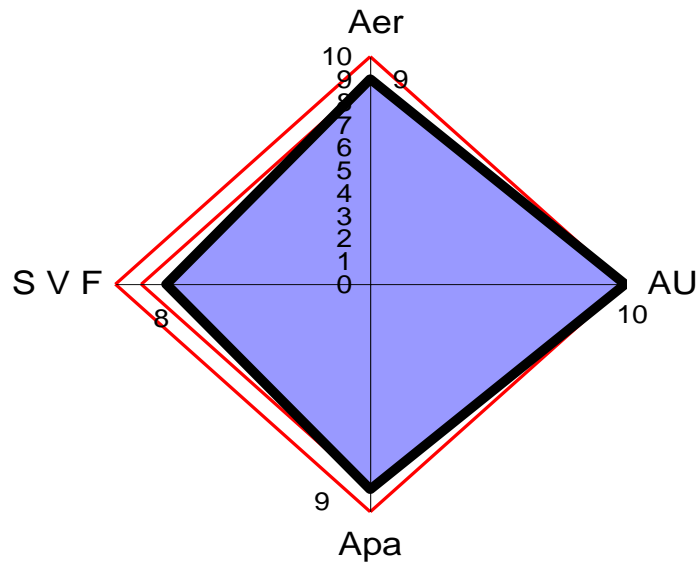


Fig. 5.15. Diagrama ROJANSCHI investiția propusă

Calculul indicelui de poluare globală

$$I.P.G. = S_i / S_r$$

Pentru obiectivul studiat, relația grafică între notele de bonitate calculate pentru factorii de mediu este o figură geometrică neregulată, a cărei suprafață este $S_r = 162$.

Rezultă că I.P.G. pe care îl va determina investiția:

$$I.P.G. = S_i / S_r = 200 / 162$$

$$I.P.G. = 1,23$$

Indicele de poluare globală I.P.G. pentru investiția propusă are valoarea 1,23 față de IPG pentru obiectivul existent 1,38, ceea ce arată că s-a realizat o optimizare din punct de vedere al mediului.

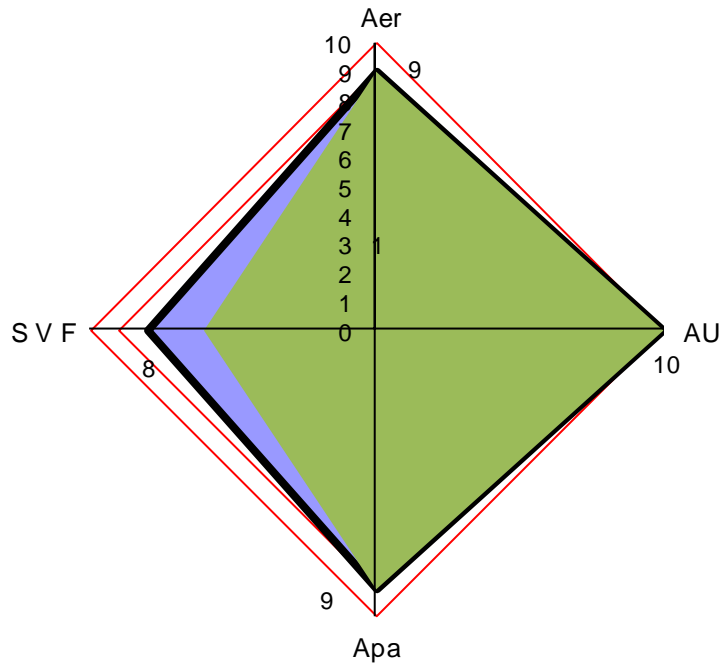


Fig. 5.16. Diagrama ROJANSCHI obiectiv existent / investiția propusă

5.2.6. Estimare cost și concluzii finale

Costul implementării soluțiilor propuse s-au calculat luând în considerare principalele categorii de costuri, după cum urmează:

Tab. 5.5. Estimare costuri amenajare Topleț

Obiectiv - lucrare	Cost lucrări alternativa 1 Ron	Cost lucrări alternativa 2 Ron
Cost echipament MHC1 ¹⁾	2,040.594	2,040,564
Cost echipament MHC2 ²⁾	1,731,446	1,731,446
Cost modificare fundație MHC1	20,000	20,000
Cost modificare fundație MHC2	20,000	20,000
Cost casa stăvilă și bazin de acumulare, amonte, aducțiune MHC1	131,246	247,132
Cost decolmatare canale MHC2 (aducțiune plus fugă)	5,415	5,415
Cost canal de beton aducțiune MHC1	165,766	
Cost ziduri de sprijin în zonele surpate ale canalului	15,000	15,000
Cost ranforsare traversări	26,393	26,393
Cost castel de echilibru		11,431
Cost conducta de aducțiune MHC2		264,033
Total 1	4,155,861	4,381,414
Neprevăzute 10%	415,586	438,141
Total general	4,571,447	4,819,555

1) Costul echipamentului include conform specificației prezentate de ofertant în anexa 2, costul turbinei (Francis pentru MHC1 și Kaplan pentru MHC2), a aparatului director, a generatorului, costul părții electrice, a transportului și a testelor și a trainingului, după cum urmează:

- Turbina Francis – MHC1: 488,700 Euro
- Aparat director
- Generator
- Parte electrica
- Transport 17,500 Euro
- Montare, testare, training 57,500 Euro
- Turbina Kaplan – MHC2 416,300 Euro
- Aparat director
- Generator
- Parte electrica
- Transport 12,500 Euro
- Montare, testare, training 49,500 Euro

2) Costul echipamentului în evaluarea costului reprezintă suma costurilor în Ron,
la un curs de 1 Euro = 3.62 Ron.

Deși conform calculului economic, costul primei soluții propuse (alternativa 1) este mai ieftină, cu aproape 260,000 Ron, se propune în final aplicarea soluției prezentate în alternativa 2, deoarece avantajul aplicării soluției propuse în alternativa 2 este evident.

Tab. 5.6. Parametri tehnici și producție energie NHC1, MHC2 Topleț - existent

CHEMP/ MHC	H brut [m]	Q instalat [mc/s]	Q uzinat [mc/s]	P estimata instalata [MW]	P borne generator [MW]	Energie produsă [MWh]
NHC1	24,25	1,9	1,32	452	281	1503
NHC2	12,04	2,35	1,77	277	173	950
TOTAL	36,29	4,25	3,09	729	454	2453

Tab. 5.7. Parametri tehnici și producție energie NHC1, MHC2 Topleț – propus alternativa 1

CHEMP/ MHC	H brut [m]	Q instalat [mc/s]	Q uzinat [mc/s]	P estimata instalata [MW]	P borne generator [MW]	Energie produsă [MWh]
NHC1	24,25	2,3	1,72	547	438	2518
NHC2	12,04	2,3	1,72	271	217	1250
TOTAL	36,29	4,6	3,44	818	655	3768

Tab. 5.8. Parametri tehnici și producție energie NHC1, MHC2 Topleț – propus alternativa 2

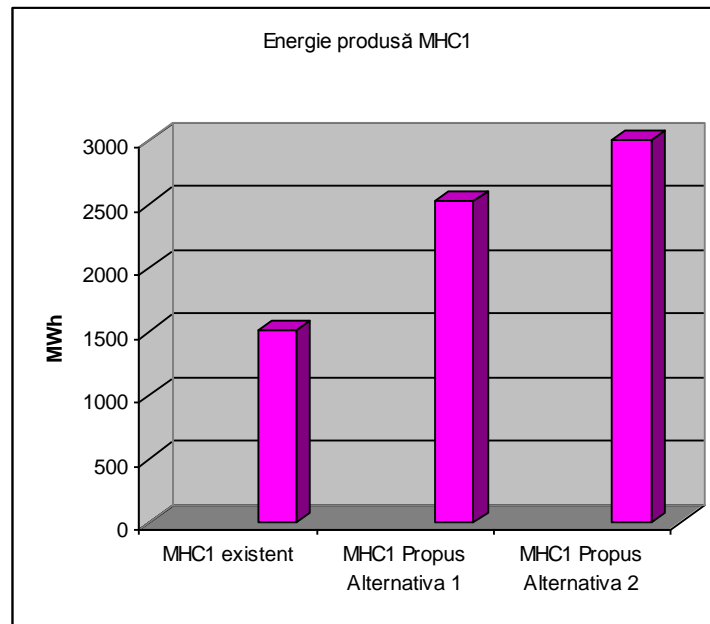
CHEMP/ MHC	H brut [m]	Q instalat [mc/s]	Q uzinat [mc/s]	P estimata instalata [MW]	P borne generator [MW]	Energie produsă [MWh]
NHC1	28,85	2,3	1,72	650	521	2995
NHC2	12,04	2,3	1,72	271	217	1250
TOTAL	40,89	4,6	3,44	921	738	4245

Parametri tehnici și producție energie NHC1, MHC2 Topleț existent / alternativa 1 propusă / alternativa 2 propusă sunt prezentați în tabelul 5.3 / 5.4. / 5.6.

În tabelul 5.7. este prezentată energia produsă în MHC1 corespunzător celor trei variante: existent, propusă alternativa 1 și propusă alternativa 2. Reprezentarea grafică poate fi văzută în figura 5.11.

Tab. 5.9. Energie produsă MHC1

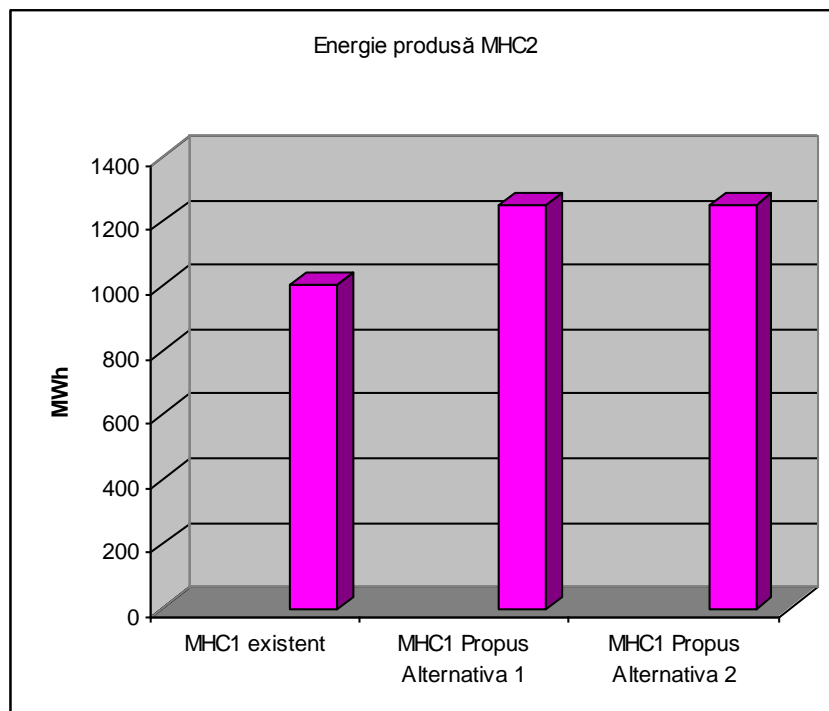
	MHC1 existent	MHC1 Propus Alternativa 1	MHC1 Propus Alternativa 2
Energie produsă [MWh]	1503	2518	2995

**Fig. 5.17. Energie produsă MHC1**

În tabelul 5.8. este prezentată energia produsă în MHC2 corespunzător celor trei variante: existent, propusă alternativa 1 și propusă alternativa 2. Reprezentarea grafică poate fi văzută în figura 5.12.

Tab. 5.10. Energie produsă MHC2

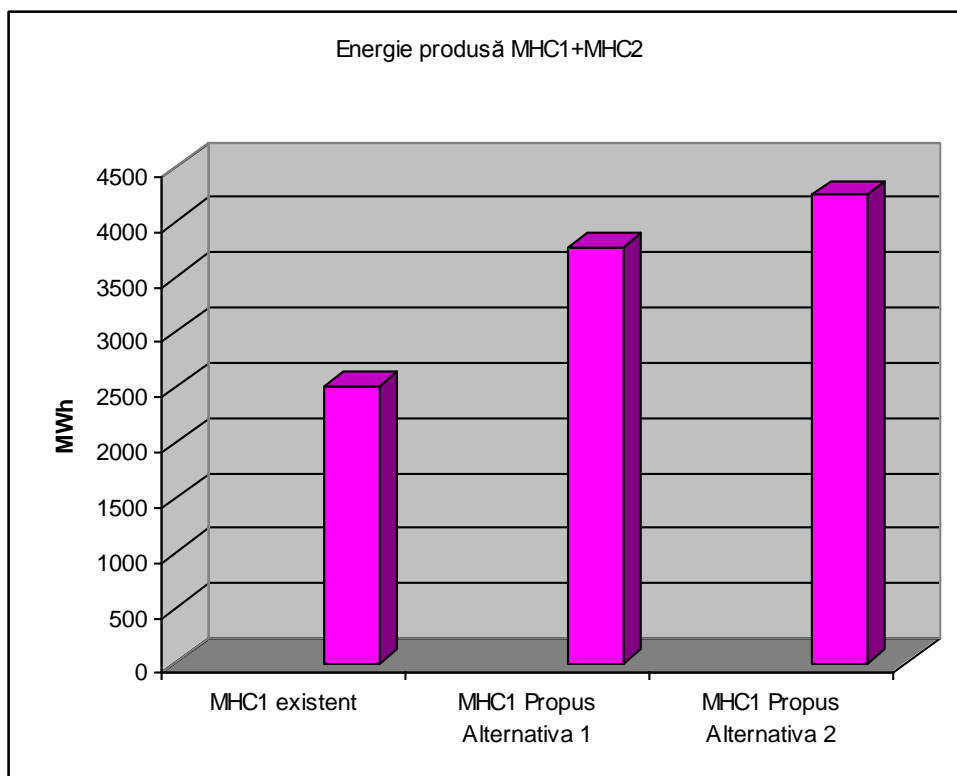
	MHC2 existent	MHC2 Propus Alternativa 1	MHC2 Propus Alternativa 2
Energie produsă [MWh]	950	1250	1250

**Fig. 5.18. Energie produsă MHC2**

În tabelul 5.9. este prezentată energia produsă în MHC1 + MHC2 corespunzător celor trei variante: existent, propusă alternativa 1 și propusă alternativa 2. Reprezentarea grafică poate fi văzută în figura 5.13.

Tab. 5.11. Energie produsă MHC1 + MHC2

	MHC2 existent	MHC2 Propus Alternativa 1	MHC2 Propus Alternativa 2
Energie produsă [MWh]	2453	3768	4245

**Fig. 5.19. Energie produsă MHC1 + MHC2**

Analiza economică ia în calcul pe de o parte eforturile depuse pentru a realiza obiectivul (investiția inițială, precum și cheltuielile de exploatare), iar pe de alta beneficiile obținute în urma eforturilor depuse (venituri de orice tip). De asemenea se ține cont de acțiunea factorului timp asupra fluxului monetar prin intermediul ratelor de actualizare utilizate. Veniturile sunt obținute prin valorificarea energiei electrice produse la tariful stabilit de ANRE pentru producătorii care participă la piața Certificatelor Verzi, conform Ordinului nr. 44 din 01.11.2007. Beneficiarii acestui sistem sunt producătorii de energie electrică din surse regenerabile între care se încadrează și producătorii de energie electrică produsă în hidrocentrale cu puteri de cel mult 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate începând cu 2004.

Certificatul verde se poate tranzacționa distinct de cantitate a de energie electrică asociată acestuia, pe o piață a contractelor bilaterale sau pe piața centralizată de certificate verzi.

În prezent valoarea maximă de tranzacționare a Certificatelor Verzi este echivalentul în lei al sumei de 55 Euro / CV, iar valoarea minimă este de 27 Euro / CV, stabilite prin legea 220/2008, publicată în MO nr. 743 în 03.11.2008.

Indicatorii energo-economici s-au determinat în următoarele ipoteze de calcul:

- Durata de analiză – 25 ani după PIF;
- Cheltuielile anuale de exploatare cuprind reparațiile capitale, reparațiile curente, materiile prime și materialele, precum și salariile. Acestea le-am considerat a fi 10 Euro/MWh.
- durata totală de realizare a investiției - 1 an.
- ratele de actualizare de 8%, 10%, 12%.
- tariful de valorificare al energiei : - 132 lei/ MWh, tarif stabilit de ANRE prin Ordinul nr. 44 din 01.11.2007 pentru producătorii hidroelectrici care beneficiază de sistemul de promovare a energiei produse din surse regenerabile de energie pentru primii 15 ani; - 196,3 lei /MWh, tarif mediu corespunzător centralelor cu puteri sub 10 MW care nu participă la piața CV, conform Ordinului nr. 44 din 01.11.2007 – pentru restul perioadei.
- cursul de schimb la care s-au făcut transformările este 3,62 lei/ Euro
- prețul de valorificare a Certificatelor Verzi :41 Euro / CV – preț mediu pentru CV

Tab. 5.12. Rezultatele calcului economic pentru MHC1 + MHC2

Parametru		Alternativa 1	Alternativa 2
Putere instalata	KW	655	738
Total investiție	Euro	1262831	1331369
Venitul net actualizat (mil. Euro)	8%	1,252	1,502
	10%	0,9046	1,11
	12%	0,631	0,802
Rata internă de rentabilitate	%	16,16	17,36
Durata de recuperării de investiție	(ani)	7	6
Durata reală de recuperării de investiție (ani)	8%	7	7
	10%	8	7
	12%	9	8

Rezultatele sunt prezentate în tabelul 5.9. și se bazează pe rularea programului de calcul automat al energiei produse prezentat pentru fiecare alternativa prezentat în anexa 1 și al programului de calcul automat al parametrilor economic prezentat pentru fiecare alternativă în anexa 2.

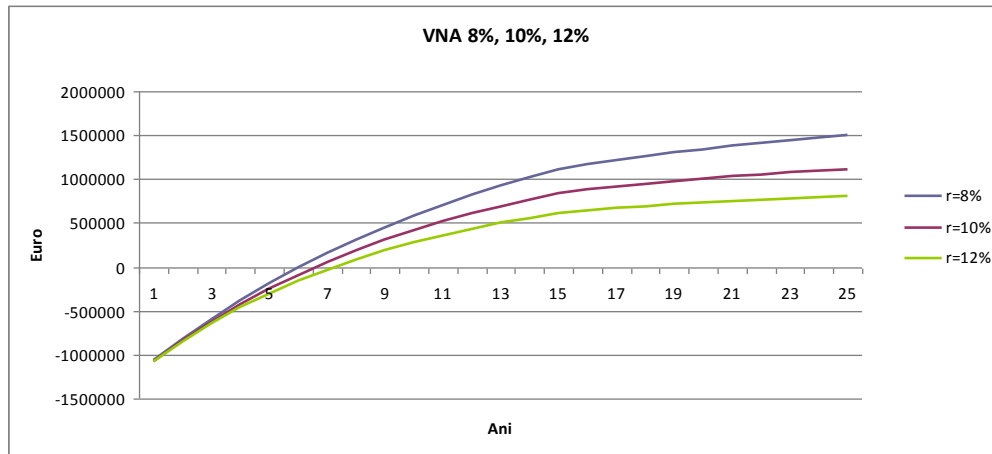


Fig. 5.20. Venitul net actualizat MHC1+MHC1Topleț r = 8%, 10%, 12%

În tabelul 5.12. este prezentată evoluția venitului net actualizat pentru MHC1+MHC1 Topleț cu rata de actualizare $r = 8\%, 10\%, 12\%$.
Adoptarea soluției prezentate în alternativa 2, va duce la:

- Schimbarea turbinelor la MHC1 și MHC2 – mărirea puterii instalate cu 20% la MHC1 și MHC2 la valorile vechi ale debitelor și căderilor instalate
 - creștere a puterii instalate prin mărirea debitului instalat de la 1.9 la 2.3, creștere adițională dacă se mărește și sarcina cu 4.6m la MHC1, conform soluției propuse, deci o creștere a puterii centralei MHC1 și MHC2 la aproximativ 1736 KWh/an.

Mai mult, ceea ce este foarte important va creșterea siguranța în exploatare și se vor evita pagubele aduse mediului prin deversările ocazionale din canalul cu suprafața liberă propus în alternativa 1

5.3. Studiu de caz pentru optimizarea în cadrul amenajării Bristra – Poiana Mărului – Ruieni – Poiana Ruscă

5.3.1. Date generale

Amenajarea Bristra – Poiana Mărului – Ruieni – Poiana Ruscă prezentată în figura 5.11. realizează amenajarea în scopuri energetice și complexe a apelor din bazinul superior al râului Timiș și anume din râurile Șucu Olteana, Marga, Bistra, Bistra Mărului, Râul Rece, Râul Alb, Râul Lung, Sebeș având următoarele elemente: acumularea Scorilo (H) cu centrala hidroelectrică Poiana Mărului și centrala hidroelectrică de mică putere Marga, polder Bistra Nouă cu centrala hidroelectrică de mică putere Bistra Nouă, acumularea Poiana Mărului (HSC) cu microhidrocentrala electrică Poiana Mărului, aducțiunea secundară Sebeș cu centrala hidroelectrică de mică putere Slatina și centrala hidroelectrică Ruieni, polder Zervești (HS) cu centrala hidroelectrică de mică putere Zervești, acumularea Poiana Ruscă (HS) cu centrala hidroelectrică Râul Alb, captare Râul Alb cu centrala hidroelectrică de mică putere Râul Alb, captare Râul Lung cu microhidrocentrala electrică Râul Lung.

Obiectul prezentului studiu de caz îl constituie optimizarea acestei amenajări prin utilizarea debitelor disponibile din bazinul râului Sebeș prin realizarea unor centrale hidroelectrice de mică putere.

5.3.2. Condiții naturale ale amplasamentului

Debite și precipitații

Debitele necesare în vederea proiectării acestor obiective hidrotehnice au fost stabilite conform studiului hidrologic – „ Debite maxime cu probabilitatea de apariție / depășire de 1%, 5%, 10%, debite medii multianuale și debite medii lunare minime anuale în următoarele secțiuni: râul Sebeșel, amonte de cota 662,00 mdM; vârful Craiul la confluența cu râul Cuntu și râul Sebeș amonte de cota 645,50 mdM” – proiect întocmit de direcția Apelor Banat, la data de 04.06.2007.

Valoarea debitelor este prezentat în tabelul 5.5. de mai jos.

Tab. 5.13. Debite medii și debite cu probabilitatea de apariție de 1%

	Qm (mc/s)	Q1%(mc/s)	Obs:
Valea Craiului	0,50	30,50	La confluența cu Valea Craiului
Valea Cuntu (Sebeș)	0,506	27,50	Amonte de altitudinea 645 mdm
Valea Sebeșelului	0,636	15,50	Amonte de altitudinea 662 mdM

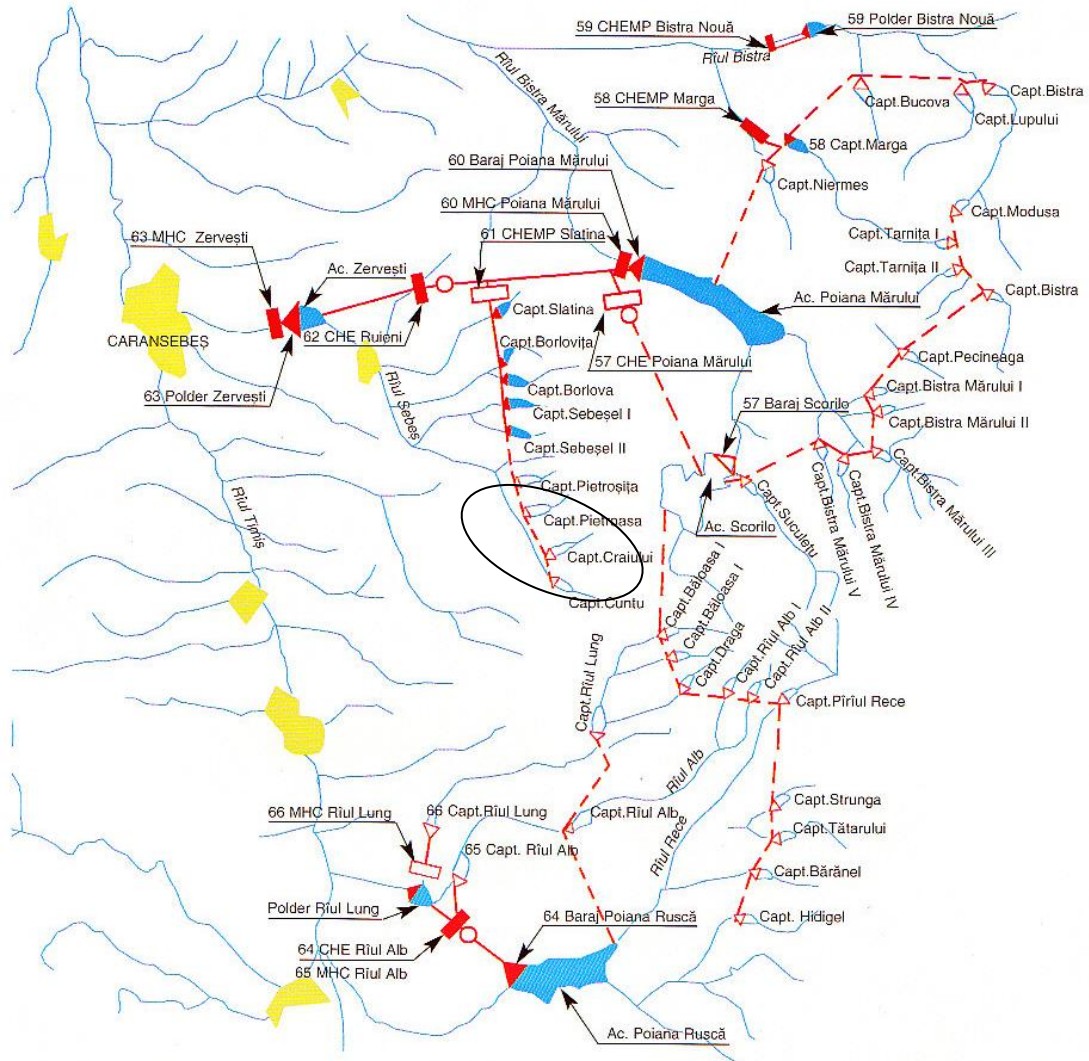


Fig. 5.21. Schema amenajării Bistra - Poiana Mărului - Ruienii - Poiana Ruscă [12]

Date morfologice și geologice

Alcătuirea geologică interesează din punct de vedere al influenței asupra pânzei acvifere. În zona bazinului hidrografic al râului Sebeș sunt prezente ambele tipuri de pânze acvifere:

- Pânza freatică cu nivel liber este prezentată atât în pietrișurile și bolovănișurile stratului aluvionar din terasa superioară - de vârstă Plistocenului superior, cât și bolovănișurile Holocenului superior prezente în zonele de luncă. Pânza freatică a terasei superioare prezintă nivele hidrostatice la adâncimi de 4,50 - 5,50 m, grosimi reduse de 0,50 - 1,00 m. Bolovănișurile acestui strat acvifer sunt în foarte multe cazuri colmatate cu particule argiloase, transportate din versant, valoarea coeficienților de permeabilitate fiind redusă.

- Strat acvifer sub presiune cantonat în lentile nisipoase. În roca de bază coeficienții de permeabilitate nu depășesc $K = 5 - 8 \text{ m/zi}$.

Date seismice

Conform prevederilor Normativului P100/92 și STAS 11100/1 - 1993, amplasamentele obiectivelor propuse ce alcătuiesc amenajarea complexa Sebesel, Craiu, Cuntu se afla în zona seismică de calcul „ E „ , cu gradul de intensitate seismică 6, pentru care coeficientul de intensitate seismică $K_s = 0,08$ și perioada de colt $T_c = 0,7$ secunde .

5.3.3 Probleme în bazinul râului Sebeș (zona Muntele Mic)

Transportul de material solid. Pantele abrupte ale munților fac ca apele de la sfârșitul iernii și cele provenite din ploile rapide de vară să antreneze mase importante de material solid și lemnos. Acest transport de material solid poate conduce la colmatarea și deteriorarea prizelor de captare.

Prezența unui debit disponibil de apă nefolosit în albiile pâraielor Craiului, Cuntu (Sebeș), Sebesel.

Imposibilitatea controlării regimului aluvionar consistent.

Aceste probleme constatate se introduc în modelul de analiză a posibilităților de optimizare de mai jos.

Tab. 5.14. Modelul de analiză a posibilităților de optimizare în bazinul râului Sebeș

Nr. Crt.	Element supus analizei	Problema semnalată în urma analizei	Optimizare pentru protecția mediului	Optimizare tehnologică	Optimizare economică	Acțiune propusă în urma analizei	Obs.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Bazinul râului Sebeș	Transportul de material solid poate conduce la colmatarea și deteriorarea prizelor de captare.	Da	Nu	Da	Urmărirea atentă a evoluției fenomenului de colmatare a albiei și intervenția periodică	Asigurarea unor condiții optime de tranzitare a undei de viitură.
2	Bazinul râului Sebeș	Prezența unui debit disponibil de apă nefolosit în bazinul râului Sebeș	Nu	Da	Da	Realizarea unui număr de centrale de mică putere în bazinul râului Sebeș	Creșterea capacității de producere a energiei electrice în cadrul amenajării Bistra - Poiana Mărului - Ruleni - Poiana Ruscă
3	Bazinul râului Sebeș	Imposibilitatea controlării regimului aluvionar consistent	Da	Da	Da	Efectuarea unor lucrări amonte prizelor de captare	Încetinirea procesului aluvionar

5.3.4. Soluția tehnică propusă pentru optimizarea bazinului râului Sebeș

Abordarea integrată a valorificării potențialului pe bazin hidrografic este legată de controlul procesului aluvionar, reducerea duratei și a costurilor de implementare a proiectelor investiționale, rezolvarea unitară a racordării la rețelele zonale de distribuție.

Definirea unor scheme de amenajare complete pe bazin, care să ofere soluții eficiente realizarea a uvrajelor și alegere a echipamentelor, este cea mai bună modalitate de optimizare a indicatorilor economico-financiari pe termen mediu.

Microhidrocentralele ce urmează a fi construite sunt amplasate în bazinul hidrografic al râului Sebeș din județul Caraș-Severin.

Lucrările se vor desfășura în albiile pâraielor Craiului, Cuntu (Sebeș), Sebesel și pe malurile din apropierea lor, suprafețe aflate în patrimoniu public administrat de către Ocolul Silvic. Obiectivele nu sunt situate pe terenuri particulare.

Analiza tehnico-economică efectuată asupra soluțiilor viitoarelor obiective hidroenergetice situate în Zona Țarcu – Muntele Mic, demonstrează necesitatea unei abordări globale asupra întregului potențial bazinal.

Principalele probleme care vor fi rezolvate prin abordarea globală a investiției în amenajarea micropotențialului hidroenergetic al Bazinului râului Sebeș sunt:

- Regimul aluvionar consistent obligă la amenajarea bazinală de la izvor către vărsare, în vederea controlării procesului.
- Funcționarea în regim regularizat a întregii cascade, în condițiile verificării

construcțiilor la Q1%, exclude influența viiturilor asupra tuturor unităților din aval de priza energetică.

- Echiparea corespunzătoare a unităților de producere cu hidroagregate fiabile, capabile să funcționeze la randamente cvasiconstante în condiții de variație a debitului în raport de 1/5, precum și includerea în schemă a by-pass-urilor va contribui la evitarea înfundării și colmatării prizelor.

- În aceste condiții, regimurile de exploatare vor asigura funcționarea în parametrii la debite care pot varia între debitul minim și debitul instalat, atât în situațiile normale, cât și în perioadele de îngheț, semiviitura și viitură.

- Deplasarea problematicei colmatării în amonte de priza energetică, asigură

un coeficient de disponibilitate al agregatului, din punct de vedere hidraulic, mai mare cu 5-10 % față de practica actuală.

Conform STAS 4273/1983, Amenajarea hidrotehnică de mică putere Valea Cuntu (Sebeș), Sebesel și Craiu a fost încadrată în clasa a IV a de importanță.

În conformitate cu prevederile HGR 766/1997 și Ordinul MLPAT 7776/1998 privind stabilirea categoriei de importanță a construcțiilor hidrotehnice, obiectele de construcție ce intră în componența lor se încadrează în categoria de importanță D - construcții de importanță redusă, pentru care nu este necesară asigurarea urmăririi speciale, ci numai a urmăririi curente.

Debitul de calcul utilizat la dimensionarea construcțiilor hidrotehnice ce alcătuiesc acest ansamblu hidroenergetic este Q5% iar debitul de verificare este Q1%.

Pe baza datelor avute la dispoziție și a constatărilor din teren, se propune o soluție de amenajare care să respecte încadrarea în schema directoare de amenajare și management a bazinului hidrografic, corelarea funcțională sub aspect hidrotehnic cu lucrările existente sau programate în zonă și analiza posibilităților de cooperare cu alte lucrări hidrotehnice sau hidroedilitare existente sau prevăzute a se realiza în zonă.

Obiectivele hidroelectrice ce urmează a fi construite nu vor afecta albiile de curgere ale râurilor Craiu, Cuntu, Sebesel și nici nu vor pune în pericol construcțiile existente ce aparțin S.C. Hidroelectrica S.A., cat și cele care vor fi concretizate în viitor.

Amplasamentele microhidrocentralelor, captărilor și a aducțiunilor ce urmează a fi constituite în bazinul hidrografic Muntele Mic –Țarcu, în albiile râurilor Craiu, Cuntu (Sebeș) și Sebesel și pe malurile din apropierea lor vor fi poziționate astfel:

1. Valea Craiului

În aval de confluenta dintre râul Craiului și torentul existent, în zona bornei silvice 88, se va executa o captare prevăzută cu o priza tiroleză;

CHEMP Craiu 1 – microhidrocentrala va fi amplasata la confluenta dintre râul Craiu cu râul Maloasa – aproximativ la cota 838 mdM în dreptul stâlpului 446 al LEA 20 kV;

Lungimea aducțiunii între captare și CHEMP Craiu 1 este de aproximativ 800 m;

Raul Maloasa urmează a fi captat și introdus în aducțiune aval de CHEMP Craiu 1, printr-o conducta de circa 50-100 m, la o cota mai mare decât cea a bazinului de liniștire;

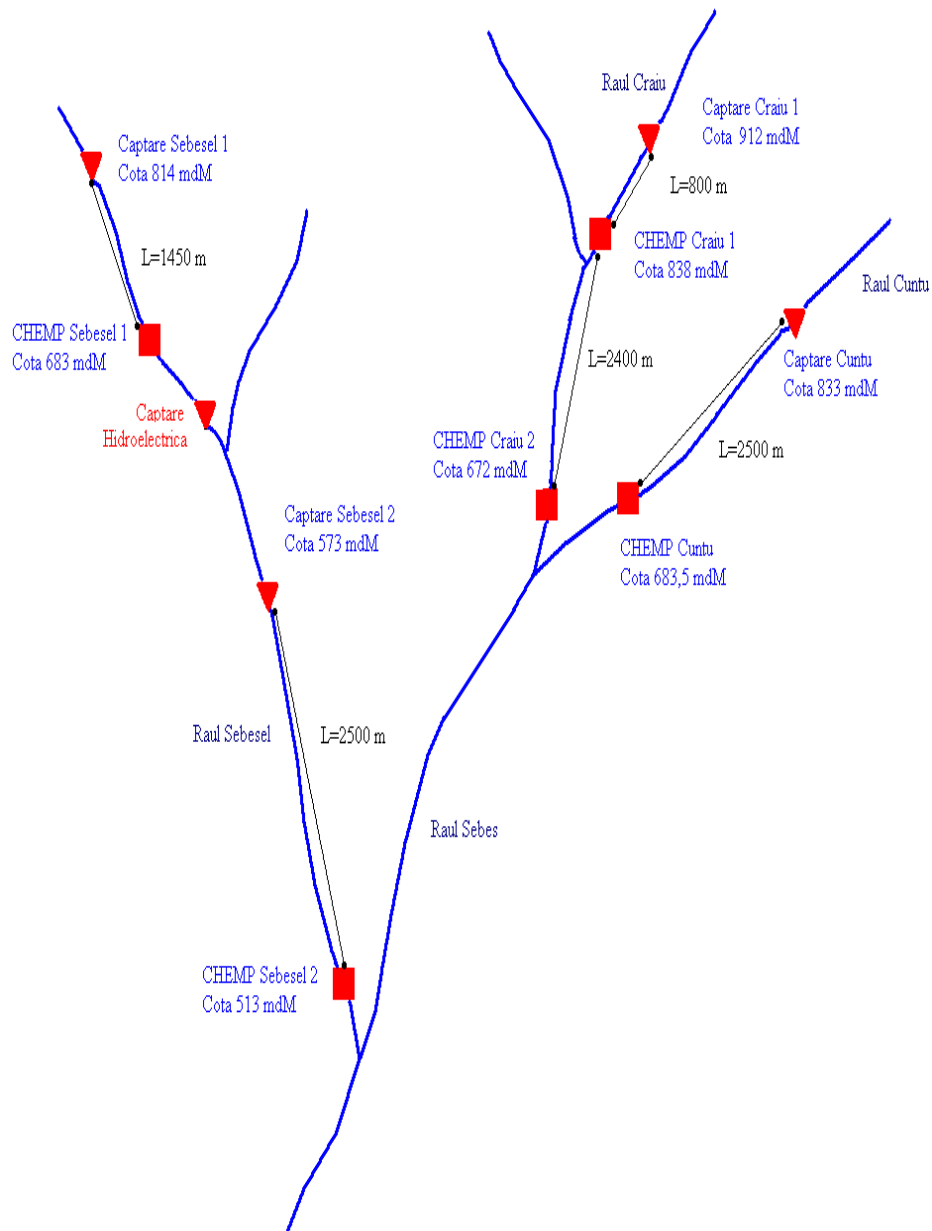


Fig. 5.22. Schema bazin râu Sebeș - amenajare Muntele Mic – Țarcu

- CHEMP Craiu 2 – microhidrocentrala se va amplasa în dreptul stâlpului electric 408, aproximativ la 15 m de drum, pe malul stâng al râului Craiu la cota 672 mdM;
 Lungimea aducțiunii, între CHEMP Craiu 1 și CHEMP Craiu 2, este de 2400 m.
2. Valea Cuntu (Sebeș)
 În amonte de CHEMP Cuntu la circa 2,5 km și la cota 833 mdM, se va

construi o captare prevăzută cu priză tiroleză;

CHEMP Cuntu – microhidrocentrala va fi amplasată pe malul stâng al râului Cuntu, la cota 683,50 mdM, la circa 200 m în amonte de viitoarea captare ce va fi executată de către Hidroelectrică, în zona saivanelor.

3. Valea Sebeșului

Captarea Sebeșel 1 se va construi la circa 1550 m, amonte de captarea deja existentă ce aparține Hidroelectricii S.A. având cota 814 mdM;

Lungimea aducțiunii între captare și CHEMP Sebeșel 1 este de aproximativ 1450 m;

CHEMP Sebeșel 1 – microhidrocentrala se va amplasa la 100 m în amonte de captarea existentă a Hidroelectricii, pe malul stâng, lângă drumul forestier, la cota 683 mdM;

La circa 50 m aval de confluența dintre râul Sebeșel și râul Valea de Rug se va construi captarea Sebeșel 2, la cota 573 mdM;

Lungimea aducțiunii între captarea Sebeșel 2 și MHC Sebeșel 2 este de 2500 m;

MHC Sebeșel 2 – microhidrocentrala se va amplasa în zona gropii de gunoi, pe malul drept al râului Sebeșel, la cota 513 mdM.

Pe cele trei văi – Craiul, Cuntu și Sebeșel – vor fi executate un număr de patru captări prevăzute cu prize de tip tirolez și cinci microhidrocentrale de mică putere legate între ele prin aducțiuni executate din tuburi din poliester armat cu fibră de sticlă și inserție de nisip.

5.3.5. Soluția de echipare a cascadei de centrale hidroelectrice situate pe râurile Cuntu, Sebeșel și Craiu

Grupurile hidroenergetice propuse în centralele noi (Sebeșel 1, Sebeșel 2, Craiu 1, Craiu 2, Cuntu) vor valorifica la randament maxim potențialul energetic al schemei de amenajare complexă a văii.

Grupurile vor fi amplasate în clădiri supraterane adaptate la condițiile amplasamentului, respectiv la perimetrul destinat și la condițiile geologice specifice zonei.

Pe baza datelor avute la dispoziție și a constatărilor din teren se propune următoarea soluție de amenajare completa a râurilor, care valorifica potențialul hidroenergetic în 5 centrale, echipate fiecare cu câte un hidroagregat, însumând o putere instalată totală la bornele generatorului de 3.237 kW.

În tabelul 5.12. sunt prezentate caracteristicile centralelor care vor fi propuse.

Tab. 5.15. Caracteristici centrale

CHEMP/ MHC	H brut [m]	Q instalat [mc/s]	Q uzinat [mc/s]	Aductiune	
				Diametru [mm]	Lungime [m]
Sebesel 1	131	0,9	0,636	800	1450
Sebesel 2	60	0,8	0,636	800	2500
Craiu 1	74	0,7	0,5	800	800
Craiu 2	166	0,8	0,5	800	2400
Cuntu	149,5	0,8	0,506	800	2500
TOTAL	580,5	4	2,778		9650

Conținutul standard de echipare a unei centrale este prezentat în tabelul 5.16.

Tab. 5.16. Conținutul standard de echipare al unei centrale

Denumire componente	UM	Tip
Microturbina	5 buc.	Tip BANKI
Sistem reglare	5 ans.	Sistem reglare automat
Generator	3 buc.	SINCRON
	2 buc.	ASINCRON /SINCRON
Sistem de excitatie și regulator automat de tensiune	3buc.	Sistem automat
Dulapuri de protecție și comanda a hidroagragatului cu automate programabile și panou operativ inclus	5 ans.	Dulapuri de protecție și comanda a hidroagragatului cu automate programabile și panou operativ inclus
Sursa proprie de alimentare de curent continuu 24 Vcc (redresor + baterii)	5 ans.	UPC
Instalații anexe pentru funcționarea în regim automat fără personal permanent de exploatare	5 set	
Vana de by pass	5 buc.	- acționata automat
Vana de admisie din fata turbinei	5 buc.	- acționata automat
Cabluri de forta și circuite secundare între componentele furniturii	5 ans.	
Ulei și lubrefianți necesari furniturii pe durata montajului și probelor		Ulei pentru prima umplere
Senzor de presiune	5 buc.	

Soluția de echipare hidromecanică a uvrajelor amenajării.

Amenajarea propusă va cuprinde patru captări și cinci centrale echipate din punct de vedere hidromecanic conform tabelului 5.17.

Tab. 5.17. Echipament hidromecanic

Nr. crt.	Obiectiv	Grătar rar	Grătar des	Vana plana	Vana by-pass	Vana golire aducțiune
1	Captare Sebesel 1	1	1	2		-
2	CHEMP Sebesel 1	-	-	-		1
3	Captare Sebesel 2	1	1	2		-
4	MHC Sebesel 2	-	1	2	-	1
5	Captare Craiu 1	1	1	2	-	-
6	CHEMP Craiu 1	-	-	-	1	1
7	Captare secundara Maloasa	1	1	2	-	-
8	CHEMP Craiu 2	-	1	2	-	1
9	Captare Cuntu	1	1	2		-
10	CHEMP Cuntu	-	-	-		1
	TOTAL:	5	7	14	1	5

Soluția de echipare electrica

Fiecare centrala va fi prevăzută cu post de transformare propriu 20/04 kV, precum și cu celulele electrice aferente (celula linie și celula trafo).

5.3.6. Analiza mărimii impactului amenajărilor hidroelectrice construite pe râurile Sebeș, Craiu și Cuntu asupra mediului

Indicele de calitate pentru APĂ (Ic APĂ). În prezent, referindu-ne la perimetrul vizat de proiect, sursele de apă nu sunt utilizate și deci nu există nici poluanți. Investiția va presupune preluarea din mediu a unor debite de apă, care însă vor fi menținute cel puțin parțial în canale și redarea unor debite către habitatele din imediata vecinătate.

În plus, se au în vedere asumarea unor acțiuni de reconstrucție de zone umede (pâraie, zone de băltire, etc.) ce vor avea un efect net benefic asupra elementelor de floră și faună locale. În aceste condiții alocăm $Ic\ AP\ \bar{A} = 0 - 0,25$

Indicele de calitate pentru AER (Ic AER). Factorul de mediu aer nu va fi afectat decât foarte limitat în perioada de execuție. Dată fiind dezvoltarea unor perimetre de zone umede cu funcționalitate înaltă și instalarea unor cordoane de vegetație de-a lungul canalelor, preconizăm o creștere a ratei *turn-over*-ului local, a capacității denitrificatoare și în consecință decelăm influențe pozitive. Alocăm $Ic\ aer = 0 - 0,25$

Indicele de calitate pentru SOL, VEGETAȚIE ȘI FAUNĂ (Ic S,V,F). Activitățile desfășurate la faza de execuție a obiectivului de investiții vor afecta factorii de mediu sol, subsol, vegetație și faună, însă la finalizarea lucrărilor terenul va fi adus la o stare ameliorată. În aceste condiții, estimăm că realizarea obiectivului va avea efecte pozitive asupra factorilor de mediu SOL, SUBSOL, VEGETAȚIE și FAUNĂ, ceea ce înseamnă $Ic\ S,V,F = 0$.

Indicele de calitate AȘEZĂRI UMANE, (IC Aș. UM.). Realizarea investiției va crește oferta locală de locuri de muncă. În consecință, valoarea indicelui de calitate $Ic\ Aș.\ UM.$ se apreciază ca fiind egală cu 0, întrucât realizarea obiectivului va avea efecte pozitive asupra factorului de mediu AȘEZĂRI UMANE.

Interpretarea rezultatelor pe factori de mediu

Stabilirea notelor de bonitate pentru indicele de calitate calculat pentru fiecare factor de mediu se face utilizând **Scara de bonitate a indicelui de calitate**, atribuind notele de bonitate corespunzătoare valorii fiecărui indice de calitate calculat.

Tab.5.18. Tabelul de bonitare pentru investiția propusă

FACTOR DE MEDIU	Ic	Nb
APĂ	0 - 0,25	9
AER	0 - 0,25	9
SOL, VEGETAȚIE, FAUNĂ	0,25 - 0,50	8
AȘEZĂRI UMANE	0	10

Din analiza notelor de bonitate rezultă următoarele concluzii:

- Factorii de mediu SOL, VEGETAȚIE și FAUNĂ vor fi influențate pozitiv;
- Factorul de mediu apă va fi afectat în limite admise, nivel 1;
- □ Factorul de mediu aer va fi afectat în limite admise, nivel 1;
- □ Factorul de mediu AȘEZĂRI UMANE va fi influențat pozitiv de funcționarea obiectivului.

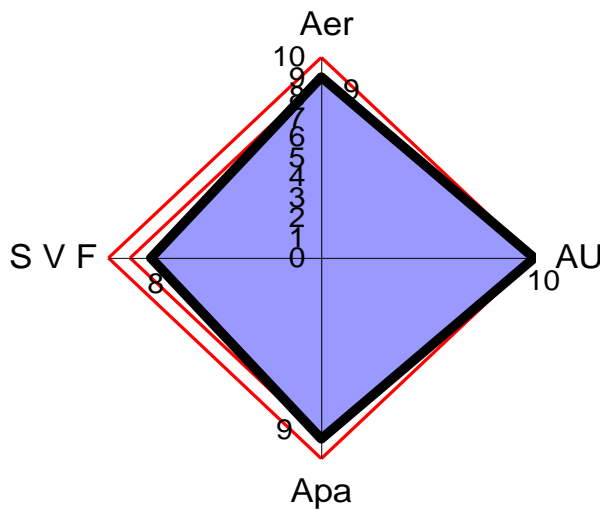


Fig. 5.23. Diagrama ROJANSCHI investiția propusă

Calculul indicelui de poluare globală I.P.G. = S_i / S_r

Pentru obiectivul studiat, relația grafică între notele de bonitate calculate pentru factorii de mediu este o figură geometrică neregulată, a cărei suprafață este $S_r = 162$.

Rezultă că I.P.G. pe care îl va determina investiția: $I.P.G. = S_i / S_r = 200 / 162$

$I.P.G. = 1,23$

Indicele de poluare globală I.P.G. are valoarea 1,23 ceea ce arată că

investiția de realizare a ansamblului de microhidrocentrale se va încadra în limitele admisibile de afectare a mediului. Nu se va realiza o optimizare din punct de vedere al mediului în momentul actual dar există posibilitatea ca pe viitor să apară colmatări dacă nu se intervine supra cursului de apă și în viitorul apropiat caracteristicile de scurgere ale cursului de apă să provoace degradări asupra indicilor de calitate.

5.3.7. Analiza tehnico - economica a obiectivelor construite pe râurile Sebeș, Craiu și Cuntu

Veniturile sunt obținute prin valorificarea energiei electrice produse la tariful stabilit de ANRE pentru producătorii care participă la piața Certificatelor Verzi, conform Ordinului nr. 44 din 01.11.2007. Beneficiarii acestui sistem sunt producătorii de energie electrică din surse regenerabile între care se încadrează și producătorii de energie electrică produsă în hidrocentrale cu puteri de cel mult 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate începând cu 2004.

Certificatul verde se poate tranzacționa distinct de cantitate a de energie electrică asociată acestuia, pe o piață a contractelor bilaterale sau pe piața centralizată de certificate verzi.

În prezent valoarea maximă de tranzacționare a Certificatelor Verzi este echivalentul în lei al sumei de 55 Euro / CV, iar valoarea minimă este de 27 Euro / CV, stabilite prin legea 220/2008, publicată în MO nr. 743 în 03.11.2008.

Indicatorii energo-economici s-au determinat în următoarele ipoteze de calcul:

- Durata de analiză – 25 ani după PIF;
- Cheltuielile anuale de exploatare cuprind reparațiile capitale, reparațiile curente, materiile prime și materialele, precum și salariile. Acestea le-am considerat a fi 10 Euro/MWh.
- durata totală de realizare a investiției - 1 an.
- ratele de actualizare de 8%, 10%, 12%.
- tariful de valorificare al energiei : - 132 lei/ MWh, tarif stabilit de ANRE prin Ordinul nr. 44 din 01.11.2007 pentru producătorii hidroelectrici care beneficiază de sistemul de promovare a energiei produse din surse regenerabile de energie pentru primii 15 ani; - 196,3 lei /MWh, tarif mediu corespunzător centralelor cu puteri sub 10 MW care nu participă la piața CV, conform Ordinului nr. 44 din 01.11.2007 – pentru restul perioadei.
- cursul de schimb la care s-au făcut transformările este 3,62 lei/ Euro
- prețul de valorificare a Certificatelor Verzi :41 Euro / CV – preț mediu pentru CV

Tab. 5.19. Potențialul energetic al viitoarei amenajări

CHEMP / MHC	H brut [m]	Q instalat [mc/s]	Q uzinat [mc/s]	P brut [kW]	P borne generator [kW]	Potential energie
						MWh / an
Sebesel 1	131	0,9	0,636	1157	819	4450
Sebesel 2	60	0,8	0,636	470	333	2038
Craiu 1	74	0,7	0,5	508	360	1976
Craiu 2	166	0,8	0,5	1303	923	4433
Cuntu	149,5	0,8	0,506	1173	831	4040
TOTAL	580,5	4	2,778	3.477	3.206	16937

Rezultatele sunt prezentate în tabelul 5.15. și se bazează pe rularea programului de calcul automatic al energiei produse prezentat pentru fiecare alternativă prezentat în anexa 3.

Rezultatele sunt prezentate în tabelul 5.16. și se bazează pe rularea al programului de calcul automatic al parametrilor economic prezentat pentru fiecare alternativă în anexa 4.

Tab. 5.20. Rezultatele calcului economic pentru Bazinul râului Sebeș

Parametru		Alternativa 1
Putere instalata	KW	3.206
Total investiție	Euro	7637293
Venitul net actualizat (mil. Euro)	8%	3,668
	10%	2,106
	12%	0,875
Rata internă de rentabilitate	%	11,49
Durata de recuperării de investiție	(ani)	9
Durata reală de recuperării de investiție (ani)	8%	11
	10%	12
	12%	15

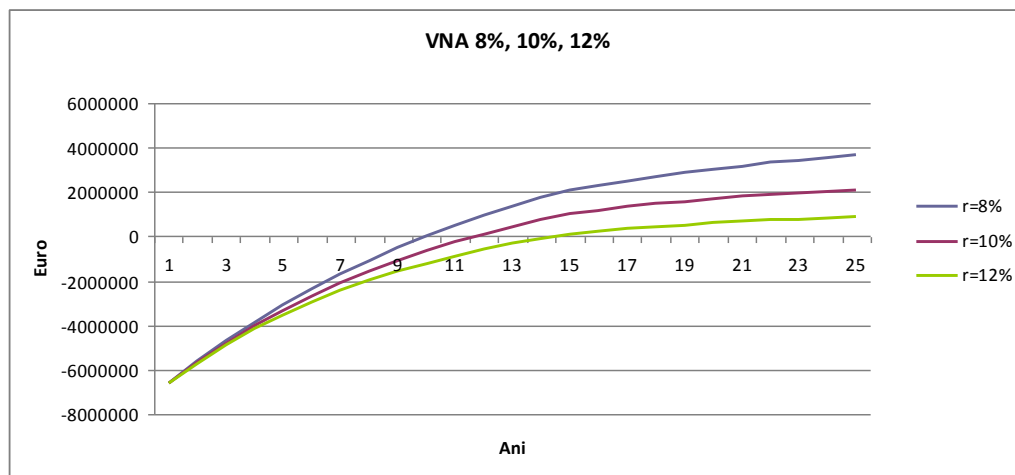


Fig. 5.24. Venitul net actualizat pentru Bazinul râului Sebeș $r = 8\%$, 10% , 12%

În tabelul 5.17. este prezentată evoluția venitului net actualizat pentru Bazinul râului Sebeș cu rata de actualizare $r = 8\%$, 10% , 12% .

Având în vedere că valoarea $VNA > 0$ rezultă că investiția e profitabilă și se realizează o optimizare economică.

6. Contribuții personale, concluzii și recomandări

6.1. Contribuții personale

Lucrarea conține contribuții în domeniul tehnico-științific al optimizării sistemelor complexe de gospodărire a apelor. Aceste contribuții apar pe parcursul lucrării și în special în studiile de caz. În continuare vor fi prezentate cele mai importante dintre acestea și anume:

1. Sistematizarea unei documentații, existente la ora actuală în literatura de specialitate privind regimul debitelor și amenajările complexe.
2. Realizarea unei sinteze a legislației privind promovarea energiei Regenerabile în Uniunea Europeană și a implementării acesteia în România.
3. Realizarea unui model de analiză anterioare optimizării sistemelor complexe de gospodărire a apei preponderent energetice.
4. Realizarea unor scheme de optimizare a sistemelor de gospodărire a apelor preponderent energetice.
5. Analiza optimizării sistemelor complexe de gospodărire integrată și durabilă a apei ținând cont de trei componente ale acesteia și anume: optimizarea pentru protecția mediului, optimizarea tehnologică și optimizarea economică.
6. Realizarea programelor de calcul automatizat pentru:
 - calculul indicelui de poluare globală IPG folosind diagrama ROJANSCHI și pe baza notelor de bonitate care sunt estimate pentru fiecare situație în parte se observă dacă este realizată optimizarea din punct de vedere a mediului sau dacă nu, în ultima variantă precizându-se efectele produse asupra mediului;
 - calculul puterii instalate și al cantității de energie produsă pentru un an în cadrul unei microhidrocentrale, energia rezultată este comparată cu energia produsă până în acel moment și se trage concluzia asupra realizării optimizării tehnologice.
 - calcul economic detaliat în vederea stabilirii valori nete actualizate care este determinantă în aprecierea optimizării economice.
7. Folosirea modelului de analiză și a celor trei programe de calcul în studiul de caz pentru optimizarea amenajării MHC Topleț, județul Caraș-Severin și amenajării Bristra – Poiana Mărului – Ruienii – Poiana Ruscă.
8. Analiza rezultatelor studiilor de caz și tragerea concluziilor.
9. Prezentarea perspectivelor și propuneri pentru extinderea preocupărilor privind cercetarea și aplicarea în practică a posibilităților de optimizare a sistemelor complexe de gospodărire a apei preponderent hidroenergetice.

6.2. Concluzii și perspective

În momentul de față majoritatea proiectelor hidroenergetice care au un grad mărit de profitabilitate au fost deja executate atât în Europa cât și în România.

Potențialul hidroenergetic neamenajat este constituit în majoritate de râuri care nu au disponibile debite sau căderi mari. De aici rezultă că posibilitatea de utilizare a potențialului hidroenergetic încă disponibil poate fi făcută în general în cadrul unor amenajări noi ce conțin centrale hidroelectrice de mică putere sau prin optimizarea funcționării amenajărilor deja existente. Realizarea acestora se poate face, însă au un grad mic de profitabilitate.

La nivel european se caută a se folosi la maxim orice fel de energie disponibilă în cadrul țărilor europene pentru a se reduce dependența economiei europene de resurse din afara Europei. Astfel s-a decis promovarea și susținerea energiei regenerabile din cadrul căreia face parte și energia hidro obținută din centrale cu o putere instalată mai mică de 10 MW. Aceste decizii fac, ca proiectele de optimizare a unor amenajări de gospodărire a apelor care înainte nu treceau interes, să devină atractive și din punct de vedere financiar.

Energia produsă de centrale hidroelectrice cu o putere instalată mai mică de 10 MW construite sau re tehnologizate după anul 2004 este tarifată diferențial decât restul energiei produse în mod convențional (energie produsă în termocentrale sau hidrocentrale de putere > 10 MW) fiind sprijinită prin introducerea unui tarif pentru fiecare MWh produs plus un Certificat Verde care la rândul lui aduce un venit suplimentar pentru primii 15 ani face ca acest segment al pieții energetice să devină unul atractiv pentru investitorii privați care doresc oportunități de investiții cât mai profitabile și cu durată cât mai mică posibilă de amortizare a investiției.

Optimizarea sistemelor complexe de gospodărire a apelor preponderent hidroenergetice poate fi privită prin prisma celor trei componente principale protecția mediului, tehnică și economică.

Optimizarea trebuie reprezintă raportul între efectul produs și efortul depus în vederea obținerii respectivului efect. În concluzie se dorește o valoare cât mai mare a acestui raport.

Modelul de analiză anterioară optimizării sistemelor de gospodărire a apei preponderent energetice poate fi folosit pentru a găsi amenajări hidroenergetice care pot fi supuse procesului de optimizare.

Amenajarea hidroenergetică este supusă intervenției pentru protecția mediului. Se vor compara indicii de calitate rezultați pentru situația de dinaintea și de după realizarea intervenției. De asemenea se va face o comparație între valorile indicilor de poluare globală care va da verdictul final. Dacă valoarea IPG obținută după intervenție este mai mică decât valoarea IPG de dinaintea intervenției rezultă că a avut loc o optimizare din punct de vedere a mediului.

Nu de fiecare dată se poate realiza optimizarea din punct de vedere a mediului, mai ales dacă investiția realizată este una nouă. Acest lucru nu trebuie să ducă la abandonarea investiției dacă efectele produse asupra mediului se vor încadra în limitele admisibile de afectare a mediului.

Optimizarea tehnologică se realizează atunci când datorită intervenției asupra tehnologiei existente în cadrul amenajării se reușește obținerea unui surplus de energie.

În final acțiunile realizate pentru realizarea optimizării din punct de vedere a mediului precum și cea pentru optimizarea tehnologică sunt supuse analizelor economice cost – beneficiu în vederea optimizării economice.

În urma efectuării calculului economic și obținerii indicatorilor specifici ai amenajării se încadrează investiția în categoria atractivă sau neatractivă, optimizarea economică având rolul determinant pentru stabilirea realizării sau nerealizării investiției.

În prezent și în viitorul apropiat optimizarea sistemelor de gospodărire a apelor preponderent hidroenergetice reprezintă o importantă și atractivă destinație pentru investițiile private reprezentând de asemenea o soluție reală în vederea realizării obiectivelor energetice pe care țara noastră le are ca membră a Uniunii Europene.

7. Bibliografie

1. ANRE, 2004. Codului comercial al pieței angro de energie electrică - Ordinul nr. 25/2004
2. Bădăluță-Minda C., Crețu G. , 2010 – Bazele gospodăririi apelor, Ed. Orizonturi universitare.
3. Baggini A. & Franco Bua Consulting and Design. 2004. Ghid de aplicare – Calitatea energiei electrice - Costuri Analiza investițiilor pentru soluții PQ - Università di Bergamo & Engineering Iulie
4. Boeriu, P. Prof. dr. ing., Gîrbaciu Cristian As. ing. 2007. Analiza tehnica si
5. soluții propuse pentru retehnologizarea MHC Topleț, județul Caraș-Severin S.F.
6. Bojin T. 2005. Contribuții la studiul și implementarea instrumentelor economice în gospodărirea apelor
7. Chanson, H. 1999. „The hydraulics of open channel flow”, Arnold, UK,
8. Cioc, D. 1975. „Hidraulică”, Editura Didactică și Pedagogică, București,
9. Crețu, Gh. 1978 „Hidrologie și hidrogeologie”, curs litografiat IPTV Timișoara,
10. Crețu C. 1980. Optimizarea sistemelor de gospodărire a apelor. Editura Facla Timișoara.
11. Cogalniceanu A. 1987. Bazele tehnice si economice ale hidroenergeticii. Ed. Tehnica.
12. Cojocaru M. 2005. Hidroconstrucția 2005.
13. Comisia Europeană a Consiliului și Parlamentului European. 2007. “Cartea Verde – o strategie europeană pentru energie durabilă, competitivă și sigură”
14. Comisia Europeană a Consiliului și Parlamentului European. 2007. Foaie de parcurs pentru energie regenerabilă - COM(2006)848 final /16 Ian.
15. Diaconu, S. 1999. „Cursuri de apă, amenajare, impact, reabilitare”, Editura HGA București.
16. Drobot R. 1977. „Bazele statistice ale hidrologiei”, Editura Didactică și Pedagogică București,
17. Drobot R., Șerban P., 1999, Aplicații de hidrologie și gospodărirea apelor, Ed. HGA București.
18. European Council and European Parliament. 2000. “The European Water Framework Directive 2000/60/EEC”, , Bruxelles.
19. European Council and European Parliament. 2000. “The European Water Framework Directive 2001/77/EC”, , Bruxelles..
20. Fundația TERRA Mileniul III. 2007. Studiu privind progresul realizat de România în domeniul valorificării surselor regenerabile de energie. Măsurile necesare pentru îndeplinirea obligațiilor stabilite de Directiva 2001/77/EU - Iunie
21. Găile A. Șerban P. 2004 – Impactul schimbărilor climatice asupra resurselor de apă și a sistemelor de gospodărire a apelor, Ed. Tipored
22. Giurma I.; Drobot, R.; Antohi, C. 1987. „Hidrologie”, curs litografiat Institutul Politehnic Iași,
23. Gîrbaciu I.A., 2007, Studiul si modelarea proceselor de deferizare a apelor subterane prin metode subterestre (în situ), Ed. UPT Timisoara

24. Roșu, C. 1999. „Gospodărirea apelor”, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara,
25. Roșu, C.; Crețu, Gh. 1998. „Inundații accidentale”, Editura H*G*A*, București,
26. ROJANSCHI, V., BRAN, FL.2002. Politici și strategii de mediu, București, Editura Economică
27. ROJANSCHI, V., BRAN, FL.2002. Protecția și ingineria mediului, București, Editura Economică,
28. ROJANSCHI, V., BRAN, FL.2003. Abordări economice în protecția mediului, București, Editura ASE
29. ROJANSCHI, V., BRAN, FL.2004. Elemente de economia și managementul mediului, București, Editura Economică,
30. Schneider S. H.- Water resources. 1996. In Encyclopedia of Climate and Weather - Oxford University Press, New York, vol. 2,
31. Șerban, P. 1995. „Modele hidrologice deterministe”, Editura Didactică și Pedagogică, București,
32. Șerban, P., Găile A. 2006. “Managementul apelor”, Ed. București
33. Morozov A.A. 1952. Utilizarea energiei apelor. Editura Tehnica.
34. Uniunea Europeană. 2006. State of renewable energies in Europe
35. World Bank. 1993. Water Resource Management, Wasington D.C..
36. World Bank. 2002. Raportul Băncii Mondiale 2002 , Washington D.C.
37. XXX. 2000. Definierea gospodăririi integrate a resurselor de apă - GWP
38. XXX. 1992. Conferința Națiunilor Unite de la Rio de Janeiro - Agenda 21.
39. XXX.2007. MICRO-HIDRO - White Paper
40. XXX. 2009. Studiu de oportunitate privind realizarea investiției mhc Firiza-Berdu, în municipiul baia mare, județul Maramureș - h.c.l 48
41. XXX .2009-1. Water turbine - From Wikipedia, the free encyclopedia
42. XXX. 2009-2. Metodologia b.i.r.d. de evaluare a eficienței economice a investițiilor de capital
43. XXX. 2008. S.C. HYDROPAT CONSULTING S.R.L. - Studiu Tehnico-economic privind oportunitatea investiției într-un portofoliu de centrale hidroelectrice de mica putere (CHEMP) situate in bazinul Râului Sebeș (Zona Muntele Mic)-
44. XXX - Tehnica Instalatiilor I.S.S.N. 1582-6244]
45. XXX - Rezoluția 44/228 a Adunării Generale a Națiunilor Unite
46. XXX. 1969. Manualul inginerului hidrotehnician. Vol. 1. Editura Tehnica Bucuresti.
47. XXX .1970 .Manualul inginerului hidrotehnician. Vol. 2. Editura Tehnica Bucuresti.
48. XXX - Legea 137/2002, Monitorul oficial al României.
49. XXX - Legea 143/1999, Monitorul oficial al României.
50. XXX - HG 443/2003, Monitorul oficial al României.
51. XXX - HG 540/2004, Monitorul oficial al României.
52. XXX - 578/2006Legea Energiei Electrice, Monitorul oficial al României.
53. XXX - HG 867/2003, Monitorul oficial al României.
54. XXX - HG 890/2003, Monitorul oficial al României.
55. XXX - HG 958/ 2005, Monitorul oficial al României.
56. XXX - HG 1395/2005, Monitorul oficial al României.
57. XXX - HG 1395/2003, Monitorul oficial al României.
58. XXX - HG 1429/2004, Monitorul oficial al României.
59. XXX - HG 1535/2003, Monitorul oficial al României.

60. XXX - HG 1892/2004, Monitorul oficial al României.
61. XXX - Legea nr. 220 din 27 octombrie 2008, Monitorul oficial al României.
62. <http://ga.water.usgs.gov/>
63. <http://www.mmediu.ro/>
64. <http://www.hydrop.pub.ro/microhidro/prez8.html>
65. <http://www.calitateaer.ro/indici.php>

Anexe

Program pentru determinarea indicelui de poluare globală

The screenshot shows a Windows application window titled "Determinarea indicelui de poluare". The main content area is titled "Efectele activitatii asupra mediului inconjurator". Below this, there is a section "Introduceti notele de bonitate" (Enter the quality notes). This section is divided into two columns: "Situatie existenta:" (Existing situation) and "Situatie propusa:" (Proposed situation). Each column has a list of categories with corresponding dropdown menus for values 1 through 10. The categories are: Aer (Air), Apa (Water), Apeziari umane (Human settlements), and Salvegetatie-fauna (Vegetation-fauna). A "Calculeaza" (Calculate) button is located below the input fields. To the right of the input area, there is a legend: a solid red box for "Situatie existenta" and a dashed red box for "Situatie propusa". Below the input area, there is a section "Indicii de poluare globala:" (Global pollution indices) with two columns for "Situatie existenta:" and "Situatie propusa:", each containing a question mark. Below this is a "Concluzie:" (Conclusion) section with a large empty text box. The Windows taskbar at the bottom shows the Start button, several open applications, and the system tray with the time 10:43.

Fig.1. Program pentru determinarea indicelui de poluare globală – introducere date

This screenshot is similar to Fig.1, showing the same software interface. However, the values entered in the dropdown menus are different. In the "Situatie existenta:" column, the values are: Aer: 1, Apa: 1, Apeziari umane: 1, Salvegetatie-fauna: 1. In the "Situatie propusa:" column, the values are: Aer: 1, Apa: 1, Apeziari umane: 1, Salvegetatie-fauna: 1. The "Calculeaza" button is still present. The legend and the "Indicii de poluare globala:" section remain the same. The Windows taskbar at the bottom shows the Start button, several open applications, and the system tray with the time 00:51.

Fig.2. Program pentru determinarea indicelui de poluare globală – introducere date

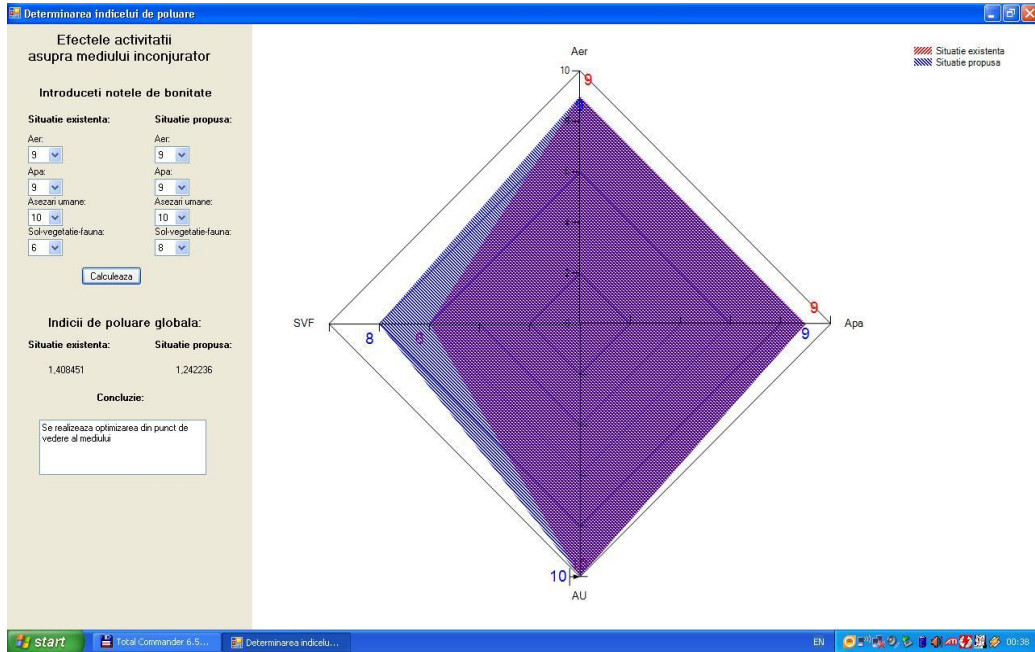


Fig.3. Program pentru determinarea indicelui de poluare globală – Rezultate studiu de caz 1

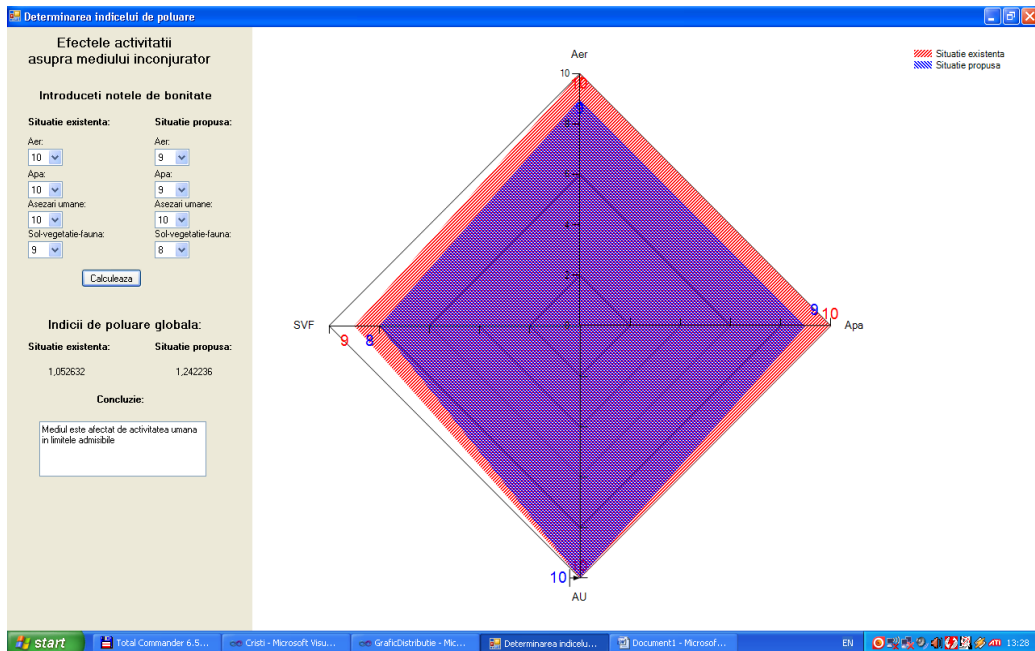


Fig.4. Program pentru determinarea indicelui de poluare globală – Rezultate studiu de caz 2

Program pentru determinarea energiei produse într-un an de o centrala hidroelectrică de mică putere

The image displays two side-by-side screenshots of a software application window titled "Determinarea energiei produse într-un an de o centrala hidroelectrică". The window is divided into two panels, each showing the same interface but with different input and output values.

Panel 1 (Left - Fig. 5):

- Introduceti datele:**
 - Debit mediu: 0,00 mc/s
 - Debit maxim: 0,00 mc/s
 - Caderea bruta: 0,00 mc/s
 - Randamentul hidraulic al amenajarii: 0,850
 - Randamentul generatorului: 0,950
 - Randamentul turbinei hidraulice: 0,700
- Buton:** Calculeaza
- Puterea instalata rezultata:** ? KWh
- Energia produsa intr-un an de zile:** ? MWh/an

Panel 2 (Right - Fig. 6):

- Introduceti datele:**
 - Debit mediu: 1,32 mc/s
 - Debit maxim: 1,90 mc/s
 - Caderea bruta: 24,25 mc/s
 - Randamentul hidraulic al amenajarii: 0,937
 - Randamentul generatorului: 0,950
 - Randamentul turbinei hidraulice: 0,700
- Buton:** Calculeaza
- Puterea instalata rezultata:** 281,64 KWh
- Energia produsa intr-un an de zile:** 1502,72 MWh/an

Fig.5. , Fig. 6 Program pentru determinarea energiei produse într-un an de o centrala hidroelectrică de mică putere

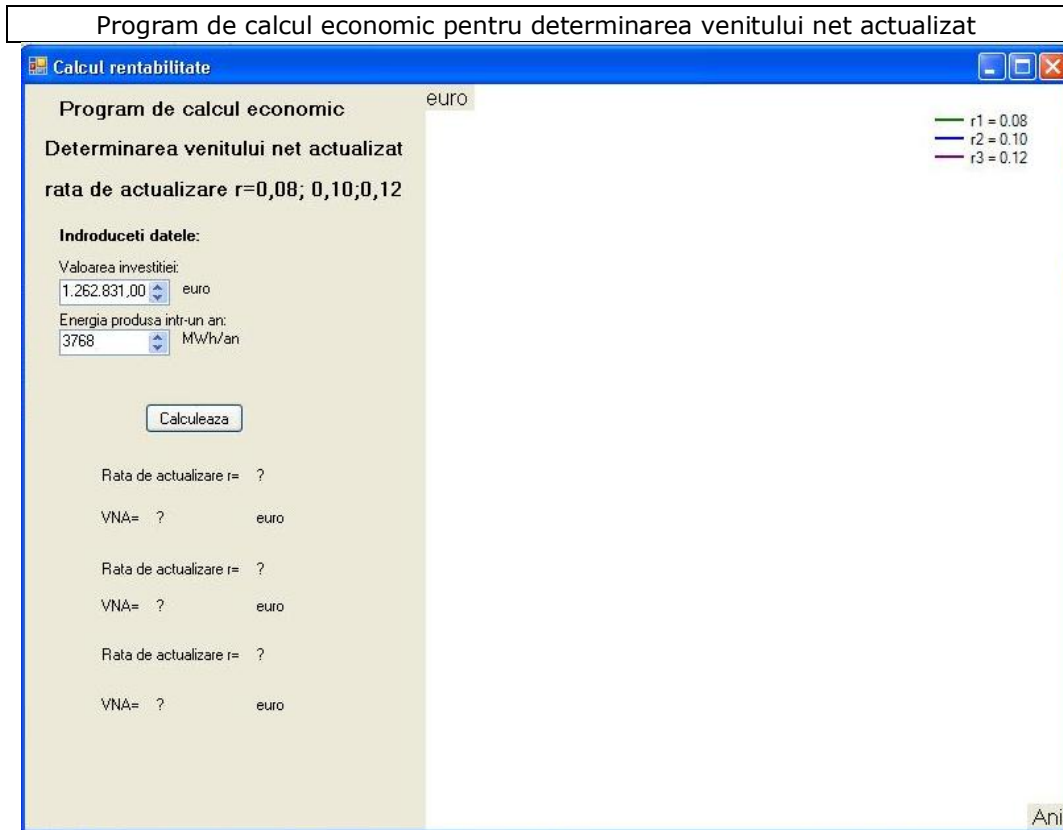


Fig. 7. Program de calcul economic pentru determinarea venitului net actualizat – introducere date

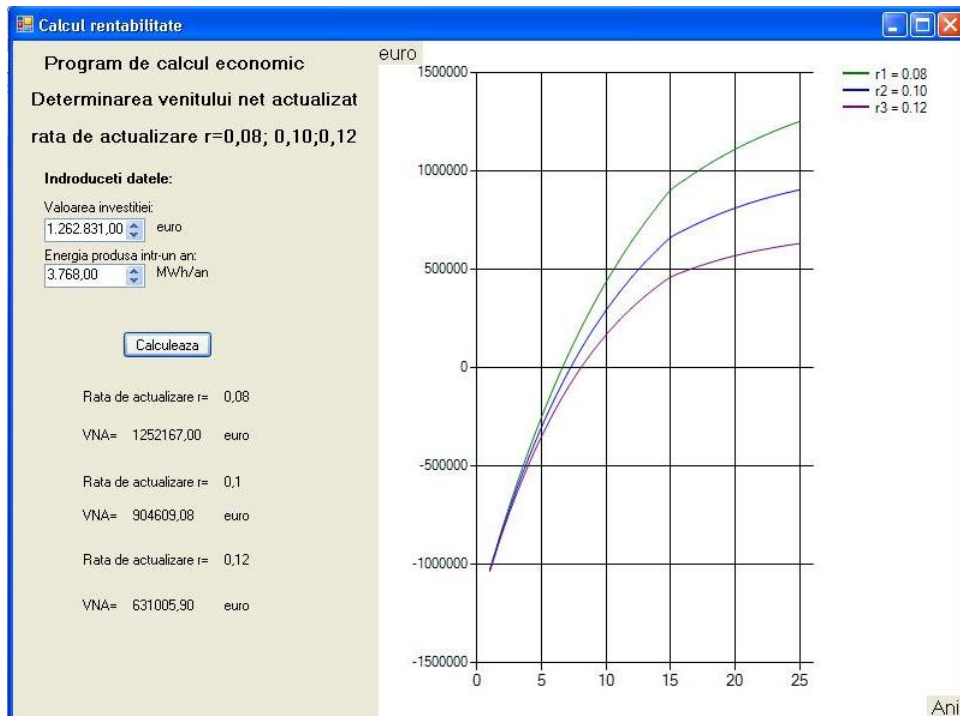


Fig. 8. Program de calcul economic pentru determinarea venitului net actualizat – Rezultate studiu de caz 1

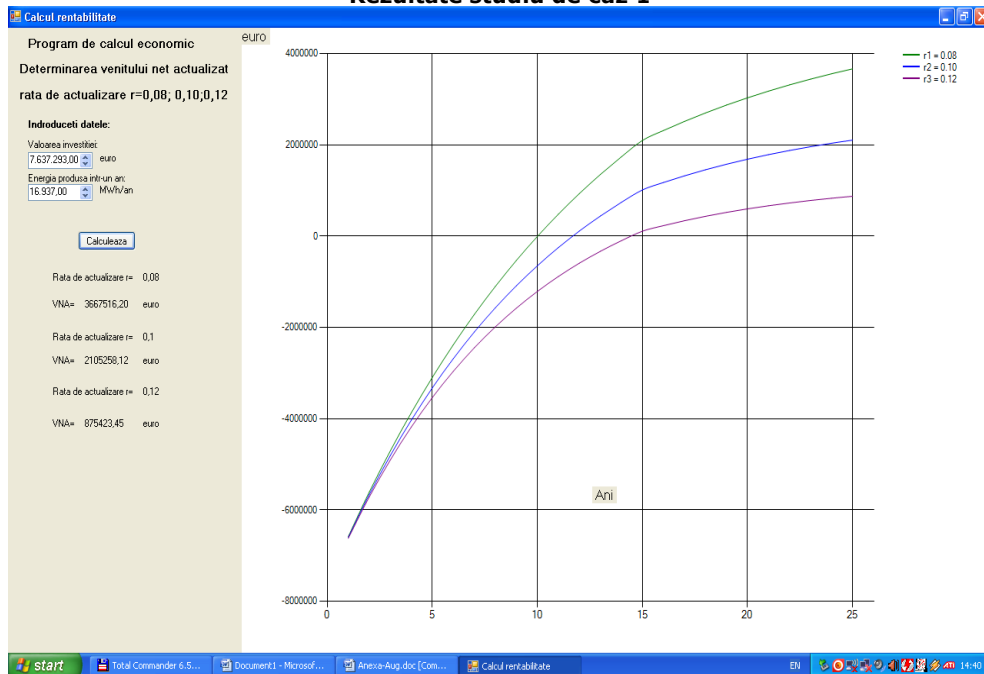


Fig. 9. Program de calcul economic pentru determinarea venitului net actualizat – Rezultate studiu de caz 2