



ACADEMIA ROMÂNĂ

Institutul Național de Cercetări Economice „Costin C. Kirițescu”

NOUA ENCICLOPEDIE A ROMÂNIEI. CUNOAȘTEREA ENCICLOPEDICĂ A ROMÂNIEI

Caiet de lucru

3.1

ENERGIE



Centrul de Informare și Documentare Economică

Ediția de față cuprinde lucrări realizate în cadrul
programelor de cercetare ale
Institutului Național de Cercetări Economice „Costin C. Kirițescu”
2019-2020

Domeniul strategic 6.
Cercetări pentru dezvoltarea durabilă a țării (economic, social, juridic, mediu)

Direcția prioritară 6.21.
Noua Enciclopedie a României. Cunoașterea enciclopedică a României

Fondator:

Acad. Tudorel Postolache

Coordonatori:

Dr. Valeriu Ioan Franc, M.c.AR, Dr. Ilie Bădescu, M.c.AR

*Publicație destinată dezbaterii în cadrul grupului de lucru.
Reproducerea, fie și parțială și pe orice suport,
este interzisă fără acordul prealabil al editorului și al autorilor.*



Coordonator: Paula Neacșu, redactor principal

Ortansa Ciutacu – redactor

Dorina Gheorghe – redactor principal

Luminița Login – documentarist principal

Nicolae Login – redactor principal

Mihaela Pintică, CS III

Victor Preda – analist programator

Nicușor Ruiu, CS II

Aida Sarchizian, CS III

Ovidiu Sârbu – redactor principal

Caiet de lucru
3.1
Energie

CENTRUL PENTRU PROMOVAREA ENERGIILOR REGENERABILE
ȘI EFICIENȚĂ ENERGETICĂ
SURSE NECONVENȚIONALE DE ENERGIE:
POTENȚIAL ENERGETIC, PARTICULARITĂȚI DE EXPLOATARE
ȘI VALORIFICARE, 2014

CENTRUL PENTRU PROMOVAREA ENERGIILOR REGENERABILE
ȘI EFICIENȚĂ ENERGETICĂ
EVOLUȚIA SECTORULUI
ENERGETIC DIN ROMÂNIA, 2019

CENTRUL PENTRU PROMOVAREA ENERGIILOR REGENERABILE
ȘI EFICIENȚĂ ENERGETICĂ
EVOLUȚIA SECTORULUI ENERGETIC DIN ROMÂNIA
– DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII
PÂNĂ ÎN ANUL 1970, 2020



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”

Domeniul strategic 6: Cercetări pentru dezvoltarea durabilă a țării (economic, social, juridic, mediu)

Direcția prioritară: 6.21. Noua Enciclopedie a României.
Cunoașterea enciclopedică a României

Tema de cercetare: 6.21.5. Surse neconvenționale de energie: potențial energetic, particularități de exploatare și valorificare, 2014



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”
CENTRUL PENTRU PROMOVAREA ENERGHIILOR
REGENERABILE ȘI EFICIENȚĂ ENERGETICĂ

**SURSE NECONVENȚIONALE
DE ENERGIE: POTENȚIAL
ENERGETIC,
PARTICULARITĂȚI DE
EXPLOATARE ȘI
VALORIFICARE**

Coordonator:
Dr. Filip CÂRLEA

CUPRINS

1. INTRODUCERE	7
2. LUMEA AR PUTEA FUNCȚIONA DOAR CU ENERGIE REGENERABILĂ PÂNĂ ÎN ANUL 2050	8
3. ENERGIA EOLIANĂ ESTE MAI IEFTINĂ ÎN ANUMITE ȚĂRI DECÂT ACEEA PRODUSĂ PE CĂRBUNE	13
4. SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE ÎN ROMÂNIA	16
4.1. Potențial energetic solar	16
4.2. Potențialul energetic al biomasei	18
4.3. Potențialul microhidroenergetic	19
5. DISTRIBUȚIA POTENȚIALULUI SRE ÎN ROMÂNIA, ZONAREA GEOGRAFICĂ	22
5.1. Zonarea energetică solară	22
5.2. Zonarea resurselor de vânt. Harta eoliană a României	23
5.3. Zonarea geografică a potențialului energetic de biomasă.....	24
5.4. Repartizarea geografică a resurselor microhidroenergetice	25
5.5. Distribuția resurselor energetice geotermale	26
6. AMPLASAMENTE FAVORABILE APLICAȚIILOR SRE	27
6.1. Criterii generale de selecție	27
6.2. Locații pentru aplicații solare	27
6.3. Amplasamente pentru aplicații eoliene.....	28
6.4. Amplasamente pentru aplicații energetice ale biomasei.....	29
6.5. Amplasamente pentru aplicații microhidroenergetice	30
6.6. Aplicații energetice geotermale	31
7. ANALIZA ECONOMICĂ PE PROIECTE ÎN DOMENIUL SRE	32
8. FINANȚAREA PROIECTELOR DE VALORIFICARE A SRE	33
BIBLIOGRAFIE.....	35

1. INTRODUCERE

Energia regenerabilă provine din surse energetice care se regenerează sau sunt nepuizabile. Obținerea energiei regenerabile este rezultatul transferului energetic din procese naturale regenerabile (ex.: energia solară, eoliană, hidroenergie, energia biomasei, geotermală, energia valurilor etc.). Sursele de energie nereînnoibile se referă la energia nucleară, energia generată prin valorificarea energetică a combustibililor fosili, precum cărbunele sau gazele naturale; aceste resurse sunt limitate la zăcămintele existente și sunt considerate neregenerabile.

La nivel global, cca. 16% din consumul final de energie provine din surse regenerabile (ex. 10% - biomasă, în sisteme de încălzire, respectiv hidroenergie- 3,4%). Ponderea surselor regenerabile în producerea de energie electrică este circa 19%, din care 16% - hidroenergie, respectiv 3% din alte surse regenerabile noi. Cele mai mari proiecte de energie regenerabilă se dezvoltă cu tehnologii regenerabile și se implementează inclusiv în zone rurale sau izolate, unde energia constituie un factor important pentru dezvoltarea socio-umană. Astfel, sistemele solare și unitățile hidroenergetice de putere mică produc energie electrică pentru milioane de gospodării. Energia din surse regenerabile are capacitatea să ridice națiunile cele mai sărace la un nivel ridicat de prosperitate.

Ritmul de creștere al ponderii energiei din surse fotovoltaice l-a depășit pe acela al energiei din surse eoliene, care a înregistrat cea mai rapidă creștere între sursele de energie. Capacitatea instalațiilor fotovoltaice a înregistrat cote mari în Germania și Italia; energia solar-termală înregistrează o dezvoltare intensă în SUA și Spania.

Brazilia derulează cel mai mare program de valorificare a surselor regenerabile din lume, dezvoltând producția de etanol cu până la cca. 18% în consumul din transportul auto; următoarea țară cu producție însemnată din lume este SUA.

Schimbările climatice, în contextul diminuării rezervelor de țiței și al creșterii sprijinului guvernamental, determină adaptarea legislației, pentru stimularea și comercializarea surselor regenerabile. În acord cu Agenția Internațională pentru Energie, proiectele pe bază de surse regenerabile pot să producă cantități reprezentative de energie electrică, în următorii 50 ani, cu consecințe pozitive privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

2. LUMEA AR PUTEA FUNCȚIONA DOAR CU ENERGIE REGENERABILĂ PÂNĂ ÎN ANUL 2050

“În câteva decenii, lumea ar putea fi alimentată numai cu energie de la vânt, apă și soare dacă ar renunța mai repede la combustibili fosili, iar țările ar avea voință politică să facă acest pas, este concluzia unui studiu care demonstrează că modificarea infrastructurii energetice este fezabilă din punct de vedere tehnic și economic în țările analizate”, spune Mark Z. Jacobson, directorul programului de atmosferă/energie din cadrul Universității Stanford, care a analizat împreună cu Universitatea din California hărți energetice din 139 de țări, inclusiv calcule pentru România.

Cercetătorii au calculat de câtă energie ar avea nevoie fiecare țară până în anul 2050, în materie de energie electrică, transport, încălzire și răcire, industrie și agricultură, iar energiile regenerabile ar putea acoperi aceste nevoi, unde ar putea fi aplicate și cât ar costa implementarea lor. „Oamenii care încearcă să împiedice o astfel de schimbare ar argumenta că e prea scump, sau că nu ar fi suficientă energie, că nu e o soluție de încredere, că ar necesita suprafețe de pământ și resurse prea mari, noi arătăm că toate aceste afirmații sunt mituri”, spune M.Z. Jacobson. Energia regenerabilă este deja ieftină și va fi și mai ieftină. Chiar și acum, spune Jacobson, vântul este cea mai ieftină resursă de energie electrică din SUA, 1 kWh nesubvenționat costă $\approx 3,5$ cenți, respectiv 6-8 cenți în cazul gazelor naturale. La aceasta se adaugă beneficiile privind sănătatea și mediul înconjurător. Studiul estimează că modificarea infrastructurii în favoarea energiilor regenerabile ar salva viețile a 4-7 milioane de oameni anual, care ar muri din cauza poluării; aceste decese consumă în jur de 3% din PIB-ul global. Trecerea la energia regenerabilă ar asigura totodată 20 milioane locuri de muncă, mai mult decât cele pierdute prin renunțarea la combustibilii fosili.

În cazul României, energia din surse regenerabile ar asigura cca. 155.000 locuri de muncă pe o perioadă de 40 de ani, iar în țară s-ar consuma cu 39% mai puțină energie. În materie de sănătate, România ar economisi 124,3 miliarde \$, adică 9% din PIB și ar evita, anual, 10.184 de persoane decedate asociate poluării. La nivel individual, la nivelul anului 2050, economiile cetățenilor în materie de energie, sănătate și climă ar fi de 9.186 \$/loc. În plus, prețul la energie s-ar stabili, deoarece sursele regenerabile nu au la bază un combustibil care este bun de consum.

Decentralizarea energiei reduce atât riscurile actelor de terorism la uzinele energetice, cât și de furtună. Țările ar putea deveni independente din punct de vedere energetic, eliminând una dintre cauzele conflictelor globale, iar 4 miliarde de oameni, care nu au acces la energie, ar ieși din criză.

Sudiul prezintă un plan cronologic pentru această mare transformare: până în 2020, țările trebuie să stopeze construcția de unități energetice pe bază de cărbune, gaze naturale, energie nucleară și chiar de biomasă (*materie organică de origine biologică*) – pe care nu o consideră o alternativă viabilă. În acest interval de timp, electrocasnicele trebuie să fie electrice, nu pe bază de gaze. Până în 2025, navele comerciale, trenurile și autobuzele nou construite trebuie să fie cu propulsie electrică, același lucru urmând să se întâmple cu autoturismele și camioanele, până în anul 2030. Tranziția completă ar urma să fie finalizată în 2050.

Uniunea Europeană importă anual 53% din necesarul de energie, la un cost de aproximativ 400 miliarde €, ceea ce înseamnă că este cel mai mare importator de energie din lume. Șase state membre depind de un singur furnizor extern pentru toate importurile de gaze naturale și, prin urmare, rămân vulnerabile la șocurile în aprovizionarea cu surse de energie. De asemenea, se estimează că fiecare creștere suplimentară cu 1% a economiilor de energie reduce importurile de gaze cu 2,6%. Circa 75% din fondul locativ este inefficient din punct de vedere energetic. Transporturile se bazează în proporție de 94% pe produse petroliere, din care 90% sunt importate. În ansamblul său, Uniunea Europeană cheltuiește peste 120 de miliarde €/an, prin subvenții pentru energie. În sectorul energetic din UE trebuie să se investească peste 1.000 miliarde €, până în anul 2020. Producția internă de energie contribuie la scăderea dependenței Europei de importul de energie. Aceasta include în special sursele regenerabile de energie, necesare pentru decarbonare, precum și resursele fosile convenționale și neconvenționale - în cazul statelor membre care optează pentru acestea din urmă. În Cartea Verde, se precizează ca sursele regenerabile de energie pot contribui efectiv la creșterea resurselor interne, ceea ce le conferă o anumită prioritate în politică energetică.

Acordul referitor la politicile privind clima și energia pentru anul 2030 definește angajamentul Uniunii Europene de a reduce cu cel puțin 40% emisiile de gaze cu efect de seră față de anul 1990. Uniunea Europeană poate să devină liderul mondial în domeniul energiei din surse regenerabile, centrul planetei pentru dezvoltarea următoarei generații de energie din surse regenerabile - avansate din punct de vedere tehnic și competitiv; în UE s-a stabilit obiectivul de min. 27% privind ponderea energiei din surse regenerabile consumate în anul 2030.

Inițiativa europeană, cunoscută prin sintagma „20/20/20”, stabilește că, până în anul 2020, statele membre ale Uniunii Europene trebuie să reducă cu 20% emisiile de noxe, să producă 20% energie din surse regenerabile din consumul total, respectiv să asigure creșterea eficienței energetice în aceeași proporție (20%). De asemenea, statele Uniunii Europene trebuie să utilizeze biocombustibil în transporturi, în anul 2020, într-o pondere de 20%.

Uniunea Europeană urmează să îndeplinească obiectivul pentru 2020 privind ponderea de 20% - energie din surse regenerabile în cadrul mixului energetic, reducându-se în mod semnificativ costurile pentru noi capacități eoliene și fotovoltaice, în mare parte datorită angajamentului uniunii în acest domeniu; reforma privind schemele de sprijin pentru reducerea costurilor este în curs însă, pentru a atinge obiectivul de 27%, trebuie înfruntate noi provocări.

Pentru a integra în mod progresiv și eficient energia din surse regenerabile pe o piață de energie competitivă și care stimulează inovarea, piața și rețelele de energie trebuie adecvate surselor regenerabile prin reglementări și norme de piață care trebuie implementate integral, permițând introducerea noilor tehnologii, a rețelelor inteligente și a reacției cererii, pentru o tranziție eficientă din punct de vedere energetic. Transformarea în piețe adecvate pentru sursele regenerabile de energie înseamnă că piețele pe termen scurt trebuie să devină piețe active, lichide, care funcționează în timp real. Rețelele de energie electrică existente trebuie adaptate pentru un viitor în care producerea din surse regenerabile devine din ce în ce mai importantă și în care este necesară echilibrarea pentru a compensa variabilitatea inerentă a acestora. În conformitate cu orientările privind stimulentele pentru protecția mediului și energie, producerea de energie din surse regenerabile trebuie sprijinită prin scheme bazate pe piață, care să abordeze disfuncționalitățile pieței, să asigure rentabilitatea și să evite supracompensarea sau denaturarea. Finanțarea la costuri scăzute pentru surse regenerabile de energie depinde de existența unui cadru stabil de investiții, care reduce riscul legat de reglementare. Acest cadru conferă încredere investitorilor și atrage investiții din fonduri internaționale.

Decizia de a investi în producerea de energie din surse regenerabile trebuie să țină seama de disponibilitatea surselor, de caracteristicile rețelei de transport și distribuție, de acceptul consumatorului, de locul de consum și de barierele administrative. De asemenea, dezvoltarea de noi infrastructuri, în special de interconexiuni, trebuie să conducă la scăderea costurilor integrării energiei electrice din surse regenerabile pe piața

internă a energiei. Totodată, este necesar să se investească în implementarea și producerea de biocombustibili și în bioeconomie, în general.

Uniunea Europeană dorește un cadru legislativ și instituțional care să permită transferul de bune practici între statele membre în vederea dezvoltării unei piețe energetice comune. Printre proiectele în curs de dezvoltare care se poate constitui ca exemplu de bună practică și prevala de mecanisme de cooperare este proiectul de energie solară "Helios" din Grecia în cadrul politicii europene de vecinătate în sens mai larg. Statele nordice ale Europei sunt campioane ale folosirii la nivel național a surselor regenerabile și constituie cele mai bune exemple în privința inovării tehnologice și cooperării. Finlanda, membră a Uniunii Europene, împreună cu celelalte țări nordice Danemarca și Suedia, au ca scop respectarea Protocolului de la Kyoto, care promite ca până în 2020 să reducă emisiile de gaze cu efect de seră. Conform Confederației Industriei din Finlanda, aproximativ o treime din energia produsă în această țară provine din centrale electrice și de căldură, în timp ce energiile regenerabile reprezintă o patrim. Statul oferă subvenții pentru energia produsă cu ajutorul instalațiilor eoliene, biomasă sau biogaz. Cantitatea de combustibili necesari în sectorul transportului a crescut. Printre strategiile țării se numără reducerea emisiilor de dioxid de carbon din transportul rutier cu 20%. Campioană a folosirii energiei eoliene, Danemarca și-a asumat rolul de a fi prima țară în ceea ce privește inovația în acest domeniu. Industria s-a dezvoltat prin gândire inovatoare și experiență ceea ce a ajutat la crearea unei competiții de bază în producție, design și instalarea turbinelor eoliene, care sunt vândute în întreaga lume; companiile daneze au instalat peste 90% din turbinele eoliene off-shore. Cu o țintă constantă de a reduce costul energiei, Danemarca se așteaptă să rămână jucătorul dominant în piața turbinelor eoliene off-shore pentru mulți ani de acum înainte. Capacitatea eoliană off-shore a Europei se așteaptă să crească de zece ori doar în acest deceniu;

sectorul energetic este văzut ca unul extrem de dinamic, în continuă dezvoltare. Viziunea integrată asupra acestui sector se regăsește în două documente ale Comisiei Europene: Perspectiva energetică 2020 și Perspectiva Energetică 2050.

Perspectiva Energetică 2020 are următoarele priorități:

- folosirea eficientă a energiei;
- mișcarea liberă a energiei prin construirea unei piețe integrate de energie pan-europeană (asumată de UE a fi realizată până în 2014);
- securitate, siguranță și energie la preț accesibil pentru cetățeni și mediul de afaceri;
- competitivitate tehnologică;

- parteneriate internaționale puternice, mai ales cu țările vecine.

Perspectiva Energetică 2050 - "decarbonizarea posibilă" are următoarele direcții:

- energia electrică trebuie să dețină un rol mult mai important decât în prezent (aproape dublându-și ponderea în cererea finală de energie, până la 36%-39% în 2050) și va trebui să contribuie la decarbonarea transporturilor și a instalațiilor de încălzire/răcire;
- ponderea energiei din surse regenerabile va crește substanțial, ajungând la cel puțin 55% în consumul final brut de energie în 2050;
- integrarea resurselor locale și a sistemelor centralizate prin dezvoltarea unor infrastructuri noi și flexibile: asigurarea unei infrastructuri adecvate pentru distribuție, interconectare și transport pe distanțe lungi; capacitatea de interconectare trebuie să crească în ansamblu cu 40% până în 2020, după care integrarea trebuie să continue;
- tehnologie inteligentă, stocare și combustibili alternativi;
- reducerea consumului de energie: economisirea energiei în sistem este esențială;
- captarea și stocarea carbonului trebuie să joace un rol central în transformarea sistemului; stabilirea prețului carbonului;
- mobilizarea investitorilor - o abordare unitară și eficace a stimulentele în sectorul energetic.

3. ENERGIA EOLIANĂ ESTE MAI IEFTINĂ ÎN ANUMITE ȚĂRI DECÂT ACEEA PRODUSĂ PE CĂRBUNE

Datorită evoluției rapide a tehnologiei în domeniul energiei eoliene și a construcției de turbine și ferme eoliene, a devenit mai ieftină construcția unei astfel de ferme decât cea a unei uzine pe cărbuni sau gaze naturale. Așa este cazul, deja, în Australia, dar și alte țări se îndreaptă cu pași iuți înspre același stadiu.

Vântul este cea mai ieftină resursă de energie regenerabilă - energia electrică produsă cu ajutorul vântului este, se pare, cea mai ieftină din lume, inclusiv între energiile regenerabile, se arată într-un raport realizat de cercetători germani și citat de TreeHugger, via Deutsche Welle. Acest tip de energie costă puțin și pentru că nu vine la pachet cu urmări negative pentru mediu și sănătatea publică, precum industria cărbunelui, gazului sau petrolului (combustibili fosili).

Turbine eoliene



Energia eoliană se obține prin valorificarea potențialul energiei vântului, cu ajutorul turbinei eoliene. Vântul se formează datorită încălzirii neuniforme a suprafeței pământului de către energia din radiația solară. Această încălzire variabilă a straturilor de aer produce zone de aer cu densități diferite, ceea ce creează mișcări ale aerului. Energia cinetică a curenților de aer (vântul) antrenează elicele turbinelor pentru a genera energie electrică.

Viitorul energiei eoliene rămâne tributار în măsura în care tehnologiile specifice pot să livreze energie la prețuri competitive pe piață, devenind astfel competitive în comparație cu energia din surse fosile sau alte tipuri de energie regenerabilă. Pe anumite piețe această rentabilitate se regăsește în prețul înregistrat la clientul final.

În această perioadă, pentru o mare parte din piețele de energie, energia eoliană este încă dependentă de ajutorul de stat. În raport de țară și de tehnologiile aplicate, există diferite tipuri de subvenții. Oricum, vântul este cea mai ieftină sursă de energie pentru Europa.

Într-un raport realizat pentru Comisia Europeană se susține că vântul oferă cea mai ieftină sursă de energie din lume, luând în calcul factori precum calitatea aerului, impactul asupra sănătății, costurile, schimbările climatice etc. Raportul a fost realizat de către compania de consultanță Ecofys, pentru Comisia Europeană și susține că a produce energie cu ajutorul vântului continental costă numai 133 \$/MWh, în schimb pentru a produce energie pe bază de gaze anturale sau cărbune costul ajunge până la 208 \$/MWh, respectiv 295 \$/MWh. Raportul oferă, totodată, un cadru privind subvențiile acordate pentru cărbune, gaze sau energie nucleară și menționează că, atunci când aceste subvenții nu sunt luate în calcul (*nici alte costuri nu sunt luate în calcul, precum cele din taxe sau din fonduri pentru sănătate publică*), combustibilii fosili și energia nucleară se pare că sunt mai eficiente, din perspectiva costurilor, decât sunt, în realitate.

„În ciuda deceniilor de subvenționare, tehnologiile pentru cărbune și energie nucleară sunt încă dependente de sprijinul public, la fel de mult precum energia solară. Diferența este că, în cazul energiei solare, costurile continuă să scadă. Dacă ne raportăm la toate costurile suportate de societate, raportul demonstrează că a susține combustibilii fosili și energia nucleară este de departe mult mai costisitor decât a susține energia solară”, susține Frauke Thies, director în cadrul European Photovoltaic Industry Association. Comisarul european pentru Energie, Gunther Oettinger, menționa că raportul este numai un prim-pas în a înțelege mai bine impactul subvențiilor în domeniul energiei și că vor exista și alte rapoarte pe această temă, în viitor. Unele rezultate ale raportului au fost făcute publice, mai cu seamă cifre referitoare la subvenții.

Astfel, în raport se precizează, printre altele: „Mulți oameni consideră dificil calculul costului real al energiei pe care o consumă, din cauza taxelor, accizelor și altor detalii care influențează prețul final, plus costuri derivate – sănătate, mediu etc., care niciodată nu sunt, de fapt, incluse în suma finală, dar care există și nu pot fi ignorate. Potrivit datelor cercetărilor, cele mai ieftine resurse energetice din lume sunt vântul și soarele, în prezent. Un kWh (kilowat oră) de energie electrică produsă cu ajutorul vântului costă, în medie, 0,07 €; energia solară este ceva mai scumpă (în special din cauza costurilor de producție), ajungând la cca. 0,14 €/kWh. În Germania, costul este aprox. 0,18 € în cazul utilizării panourilor solare de acoperiș, iar în sud-estul Europei acest cost este 0,10 €/kWh, în același caz”.

În același timp, costul energiei nucleare este 0,20 €/kWh, la care se adaugă riscul omniprezent al accidentelor. În cazul cărbunelui, este vorba de 0,09 €/kWh (cărbunele a fost, până de curând, combustibilul care genera jumătate din energia electrică produsă pentru SUA, spre exemplu), dar costurile ulterioare de mediu și sănătate publică nu sunt luate în calcul. Concluzia analizei cercetătorilor germani și a editorilor TreeHugger este că energia eoliană este mai ieftină decât cea produsă din alte surse, ceea ce constituie un motiv în plus în favoarea folosirii generalizate.

4. SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE ÎN ROMÂNIA

Valorificarea potențialului surselor regenerabile de energie (SRE) se înscrie în coordonatele dezvoltării energetice a României pe termen mediu și lung și oferă cadrul adecvat pentru adoptarea unor decizii referitoare la alternativele energetice și încadrarea în acquis-ul comunitar în domeniu.

Strategia Energetică a României pentru perioada 2007-2020 cuprinde promovarea producerii energiei din surse regenerabile, astfel încât ponderea energiei electrice produse din aceste surse în totalul consumului brut de energie electrică să fie de 35% în anul 2015 și 38% în anul 2020. Această prevedere înseamnă dezvoltarea sectorului energetic și, în consecință, noi calificări profesionale în sectorul respectiv, cu nevoi de instruire specifice. Tot în sectorul energiei, conform primului raport pe anul 2012, al Institutului Național de Statistică, productivitatea muncii în industria energetică a înregistrat, în ianuarie 2012, o creștere de 2,6%, față de aceeași lună a anului 2011, iar diferența efectivului de salariați, în ianuarie 2012, față de ianuarie 2011, a fost -4,4%.

Potențial tehnic și economic amenajabil al SRE în România

4.1. Potențial energetic solar: în privința radiației solare, ecartul lunar al valorilor de pe teritoriul României atinge valori maxime în luna iunie ($1.49 \text{ kWh/m}^2/\text{zi}$) și valori minime în luna februarie ($0,34 \text{ kWh/m}^2/\text{zi}$). Potențialul solar-termal: sistemele solar-termale sunt realizate, în principal, cu captatoare solare plane sau cu tuburi vidate, în special pentru zone cu radiație solară mai redusă din Europa. În evaluările privind potențialul energetic se iau în considerare aplicații referitoare la încălzirea apei sau a incintelor/piscinelor (apă caldă menajeră, încălzire etc.).

POTENTIAL ENERGETIC SOLAR-TERMAL

Parametru	UM	Tehnic	Economic
Putere termică	MW _t	56000	48570
Energie termică	GWh/an	40	17
	TJ/an	144000	61200
	mii tep/an	3430	1450
Suprafața de captare	m ²	80000	34000

Sursa: ANM, ICPE, ICEMENERG, 2006

POTENTIAL ENERGETIC SOLAR-FOTOVOLTAIC

Parametru	UM	Tehnic	Economic
Putere de varf	MW _p	6000	4000
Energie electrica	TWh/an	6,0	4,8
	mii tep/an	516	413
Suprafata ocupata	Km ²	60 (3m ² /loc)	40 (2m ² /loc)

În strategia de valorificare a surselor regenerabile de energie, potențialul eolian declarat este de 14.000 MW (*putere instalata*), care poate furniza o cantitate de energie de aproximativ 23.000 GWh/an. Aceste valori reprezintă o estimare a potențialului teoretic, și trebuie nuanțate în funcție de posibilitățile de exploatare tehnică și economică.

POTENTIAL ENERGETIC EOLIAN

Parametru	UM	Tehnic	Economic (2030-2050)
Putere nominala	MW	3600	2400
Energie electrica	TWh/an	8,0	5,3
	mii tep/an	688	456

Pornind de la potențialul eolian teoretic, ceea ce interesează însă prognozele de dezvoltare energetică este potențialul de valorificare practică în aplicații eoliene, potențial care este mult mai mic decât cel teoretic, depinzând de posibilitățile de folosire a terenului și de condițiile pe piața energiei. De aceea potențialul eolian valorificabil economic poate fi apreciat numai pe termen mediu, pe baza datelor tehnologice și economice cunoscute astăzi și considerate și ele valabile pe termen mediu; s-a ales calea de evaluare a potențialului valorificabil în România cea macroeconomică, de tip top-down, pornind de la următoarele premise macroeconomice:

- condițiile de potențial eolian tehnic (viteza vânt) în România comparabile cu media condițiilor eoliene în ansamblul teritoriului Europei;

- politica energetică și piața energiei în România sunt integrate în politica europeană și piața europeană a energiei, iar indicatorii de corelare macroeconomică a potențialului eolian exploatabil pe termen mediu și lung (2030-2050) trebuie să fie în concordanță cu indicatorii medii europeni; indicatori macroeconomici:

- putere instalată/energie produsă în instalații eoliene în corelare cu PIB/loc.;

- energie electrică produsă în instalații eoliene în corelare cu consumul energie electrică.

Față de potentialul tehnic amenajabil (3.600 MW, respectiv 8.000 GWh/an), cotele tinta pentru aplicații eoliene pot să ajungă, în 2015, la 200 MW în 2010 și 600 MW în 2015.

4.2. Potentialul energetic al biomasei: din punct de vedere al potentialului energetic al biomasei, teritoriul Romaniei s-au identificat 8 regiuni, și anume:

- Delta Dunării – rezervația biosferei;
- Dobrogea;
- Moldova;
- Munții Carpați (Estici, Sudici, Apuseni);
- Platoul Transilvaniei;
- Campia de Vest;
- Subcarpați;
- Campia de Sud.

Potentialul energetic tehnic al biomasei este cca. 518.400 TJ.

Luând ca referință potentialul economic amenajabil, pentru anul 2030, rezultă următoarele valori ale potențialului energetic exploatabil al biomasei:

Parametru	U.M.	Tehnic	Economic
a) biomasă vegetală:			
Energie termică/electrică:	TJ/an	471.000	289.500
	mii tep/an	11.249	6.915
b) biogaz:			
Energie termică/electrică:	TJ/an	24.600	14.800
	mii tep/an	587	353
c) deșeuri urbane:			
Energie termică/electrică:	TJ/an	22.800	13.700
	mii tep/an	544	327
Total	TJ/an	518.400	318.000
	mii tep/an	12.382	7.595

Sursa: INL, ICEMENERG.

19

Bazinul	Suprafața km ²	Potențial hidroenergetic				
		De precipit.	De scurgere		Teoretic	Tehnic
		GWh/an	GWh/an	% E _p	TWh/an	TWh/an
Someș	18.740	23.000	9.000	39	4,20	2,20
Crișuri	13.085	10.500	4.500	43	2,50	0,90
Mureș	27.842	41.000	17.100	42	9,50	4,30
Jiu	10.544	13.000	6.300	48	3,15	0,90
Olt	24.507	34.500	13.300	38	8,25	5,00
Argeș	12.424	12.500	5.000	40	3,10	1,60
Ialomița	10.817	8.500	3.300	39	2,20	0,75
Siret	44.993	44.500	16.700	37	11,10	5,50
Total râuri interioare	237.500	230.000	90.000	39	51,50	24,00
Dunăre	-	-	-	-	18,50	12,00
Total România	237.500	230.000	90.000	39	70,00	36,00

În cazul exploatarei unei microhidrocentrale (MHC), economicitatea depinde de:

- amplasament și investiție (incl. cheltuieli administrative);
 - putere instalată și producție de energie (regim debite, diferența de nivel);
 - distanța față de rețeaua electrică;
 - întreținere și exploatare (gradul de automatizare, exploatarea de la distanță, fiabilitate etc.);
 - condiții financiare și condiții de valorificare a energiei produse.
- Potențialul microhidroenergetic (unități ≤10 MW)

Parametru	UM	Tehnic	Economic
Putere nominală	MW	1100	400
Energie electrică	TWh/an	3,6	1,2
	mii tep/an	310	103

Sursa: UPB, Hidroelectrica, ENERO

Evaluarea potențialului economic amenajabil a avut în vedere:

- reabilitarea MHC aflate în funcțiune: 200 MW/600 GWh/an;
- MHC aflate în construcție: 125 MW/400 GWh/an;
- MHC noi (unități de sistem și autonome): 75 MW/100 GWh/an.

4.4. Potențialul energetic geotermal: pe teritoriul României, s-au efectuat peste 200 foraje pentru hidrocarburi la adâncimea 800–3.500 m pentru identificarea de resurse geotermale de joasă și medie entalpie (40–

120°C). Exploatarea experimentală a circa 100 de foraje în cursul ultimilor 25 ani a permis realizarea unor evaluări a potențialului energetic al acestui tip de resursă. Utilizarea energiei geotermice se regăsește cca. 37% pentru încălzire, 30% pentru agricultură (sere), 23% în procese industriale, 7% pentru alte scopuri. Dintre 14 sonde geotermale forate în perioada 1995-2000, la adâncimea 1.500-3.000 m, numai două sonde nu au confirmat un potențial energetic exploatabil, înregistrându-se o rată de succes de 86%.

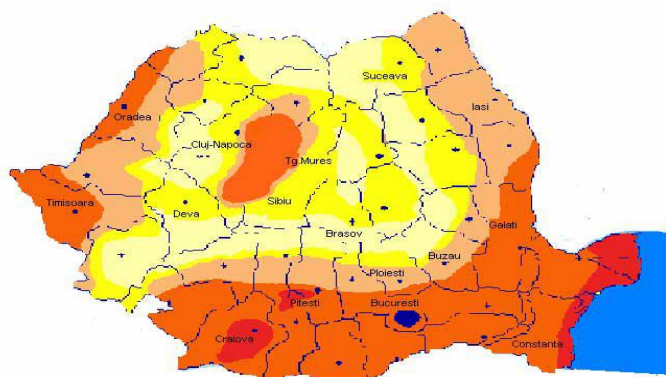
5. DISTRIBUȚIA POTENȚIALULUI SRE ÎN ROMÂNIA, ZONAREA GEOGRAFICĂ

5.1. Zonarea energetică solară

Pe harta solară a României se evidențiază 5 zone, diferite prin valorile fluxurilor medii anuale ale energiei solare incidente; se constată că mai mult de jumătate din suprafața țării beneficiază de un flux de energie mediu anual de 1.275 kWh/m^2 ; la măsurarea și prelucrarea datelor furnizate de către ANM, NASA, JRC, Meteotest, s-au exclus abaterea mai mare ca 5% de la valoarea medie; datele, exprimate în $\text{kWh/m}^2/\text{an}$, s-au efectuat în plan orizontal, uzual în aplicații energetice solar-fotovoltaice și solar-termice.

Zone de interes (areale) pentru aplicații electroenergetice ale energiei solare în România sunt pe suprafețele cu cel mai ridicat potențial în Dobrogea și parte din Câmpia Română.

Harta solară a României



ZONA DE RADIATIE SOLARA	INTENSITATEA RADIATIEI SOLARE ($\text{kWh/m}^2/\text{an}$)
I	>1350
II	1300-1350
III	1250-1300
IV	1200-1250
V	<1200

Zone potențiale (areale) pentru aplicatii electroenergetice ale energiei solare in România:

- primul areal, care include suprafețele cu cel mai ridicat potențial acopera Dobrogea și o parte din Câmpia Română;
- doilea areal, cu potențial energetic bun, include nordul Câmpiei Române, Podisul Getic, Subcarpații Olteniei și Munteniei o parte din Lunca Dunării, sudul și centrul Podisului Moldovenesc și Câmpia și Dealurile Vestice și vestul Podisului - radiația solară, pe suprafața orizontală: 1.300-1.400 MJ/m²;
- al treilea areal, cu potențial moderat, dispune de mai puțin de 1.300 MJ/m² și acopera cea mai mare parte a Podisului Transilvaniei, nordul Podisului Moldovenesc și Rama Carpatică.

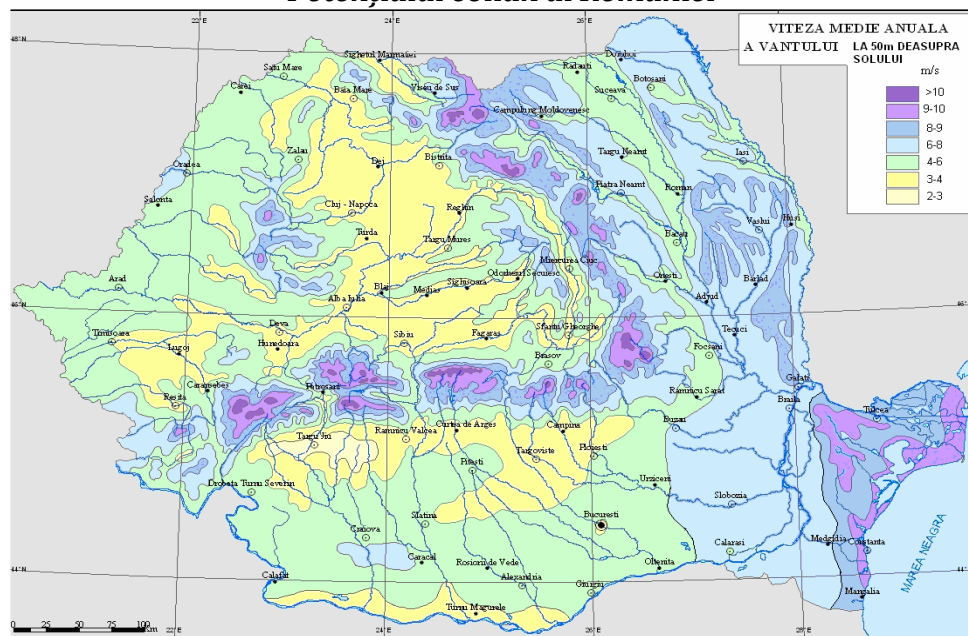
În zona montană, variația radiației solare directe este mare, forme negative de relief favorizând ceața și diminuând durata de stralucire solară, în timp ce formele pozitive de relief, în funcție de orientare în raport cu Soarele și cu direcția dominantă de circulație a aerului, pot favoriza radiația solară directă.

5.2. Zonarea resurselor de vânt. Harta eoliană a României

În stații meteorologice, măsurarea parametrilor vântului (direcție și viteză) se efectuează conform recomandărilor OMM (Organizația Meteorologică Mondială), la înălțimea de 10 m deasupra solului. Harta eoliană a României care cuprinde viteze medii anuale la înălțimea 50 m deasupra solului. Distribuția pe teritoriul României a vitezei medii a vântului scoate în evidență potențial energetic eolian pe vârfurile montane, unde viteza vântului poate depăși 8 m/s.

A treia zonă cu potențial energetic eolian este în Podisul Bârladului, unde viteza medie a vântului este de 4-5 m/s. Viteze favorabile ale vântului sunt constatate, inclusiv pe unele areale mai restrânse din vestul țării, în Banat și pe pantele occidentale pe dealurile vestice ale țărilor.

Potențialul eolian al României



5.3. Zonarea geografică a potențialului energetic de biomasă

Biomasa constituie pentru România, o sursă regenerabilă de energie, promitoare din punct de vedere al potențialului energetic și din punct de vedere al posibilităților de utilizare.

Distribuția geografică a resurselor de biomasă vegetală cu potențial energetic disponibil:

1. județe cu resurse forestiere:

- Suceava: 647,0 mii m³;
- Harghita: 206,5 mii m³;
- Neamț: 175,0 mii m³;
- Bacău: 132,0 mii m³;

2. județe sărace în resurse forestiere:

- Constanța 10,4 mii m³;
- Teleorman 10,4 mii m³;
- Galați 10,4 mii m³;

3. județe cu vegetație agricolă:

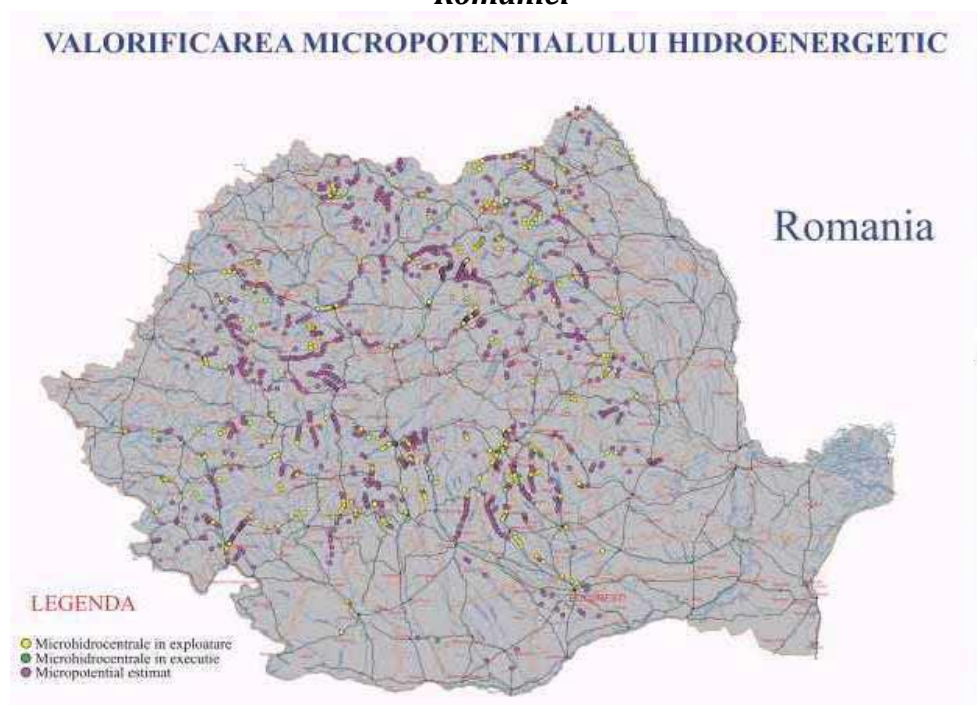
- Timiș 1.432,0 mii tone;
- Călărași 934,0 mii tone;

- Braila 917,0 mii tone;
- 4. județe sărace în biomasă:
- Harghita 41,004 mii tone;
- Covasna 73,000 mii tone;
- Brasov 89,000 mii tone.

5.4. Repartizarea geografică a resurselor microhidroenergetice

Sursa cea mai importantă de energie regenerabilă din România o reprezintă hidroenergia, ceea ce a impus analiza bazei de date privind atât microhidrocentralele existente, în curs de execuție/reabilitare și cele potențial amenajabile economic.

Harta cu zonarea geografică a microhidropotențialului energetic al României



5.5. Distribuția resurselor energetice geotermale

Prospectiunea geotermica realizată prin masuratori ale temperaturii a permis elaborarea unor harti geotermice pentru teritoriul Romaniei, evidentiind distributia temperaturii la adâncimi de 1 km-5 km. Acestea indica zone favorabile pentru concentrarea resurselor geotermale suprafețele circumscrise de 60-120°C (exploatarea apelor geotermale pentru producerea de energie termica) si zone in care temperatura, la 3 km adâncime, peste 140°C (zone posibile pentru exploatarea energiei geotermice in vederea generarii de energie electrică). Pentru primul tip de resurse (sisteme geotermale dominant convective) sunt caracteristice zone geografice din Câmpia de Vest, iar pentru cel de-al doilea tip sunt caracteristice sisteme geotermale dominant- conductive situate in aria vulcanică neocuaternară din Carpatii Orientali (Oaş-Gutâi-Țibleș, Călimani-Gurghiu-Harghita).

6. AMPLASAMENTE FAVORABILE APLICAȚIILOR SRE

6.1. Criterii generale de selecție

Pentru investiția în domeniul SRE, selectarea locațiilor favorabile aplicațiilor energetice se face având în vedere restricții tehnice, economice și de mediu.

Principalele criterii de selecție sunt următoarele:

- 1) potențialul energetic al sursei regenerabile
- 2) condiții topogeografice (morfologie teren, rugozitate, obstacole, natura terenului etc.);
- 3) distanța față de așezări umane;
- 4) rezervații naturale, zone istorice, turistice, arheologice;
- 5) zone interzise, aeroport civil/militar, obiective de telecomunicații etc.;
- 6) caile de acces;
- 7) condiții de folosire a terenului: regimul juridic, concesiune/cumpărare;
- 8) posibilități de conectare la rețeaua electrică: distanță, nivel de putere etc.;
- 9) existența unor consumatori în zonă,
- 10) potențiali investitori în zonă;
- 11) potențiali autoproducători în zonă;
- 12) posibilitatea unui parteneriat public/privat
- 13) indicatori tehnico-economici favorabili investiției pe amplasamentul selectat.

6.2. Locații pentru aplicații solare

Având în vedere, potențialul energetic solar din România (cca. 1.275 kWh/m²/an – radiație globală incidentă în plan orizontal), distribuția potențialului solar (variații relativ reduse ≤200 kWh/m²/an în zone din sud și nord ale țării), echipamente solare (termice sau fotovoltaice), tipul aplicației - termică/electrică, se poate aprecia că orice zonă insorită (fără obstacole majore) este adecvată aplicației solare.

Amplasamente pentru aplicatii solar-termale (energie termica): permite amplasarea captatoarelor solar-termale, cu orientarea preferentiala spre Sud si inclinarea în functie de latitudinea locatiei; pe acoperisurile caselor/blocurilor, constructiilor adiacente (parcari acoperite etc.) sau teren pe care se pot amplasa colectoare solar-termale.

Amplasamente pentru aplicatii fotovoltaice (energie electrica): analize energetice preliminare si studii de teren au evidentiat ca principala zona pentru instalarea unor centrale solar-electrice este reprezentata de Dobrogea (judetele Constanta + Tulcea) si in Subcarpatii Meridionali sau Campia Romana, Campia de Vest și sudul Olteniei.

6.3. Amplasamente pentru aplicații eoliene

Pentru amplasamente aferente sistemelor eoliene s-au stabilit zonele de interes:

- zona Dobrogea;
- zona Banat;
- zona Moldova.

Zonarea locatiilor aplicatiilor eoliene



Stabilirea acestor zone s-a inițiat pornind de la faptul că sunt situate în subzonele de potențial eolian favorabil I-II corespunzător formelor de relief: dealuri și podișuri, montană, zona litorală/mare, campie (cu viteze ale vântului de peste 5 m/s), conform datelor cuprinse în harta eoliană a României; s-au investigat amplasamente favorabile din punct de vedere al vântului și s-au selectat locații de amplasare a turbinelor eoliene, ținând seama de planurile de cadastru, configurația terenului etc.

6.4. Amplasamente pentru aplicații energetice ale biomasei

Situația asigurării localităților cu energie termică prin termoficare; județe cu biomasă forestieră dar cu municipii și orașe fără distribuție de energie termică:

- Neamț: 2 orașe, 69 comune;
- Suceava: 2 orașe, 99 comune;
- Arad: 3 orașe, 66 comune;
- Caraș Severin: 6 orașe, 69 comune;
- Hunedoara: 5 orașe, 54 comune;
- Bihor: 2 municipii, 5 orașe, 90 comune;
- Bistrița Năsăud: 3 orașe, 56 comune;
- Maramureș: 6 orașe, 64 comune;
- Alba: 4 orașe, 65 comune;
- Brașov: 5 orașe, 45 comune;
- Covasna: 2 orașe, 34 comune;
- Harghita: 3 orașe, 52 comune;
- Mureș: 5 orașe, 85 comune.

Județe cu biomasă agricolă și posibilitatea unor aplicații energetice

- Brăila: 1 oraș, 40 comune;
- Buzău: 1 oraș, 80 comune;
- Constanța: 2 orașe, 54 comune;
- Galați: 2 orașe, 56 comune;
- Tulcea: 4 orașe, 44 comune;
- Călărași: 2 orașe, 48 comune;
- Dâmbovița: 4 orașe, 78 comune;
- Giurgiu: 2 orașe, 47 comune;
- Ialomița: 1 oraș, 50 comune;

- Teleorman: 84 comune;
- Mehedinți: 1 municipiu, 3 orașe, 59 comune;
- Arad: 3 orașe, 66 comune;
- Timișoara: 73 comune;
- Bihor: 2 municipii, 5 orașe, 90 comune.

6.5. Amplasamente pentru aplicații microhidroenergetice

Bazine hidrografice pe teritoriul României



Sursa: UPB, ENERO, Hidroelectrică.

Identificarea amplasatelor pe cursurile de apă s-a făcut pentru bazinele hidrografice ale râurilor Olt, Mureș și Tisa-Someș considerate reprezentative pentru dezvoltarea de aplicații microhidroenergetice.

(a) Bazinul hidrografic al râului Olt: Oltul drenează, pe 700 km pe cursul de la izvoare până la vărsarea în Dunăre, unități de relief cu condiții fizico-geografice diferite, pe o suprafață a bazinului de 24.900 km²; are izvoarele la circa 1.800 m altitudine, în nodul orohidrografic Hășmaș (Curmătura). Bazinul hidrografic Olt are o suprafață a bazinelor hidrografice de 31.066 km² și lungimea 5.029 km. Amenajarea hidroenergetică a râului Olt este cea mai importantă de pe râurile interioare; potențialul

teoretic liniar este de 457.906 kW, iar $p_{med} = 85,1 \text{ kW/km}$, cu variații de 0,3 kW/km-721 kW/km.

(b) Bazinul hidrografic al râului Mureș: situat în partea centrală și de vest a României, este cuprins între Carpații Orientali, Meridionali și Apuseni, iar sectorul inferior este amplasat în centrul câmpiei Tisei. Suprafața bazinelor hidrografice ale cursurilor de apă din bazinul hidrografic Mureș este 15.340 km², iar lungimea este 3.050 km. Pantele cursurilor de apă variază de la 10 m/km la peste 100 m/km. Dintre 306 sectoare inventariate, 39 sectoare au $p > 150 \text{ kW/km}$, potențialul specific variind de la 15 kW/km la 628 kW/km. Potențialul teoretic liniar al sectoarelor de râu totalizează 300.994 kW, având potențialul mediu $p = 74,6 \text{ kW/km}$.

(c) Bazinul hidrografic Tisa-Someș: afluent al fluviului Dunărea, Tisa superioară drenează toți afluenții de pe versanții vestici ai Carpaților Păduroși (Ucraina) și ai Munților Maramureș, din nordul Munților Rodnei și Lăpușului, precum și pâraiele nordice și estice din Oaș-Gutâi-Tibles; râurile din vest gravitează spre depresiunea tectonică a Maramureșului, considerată piața de adunare a apelor. Râul Someș este afluent al râului Tisa care, pe teritoriul României, are o lungime nu prea mare, iar suprafața cumulată a cursurilor de apă în bazinele hidrografice este 21.065 km², însumând 2.689 km; potențialul teoretic liniar al cursurilor de apă totalizează 177.197 kW și potențialul specific mediu este 65,4 kW/km.

6.6. Aplicații energetice geotermale

Aplicațiile geotermale au în vedere distribuția rezervelor de ape geotermale în funcție de temperaturile maxime de emergență de 120°C, respectiv 140°C; în ambele cazuri, aplicațiile sunt termice. Zonele de interes pentru aplicații termice, în particular cu pompe de căldură geotermice, sunt:

- 1) Felix ("1 Mai") Oradea;
- 2) Baia Sprie-Cavnic;
- 3) Toplița;
- 4) Miercurea Ciuc-Jigodin;
- 5) Geoagiu;
- 6) Herculane;
- 7) Căciulata-Olănești;
- 8) Mangalia.

7. ANALIZA ECONOMICĂ PE PROIECTE ÎN DOMENIUL SRE

1. Proiecte fotovoltaice. În concordanță cu premisele tehnice și economice, pentru rata de actualizare de 10%, rezultă că proiectele nu sunt rentabile din punct de vedere economic; veniturile obținute din tranzacționarea dreptului de emisii de CO₂ și a certificatelor verzi, conform reglementarilor actuale, nu conduc la o îmbunătățire sensibilă a indicatorilor economici.

2. Proiecte eoliene sunt rentabile pentru un preț de vânzare a energiei electrice peste 36,6 €/MWh. Fezabilitatea proiectelor eoliene este îmbunătățită datorită mecanismelor de promovare a proiectelor tip SRE prin valorificarea certificatelor verzi la un preț de cca. 40 €/1 CV. Veniturile din tranzacționarea dreptului de emisii de CO₂ în intervalul 2008–2012, la prețul de 8 €/tCO₂ (conf. Mecanism Joint Implementation, promovat prin Protocolul de la Kyoto) îmbunătățesc eficiența proiectelor de eoliene.

3. Proiecte microhidrocentrale sunt rentabile pentru un preț de vânzare a energiei electrice cuprins între 20 €/MWh și 36,6 €/MWh. Fezabilitatea proiectelor de microhidrocentrale este îmbunătățită datorită mecanismelor de promovare a proiectelor tip SRE prin valorificarea certificatelor verzi la prețul 24–42 €/1 CV (conf. H.G. nr. 968/2005). Veniturile obținute din tranzacționarea dreptului de emisii de CO₂ îmbunătățesc eficiența proiectelor.

8. FINANȚAREA PROIECTELOR DE VALORIFICARE A SRE

Procedura de investiție presupune eșalonarea activităților de profil după următorii pași:

Pasul 1 - prioritățile investiționale ale companiei:

- stabilirea listei proiectelor de investiții necesare;
- evaluarea lucrărilor și a costurilor aferente prin elaborarea documentațiilor specifice (Studiu de prefizabilitate & Studiu de fezabilitate);
- stabilirea programului de implementare a investițiilor (eșalonare lucrări de investiții).

Pasul 2 - capacitățile de a derula proiecte de investiții prin:

- capacitatea de finanțare - surse proprii rezultate din activitatea curentă;

- necesarul de surse atrase de finanțare.

Sursele proprii, pot fi constituite din cota de amortizare anuală aferentă fondului fix în proprietatea beneficiarului și profitul net.

Sursele atrase, pot fi:

- **Credite bancare** sau *finanțări rambursabile*;
- **Surse de capital privat** (investitori) – exprimă interes pentru producerea energiei electrice și termice;
- **Mecanisme promovate de Protocolul de la Kyoto** - constituie baza legală pentru reducerea emisiilor de GES (perioada 2008-2012 - prima etapă de angajament a Protocolului de la Kyoto. România are obligația de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră (GHG) cu 8% în prima perioadă de angajament, față de anul 1989.

Mecanisme promovate de Protocol pentru realizare obiective:

- Mecanismul implementării în comun (Joint Implementation – JI);
- Mecanismul de dezvoltare nepoluantă (Clean Development Mechanism – CDM);
- Mecanismul Comerțului Internațional cu Reduceri de Emisii (International Emission Trading – IET).

Pasul 3:

- încadrare proiect în categoria de proiecte după regula de finanțare;
- identificare producători de echipamente/contractorilor și finanțarea investiției.

Pasul 4:

- contactarea instituțiilor financiare în vederea obținerii fondurilor necesare finanțării;
- demonstrarea solvabilității societății;
- garantarea returnării fondurilor împrumutate;
- în vederea finanțării, banca aduce la cunoștință solicitantului hotărârea luată.

Pasul 5 - încheierea contractelor de vânzare energie electrică și/sau termică;

Pasul 6 - în cazul proiectelor de eficiență energetică și de mediu, se identifică investitori/parteneri cu granturi de energie (CO₂).

Pasul 7 - susținerea proiectelor de investiții cu documentație justificativă la Autoritatea națională de reglementare în domeniul energiei (ANRE) în vederea creșterii tarifelor cu cota de finanțare aferentă investiției.

BIBLIOGRAFIE

- *** Agentia Europeana de Mediu www.eea.europa.eu
- *** Agentia Nationala de Meteorologie <http://www.meteoromania.ro/>
- *** Agentia Romana pentru Conservarea Energiei <http://www.arceonline.ro>
- *** Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei <http://www.anre.ro>
- *** Comisia Europeana <http://ec.europa.eu/>
- *** Energie eoliana <http://www.energie-eoliana.com/>
- *** EUROSTAT <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>
- *** Software RETScreen International <http://www.retscreen.net>
- “Certificatul de origine pentru biomasa provenită din agricultură și industriile conexe, utilizată drept combustibil sau materie primă pentru producția de energie electrică” (Ord. 46/2012 – Ministerul Agriculturii și Dezvoltării rurale);
- “Foaia de parcurs către o Europă eficientă din punct de vedere energetic”;
- “Proceedings of the National Academy of Sciences”, Studiul Universitatii Harvard, publicat în 2010, de New York Times;
- “Strategia Europa 2020 pentru o creștere inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii”;
- Agenția Europeană de Mediu (www.fairbiotrade.org);
- Avantaje economice și de mediu ale energiilor regenerabile – teză de doctorat, autor Nicula Virgiliu, cond. șt. Prof. dr. Constantin Ciutacu, București, 2012;
- Cartea Albă a Comisiei Europene pentru o Strategie Comunitară “Energy in the future: renewable sources of energy”;
- Comănescu Mihaela, Politici energetice europene, Ed. Economică, București, 2000;
- Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Économique et Social Européen et au Comité des Régions, Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, Bruxelles, 2011;
- Directiva 2002/91/CE privind performanța energetică a clădirilor;
- European Renewable Energy Council; Renewable Energy House; Rue d'Arlon 63-67 - B-1040 Brussels, Belgium; E: erec@erec.org; www.erec.org;

Foaia de parcurs pentru energia regenerabilă – Energiile regenerabile în secolul XXI: construirea unui viitor mai durabil;
 Foaie de parcurs privind energia regenerabilă: evaluarea impactului SEC(2006) ;
 Georgescu-Roegen Nicholas, Legea entropiei și procesul economic, Ed. Politică, 1979;
<http://www.netl.doe.gov/smartgrid>
<http://www.smartgrids.eu>
<http://www.smartgrids.eu/documents/vision.pdf>
 Legea nr. 220/2008 privind promovarea producerii de energie regenerabilă;
 Planul Strategic European pentru Tehnologii Energetice (SET Plan);
 Programul Operațional Sectorial Creșterea Competitivității Economice (POS CCE);
 Raport anual ANRE, 2014;
 Raportul de progres în sectorul biocarburanților SEC(2006);
 Renewable Energy Industry Roadmap for Romania;
 Strategia Comunitară “Energy in the future: renewable sources of energy”;
 Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020;
 Strategia în domeniul biodiversității pentru anul 2020”;
 Strategia națională de valorificare a surselor regenerabile de energie;
 Wind in Power–2011 European statistics; The European Wind Energy Association, Feb. 2012.



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”

Domeniul strategic 6: Cercetări pentru dezvoltarea durabilă a țării (economic, social, juridic, mediu)

Direcția prioritară: 6.21. Noua Enciclopedie a României.
Cunoașterea enciclopedică a României

Tema de cercetare: 6.21.3. Evoluția sectorului energetic din România, 2019



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU
CENTRUL PENTRU PROMOVAREA ENERGHIILOR
REGENERABILE ȘI EFICIENȚĂ ENERGETICĂ

EVOLUȚIA SECTORULUI ENERGETIC DIN ROMÂNIA

Coordonator:
Dr. Filip Cârlea

Autori:

Dr. Iulian IANCU

Prof. univ. dr. Nicolae GOLOVANOV

Dr. Cătălin MARINESCU

Mst. Agnes BISOC

Dr. Irina BĂNCESCU

CUPRINS

INTRODUCERE.....	7
1. EVOLUȚIA ISTORICĂ PRIVIND ENERGIA ELECTRICĂ ÎN ROMÂNIA.....	8
2. ENERGIE ELECTRICĂ VS INDUSTRIALIZARE	14
CONCLUZII	25
BIBLIOGRAFIE.....	27

INTRODUCERE

Progresul social și economic al societății este caracterizat, de regulă, prin creșterea consumului de energie. Energia electrică datorită, în principal, posibilităților de a fi transportată relativ cu ușurință la distanțe foarte mari, distribuită și transformată în alte forme de energie, a avut și are un rol deosebit în progresul omenirii. Energia electrică are un rol important, având o distribuție geografică echilibrată, cu proprietatea de a se transforma în altă formă de energie, se poate transmite la distanțe mari și este folosită în toate domeniile de activitate. În anul 1850, 15% din energia de care dispunea omenirea aparținea forței musculare a oamenilor, 79% provenea de la forța fizică a animalelor domestice și numai 6% reprezenta lucrul mecanic de la roțile hidraulice, morile de vânt și mașinile cu abur. În prezent, în balanța energetică a omenirii, ponderea efortului fizic al oamenilor și animalelor domestice este circa 1%, restul este energie obținută din resursele energetice ale naturii înconjurătoare.

Momentul istoric al începerii utilizării energiei electrice este consemnat în SUA (13 septembrie 1882), când Thomas Edison a pus în funcțiune prima centrală electrică publică la New York, cu o rețea de distribuție pentru câteva zeci de abonați.

Din anul 1880, după realizarea primelor centrale electrice în lume, care foloseau motoare termice (mașina cu abur - 1769, motorul cu explozie - 1860, turbina cu abur - 1884, motorul cu combustie internă - 1897 și turbina hidraulică pentru antrenarea generatoarelor electrice), producerea și utilizarea energiei electrice a început să se „se propage” în România.

România și energicienii ei se află, din anii 1882-1883, în competiție cu timpul și cu provocările tehnice pentru a răspunde solicitării privind energia în viața economică și socială a vremii. Puterea instalată în centrale electrice a crescut și s-a diversificat, tehnologia de producere, rețeaua de transport și distribuție de asemenea, formele de administrare și de conducere ale acestor activități s-au adaptat schimbărilor tehnice și economice interne, regionale sau mondiale, iar școala tehnică românească a început să formeze specialiști în domeniu odată cu dezvoltarea sectorului energetic.

1. EVOLUȚIA ISTORICĂ PRIVIND ENERGIA ELECTRICĂ ÎN ROMÂNIA

Producerea energiei electrice în România, de la început până în prezent, s-a bazat și se bazează pe centrale termoelectrice și de termoficare, în principal cu resurse energetice proprii, iar energetica românească a fost și este în pas cu energetica europeană și cu cea mondială [1]. De exemplu, atât în SUA cât și în România s-a trecut, în același an, la utilizarea energiei electrice. Astfel, la București și Bușteni, în același an (1882), se aprindeau becurile, utilizând energie electrică produsă în centrale locale de mică putere cu prima instalație fiind pusă în funcțiune în București, la Palatul Regal (pe Calea Victoriei).

Pentru prima dată, iluminatul electric stradal din Europa s-a realizat la Timișoara în anul 1884, iar primul spital din Europa iluminat electric a fost Spitalul Militar din București, în anul 1885. Teatrul Național din București a fost al 3-lea teatru din Europa iluminat electric - în anul 1885, urmat, în anul 1886, de Teatrul Național din Craiova și, un an mai târziu, iluminatul public în oraș.

Anii 1882-1883 au marcat introducerea luminatului electric în București, cu prima centrală electrică, cu linii de distribuție, pusă în funcțiune în București, cu caracter demonstrativ.

Centrala era amplasată pe terenul din Calea Victoriei, unde, mai târziu, s-a înființat Biblioteca Fundației regale (în prezent, Biblioteca Centrală Universitară) și era echipată cu cazan mobil cu abur și dinamuri Bruch (cu tensiunea de producere și distribuție 2.000 V - curent continuu). De la centrală plecau două linii electrice, una subterană pentru iluminatul exterior al Teatrului Național din Calea Victoriei și a doua, realizată un an mai târziu (în soluție aeriană) pe străzile Șirbei Vodă, Plevnei și Panduri (cca. 4 km), pentru iluminatul Palatului Cotroceni. Aceasta a fost prima linie electrică din țară care ilumina, începând din 1889, grădina Cișmigiu. În 1894 s-a inaugurat prima linie de tramvai electric, pe ruta Cotroceni-Obor, fiind printre primele tramvaie electrice din Europa.

Existența în România, încă din 1882, a instalațiilor de producere și utilizare ale energiei electrice, a fost menționată în lucrarea internațională "1880-1990 Un siècle d'électricité dans le monde", editată de Association pour l'histoire de l'électricité, la Paris, în anul 1986.

Ulterior a proliferat instalarea de grupuri electrogene locale, cu un număr de peste 50 până în anul 1906, montate la Atelierele căilor ferate de la Gara de Nord, la Abatorul comunal (1888) și pentru alimentarea primei linii de tramvai electric, realizată în 1894, pe bulevardele est-vest nou deschise. Linia inițială făcea legătura între cartierele Cotroceni și Obor și era deservită de 8 tramvaie, fiecare cu vagon motor și remorcă.

Aceste începuturi la București sunt simultane cu cele similare din alte orașe din Europa. În București, Primăria avea două mici uzine instalate la Palatul Eforie și la Monetăria Statului. De asemenea, multe imobile publice și mulți particulari, printre care primarul Pache Protopopescu și-au instalat uzine proprii, înainte de 1900.

În anul 1906 s-a reînnoit concesiunea pentru electricitate, în societatea anonimă română cu numele de „Societatea Generală de Gaz și de Electricitate din București”. La 1 septembrie 1908 s-a pus în funcțiune Uzina Electrică Filaret, construită în perioada 1907-1908, pe terenul Uzinei de Gaz de la Filaret (realizată în 1871), care furniza energie la Teatrul Național, în deschiderea stagiunii de toamnă (primarul capitalei - Vintilă Brătianu). Uzina a fost echipată cu motoare Diesel (675 CP, de la firma Carels Frèresgand, Belgia), primele în lume cu această putere și cu generatoare Siemens-Schuckert (Berlin).

După 1912, odată cu apariția becurilor cu filament de wolfram, care a redus consumul de energie de până la 3-6 ori, față de becul cu filament de cărbune, a fost pusă în funcțiune centrala electrică Grozăvești (2 turbogeneratoare, de 1.000 kW fiecare), care alimenta rețeaua pentru tramvaie electrice, iluminat public și casnic. În același an, a intrat în exploatare prima substație de transformare (800 Vcc), pentru alimentarea tramvaielor, pe bulevardul Carol I. Interconectarea celor 2 centrale electrice, Filaret și Grozăvești, s-a realizat după primul război mondial, în urma înțelegerii dintre Societatea Generală de Gaz și Electricitate și Primăria București, care deținea Uzina Grozăvești. În anul 1926, puterea instalată în centralele din București era 30 MW.

În perioada 1908-1920, numărul posturilor de transformare a crescut la 200, iar puterea instalată în acestea s-a mărit de la 2,5 MVA, la 10 MVA, lungimea rețelei de 5 kV a crescut cu 35 km, iar cea a rețelei de joasă tensiune cu aprox. 100 km. În anul 1924 s-a realizat prima conexiune cu "sistemul energetic" din Valea Prahovei, printr-o linie electrică aeriană de 60 kV, cu lungimea de 80 km, care alimenta orașul București prin stația 60/5 kV Grozăvești, acestea fiind primele instalații de 60 kV din România. Industria electrotehnică din România a avut o perioadă a "copilăriei" (finele sec. XIX – prima parte a sec. XX) și o etapă de "adolescență și

maturitate" (perioada 1945-1990). În perioada "copilăriei", care a durat până în anii 1950, s-au creat primele unități de referință ale industriei specifice, s-au format primii specialiști, s-au dezvoltat primele nuclee de știință și tehnologie în domeniu, în care ingineri români, precum Constantin Bușilă, au construit primele etape ale școlii de electrotehnică în România interbelică.

După 1950, industria electrotehnică a reprezentat vectorul de aplicare tehnologică în întreaga economie. Necesitatea dezvoltării sectorului energetic care să asigure dezvoltarea de echipamente electrotehnice pentru celelalte sectoare industriale cu planuri de dezvoltare ambițioase au impus o strategie realistă, cu un detașament de specialiști care să rezolve nevoile ridicate de dezvoltare industrială a țării.

Producerea energiei electrice – *premieră națională*

La Centrala diesel-electrică Filaret din București au fost puse în funcțiune 3 grupuri Diesel de 675 CP în anul 1908, iar în anul 1929 unul de 5.000 CP, cele mai mari unități energetice din Europa, la vremea respectivă.

Prima întreprindere de electricitate din țară a funcționat la Timișoara, în anul 1884 (aceeași societate a construit prima cale ferată electrificată, Arad-Radna, în anul 1913). Primele centrale hidroelectrice (CHE) din țară s-au pus în funcțiune în anul 1886, la Suceava (CHE Iacobeni) și la București (CHE Grozăvești). În anul 1890, au început să funcționeze primele centrale electrice locale la Brăila, Fetești, Târgu Mureș și Zlatna. Centrala hidroelectrică de la Fetești furniza energie electrică, în principal, pentru construirea podului metalic de către Anghel Saligny. Cu 110 ani în urmă, în timp ce microcentrala din Fetești producea energie electrică pentru realizarea podului "Anghel Saligny", nici cei mai îndrăzneți visători ai energiei românești, nu ar fi gândit că în vecinătatea podului, după un secol, va fi posibil ca atomul să producă energie electrică pentru România.

Prima comună electrificată din țară, cu energie electrică de la centrala hidroelectrică de 80 kW pe râul Bârza, a fost comuna Topleț - aproape de Turnu Severin, în anul 1893.

În agricultură, pentru prima dată s-a folosit energia electrică la treieratul grâului, lângă Sibiu, în anul 1899. Iar prima stație de convertizoare din România s-a construit la Sibiu, în anul 1902, care a permis ca, din anul 1904, să circule primul troleibuz din țară, în orașul respectiv.

La Turnu Severin, iluminatul electric s-a introdus în anul 1907, odată cu punerea în funcțiune a primei centrale electrice echipată cu 3 motoare Diesel-Sulzer de 120 CP fiecare, care asigurau funcționarea a trei generatoare de curent continuu (80 kW fiecare), unde „1 kilowatoră (kWh) – la

lumină electrică, fixat la 50 bani, cel mai ieftin din toată țara”, se achita în același oraș - Turnu Severin.

Anul 1930 a fost marcat prin punerea în funcțiune a două centrale electrice din afara capitalei, centrala hidroelectrică (CHE) Dobrești (16 MW) și centrala termoelectrică (CTE) Schitul Golești (3x5 MW), ceea ce a impus introducerea în București a rețelei electrice cu tensiunea 110 kV. Astfel, capitala a început să fie alimentată cu energie din aceste centrale prin linia electrică de 110 kV de la CHE Dobrești la Stația electrică Grozăvești (110/30/5 kV), conectată în Stația Târgoviște (110/60 kV) cu linia de 60 kV, alimentată din CTE Schitul Golești. Aceste instalații au constituit nucleul viitorului Sistem Energetic Național. Între anii 1930-1931 s-a construit și s-a pus în funcțiune prima rețea electrică de transport pe stâlpi de beton armat din țară (Grozăvești-Arcuda-Ulmi), cu izolație elastică.

Orașul București a devenit al doilea oraș european, după Berlin, cu o ”suprarețea de 30 kV”, realizată între anii 1931-1933, prin punerea în funcțiune a 2 stații de 30/5 kV (Grozăvești 2x15 MVA -1931 și Grivița - 1934), cu 2 cabluri de la Grozăvești la Filaret, respectiv 2 cabluri de la Grozăvești la Obor și un cablu de la Grozăvești la Grivița.

Electrificarea, una din realizările tehnice principale ale României a contribuit în mare măsură la dezvoltarea economică, socială și culturală a țării, ale cărei începuturi sunt în anul 1882 și a urmat o dezvoltare continuă, dar relativ modestă, până în anul 1950.

În perioada respectivă, producția de energie electrică era realizată în centrale electrice care produceau doar pentru o localitate, cu scopul de a se realiza, în primul rând, iluminatul electric stradal și casnic, distribuția fiind făcută cu rețea la joasă tensiune. Însă, s-au realizat unele electrificări regionale, alimentate de cel puțin două centrale electrice, la tensiune înaltă, în zone unde începuseră să apară exploatări miniere sau petrolifere, precum și unele unități industriale. La nivelul anului 1920, aproape toate orașele importante ale țării dispuneau de energie electrică, iar până în 1950 și după, utilizarea energiei electrice s-a extins continuu, nu numai pentru iluminat, ci și pentru forță motrice și tracțiune urbană.

Resursele de energie primară folosite pentru producerea energiei electrice erau petrol, gaze naturale, cărbune și potențialul hidroenergetic. Prima extracție de petrol din lume care a utilizat energia electrică a fost la Schela Bucea, lângă Câmpina, în anul 1897.

În perioada 1933-1938, s-au majorat rețelele de distribuție de 5 kV de la 350 km la 670 km, iar numărul posturilor de transformare de la 350 la 450.

În etapa 1920-1930, puterea instalată în centrale locale și în stații de interconexiune a crescut cu 600%, iar puterea maximă a crescut cu 470%.

În perioada 1930-1940, puterea maximă cerută a crescut cu 180%, în timp ce puterea instalată a crescut cu 150%. În perioada dintre anii 1940-1950, consumul anual de energie electrică a crescut de la 190 GWh la 300 GWh.

Între anii 1943-1951, puterea instalată s-a majorat cu numai 1,5%, respectiv cu 41% cantitatea de energie electrică livrată.

În timpul celui de-al doilea război mondial, consumul de energie electrică s-a diminuat, precum și ritmul de dezvoltare a instalațiilor pentru alimentarea cu energie electrică a orașului București. În plus, uzura și degradarea instalațiilor electrice s-a accentuat, fiind afectată continuitatea alimentării consumatorilor. După cel de-al doilea război mondial, s-a reorganizat sectorul energiei electrice, astfel la 5 aprilie 1947 s-a înființat Direcția Electricității în cadrul Ministerului Industriei, iar în anul 1948, după naționalizare, s-a înființat Centrala Industrială a Energiei Electrice în Ministerul Industriei și s-au reorganizat unitățile de producere, transport și distribuție a energiei electrice. Societatea de Gaz și Electricitate a devenit Societatea Generală de Electricitate (SGE) București, iar din anul 1948 s-a înființat Întreprinderea Regională de Electricitate București, în cadrul Centralei Industriale a Energiei Electrice. În 1949, s-au înființat Ministerul Energiei Electrice și Industriei Electrotehnice, Institutul de Studii și Proiectări Energetice (ISPE), întreprinderea Energoconstrucția și întreprinderea Electromontaj.

Între anii 1945-1950, s-au reluat lucrările de renovare, reparații și reamenajare ale instalațiilor existente acordându-se atenție deosebită mării duratei de utilizare a capacității instalate în centrale, precum și a rețelelor electrice existente. După 1948, dezvoltarea economică s-a făcut pe baza unor hotărâri politice care vizau construcția întreprinderilor industriale și dezvoltarea unităților comerciale, de învățământ, asistență socială, edilitar-administrative, precum și a construcției de locuințe în mari cartiere. Creșterea economică s-a reflectat în creșteri ale consumului de energie electrică și în programe de dezvoltare continuă a instalațiilor de alimentare cu energie electrică, asociată cu dezvoltări similare în rețelele electrice de distribuție.

Începând cu anul 1950, dreptul stabilit prin lege de a produce, transporta, distribui și vinde energie electrică aparținea statului. Statul exercita acest drept prin Ministerul Energiei Electrice (MEE), pe baza prevederilor planului de stat. Prin lege au fost stabilite principiile de urmat pentru producerea, transportul, distribuirea și vinderea energiei electrice, iar prin decrete/lege s-au instituit sarcinile și responsabilitățile MEE. Din anul 1950, în programe de dezvoltare a sistemului energetic se prevedea

dotarea centralelor electrice cu utilaje performante, la nivelul tehnicii timpului respectiv.

Cererea de energie electrică a crescut în 1950 cu 41% față de anul 1943, ceea ce a condus la inițierea unui plan de dezvoltare energetică, la început anual și zonal, care prevedea lucrări de extindere ale vechilor instalații și de noi investiții. "Planul de Electrificare a țării" pentru decada 1950-1960 (aprobat la 26 octombrie 1950) prevedea, printre altele, concentrarea producției de energie electrică în centrale mari cu randamente ridicate și crearea Sistemului Energetic Național. Primul plan cincinal de electrificare a României (1950-1955), urmat de etapele următoare pentru dezvoltarea sectorului energiei electrice și termice și crearea viitorului Sistem Energetic Național, conform cerințelor economiei și dezvoltării sociale, presupunea dezvoltarea coordonată a infrastructurii energetice. În acest scop, pentru adoptarea de soluții energetice și proiectarea de capacități energetice s-au creat Institutul de Studii și Proiectări Energetice (ISPE), în anul 1949, Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice (ISPH), Institutul de Reactori Nucleari Energetici (IRNE) ș.a.

2. ENERGIE ELECTRICĂ VS. INDUSTRIALIZARE

După 1950, în procesul de industrializare accelerată a țării s-a acordat prioritate centralelor termoelectrice având ca combustibil cărbunele, păcura sau gazele naturale, deoarece amenajările hidroenergetice nu erau posibil să fie realizate în timp util și nu aveau capacitatea suficientă. Planul general și soluțiile tehnologice, referitoare la părțile termomecanică, electrică și automatizări s-au stabilit de furnizorii echipamentelor, iar soluțiile privind amplasamentul, construcțiile, partea hidrotehnică, respectiv instalațiile auxiliare au fost stabilite aproape exclusiv de specialiștii din țară, în principal din institute și unități de specialitate (de exemplu ISPE). În 1959, a avut loc punerea sub tensiune a primei linii electrice subterane de 110 kV (cablu subteran), între stația București-Centru și cabina Aurora (instalație de conectare cu linia electrică aeriană de 110 kV); cablul a fost pus sub tensiune la 25.10.1961, când s-a dat în funcțiune în stația București-Centru, cu primul transformator de 110/30/5 kV (40 MVA, de tip interior), fabricat la Electroputere Craiova. În anii următori, s-a închis bucla liniei electrice Fundeni-Jilava-Grozăvești, fiind prima porțiune a inelului exterior la tensiunea de 110 kV, care a contribuit, în mare măsură, la creșterea siguranței în alimentarea cu energie a consumatorilor.

După anul 1960, ritmul de dezvoltare a centralelor electrice a crescut și, în timp relativ scurt, puterea sistemului energetic a ajuns la cote superioare. În perioada dintre anii 1950-1970, în România, hidrocarburile (petrol și gaze naturale) erau combustibili disponibili, cu eficiență economică și energetică superioară datorită posibilității obținerii în termen scurt, cu investiții minime, în comparație cu cărbunele. În același timp, centrale electrice cu hidrocarburi, mai ales cu gaze naturale, comparativ cu cele cu cărbuni, aveau durata de realizare mai scurtă, la prețuri mai mici și cu eficiență economică mai ridicată.

Evenimentele din Orientul Mijlociu dintre anii 1970-1971 au declanșat o criză a energiei și au reprezentat semnalul de alarmă și în România asupra perspectivei de epuizare a zăcămintelor de țiței și de gaze naturale. Aceasta a determinat creșterea substanțială a aportului cărbunilor la producerea de energie electrică, în locul păcurii și gazelor naturale. În anul 1955, consumul de păcură, motorină și gaze naturale în producția de

energie electrică a fost 77,4%, iar ponderea cărbunelui 19,5% (în anul 1989, aportul păcurei, motorinei și gazelor naturale a ajuns la 59,2%, iar aportul cărbunelui la 38,6 % (păcura și motorina au scăzut de la 35,7%, la 13,5%). Electrificarea României a început în urmă cu 120 de ani. Planul de electrificare în economia centralizată prevedea construirea, punerea în funcțiune și conectarea la sistemul energetic național a unor capacități în hidrocentrale și termocentrale electrice, echipate cu grupuri de putere de la câțiva megawați la sute de MW (de exemplu, hidrocentrale la Bicaz, Porțile de Fier I, Porțile de Fier II; termocentrale la Ovidiu, Doicești, Paroșeni, Iernut, Mintia, Ișalnița, Rovinari, Turceni).

Aceste centrale, care livrau energie electrică și termică, au format specialiști cu experiență în energetica românească. Puterea instalată în centralele electrice din România s-a majorat de peste 30 de ori în 40 de ani, astfel a crescut de la 740 MW în anul 1950, la 22.900 MW în 1989. Astfel, în centrale hidroelectrice s-a ajuns la o putere de cca. 5.800 MW.

Creșterea consumului de energie a necesitat adaptarea rețelei electrice existente impusă de dezvoltarea urbanistică a orașului București, realizându-se noi căi de comunicații, extinderea transportului în comun electrificat, punerea în funcțiune a primei linii de metrou, construirea de cartiere de locuințe și construcții social-culturale și edilitare.

Rețeaua de transport și distribuție de 110 kV s-a dezvoltat intensiv, precum și numeroase stații de transformare de 110/5kV (10) kV, care au fost puse în funcțiune la Jilava, Militari, Pipera, IMGB, Solex, Dudești, Fabrica de Cabluri și Materiale Electroizolane, Nord, Crângași și Centru ș.a. Trecerea la tensiunea 220 kV a avut loc în anul 1963, când a fost pusă sub tensiune LEA 220 kV dintre CHE (centrala hidroelectrică) Bicaz și CTE (centrala termoelectrică) Fântânele în Ardeal, realizându-se astfel legătura energetică dintre Moldova și Ardeal. În anul 1965, a devenit operațională linia electrică la tensiunea 400 kV, prin punerea în funcțiune a unei linii între România (Iernut) și Ucraina (Mukacevo), la acea dată în structura URSS.

După anul 1970, zone industriale noi (de exemplu, platforme industriale Militari, Pipera, IMGB, Republica și Dudești) erau alimentate cu energie din stații la tensiunea de 110 kV (*tensiune medie*), reprezentând până la 10% din consumul de energie electrică în sectorul industrial. Rețeaua de 110 kV s-a dezvoltat prin realizarea unor stații de 110 kV - alimentate radial sau în buclă, din zone diferite, pe căi și trasee distincte, cu posibilitatea preluării consumului de putere din două noduri de conexiune cu sistemul separate, respectiv rezervarea 100% la nivelul liniilor de 110 kV și al surselor de alimentare din sistem. Inelul exterior de

110 kV s-a realizat cu linii electrice aeriene și linii subterane - diagonalele care traversau orașul s-au realizat în cablu electric subteran (110 kV - cabluri de tipul cu ulei sub presiune, monofazice, cu capacitate de transport de 80-120 MVA).

Modificarea concepției constructive a unor elemente de rețea a fost impusă de dezvoltarea urbanistică a orașului București, de creșterea densității de sarcină și a tensiunii de distribuție și de utilizare. S-a evitat amplasarea punctelor de alimentare, a posturilor de transformare și a cutiilor de distribuție în subteran, preferându-se soluția înglobării lor în construcțiile obiectivelor alimentate cu energie, inclusiv la parterul blocurilor de locuințe sau în construcții supraterane independente.

În anul 1979, s-a dat în folosință prima galerie subterană vizitabilă pentru instalații edilitare din țară, pe bulevardul 1 Mai (Filantropia), în paralel cu galeria pentru termoficare, apă, telefonie și cabluri electrice din rețeaua de distribuție a orașului. Pentru îmbunătățirea exploatării s-a stabilit realizarea unui dispecer central pentru rețeaua de 110 kV, cu 4 dispeceri locali pentru circuite de tensiune medie. În perioada 1968-1970, s-au implementat Dispecerul central și Dispecerul local Nord.

Metroul a reprezentat, începând din anul 1976, un consumator important în municipiul București - magistrala 1 a fost alimentată cu energie electrică la tensiunea de 10 kV din stații IDEB existente, într-o schemă care asigură un grad ridicat de siguranță în funcționare. Instalațiile de iluminat public s-au modernizat, iar corpurile de iluminat s-au dotat cu sistem optic cu repartitie corespunzătoare a intensităților luminoase și protecție eficientă împotriva apariției fenomenului de orbire. La început, corpurile de iluminat erau procurate din import (de exemplu, de la Philips-Olanda), iar după 1970, a început asimilarea treptată și fabricarea în țară a unor corpuri de iluminat cu un nivel tehnic și calitativ ridicat. În 1970, rețeaua de iluminat public a capitalei a început să fie comandată dintr-un punct central, cu celule fotoelectrice.

După anul 1960, s-au realizat în București instalații de iluminat arhitectural pentru monumente și clădiri reprezentative, în scopul de a se evidenția, pe timpul nopții, caracteristicile arhitecturale ale ansamblurilor respective (ex.: Ateneul Român, Arcul de Triumf, Palatul din Piața Victoriei, Casa Centrală a Armatei, Sala Palatului și Clădirea Mării Adunări Naționale). În acei ani, cererea de energie electrică a crescut, consumul realizat în 1972 fiind 2.815 GWh. Consumul casnic a crescut de la 30 GWh, în 1940, la 610 GWh, în 1972, iar ca pondere în consumul total aproape s-a dublat (de la 14.2% la 21.7%); numărul de consumatori casnici a crescut de la 98.000, în 1944, la 450.000, în 1972. Consumul anual de energie electrică

a înregistrat o creștere aproape constantă până în anul 1977, când a atins nivelul maxim de 3.585 GWh. Evoluția cererii de energie electrică a fost determinată de creșterea numărului de consumatori (în special consumatori casnici; în perioada 1975-1979 a crescut de la 521.115 la 610.836), de dezvoltarea industrială și comercială și de diversificarea aparatelor electrocasnice ale populației.

Dispecerul Energetic Național (DEN)

Siguranța funcționării sistemului energetic înseamnă coordonarea și echilibrarea în fiecare moment a producției centralelor cu consumul, a configurației rețelei și a acțiunilor din instalații, în scopul menținerii parametrilor de calitate a energiei la frecvența nominală 50 Hz, a unității sistemului și a continuității în alimentarea cu energie electrică. Consumurile se modifică permanent - noaptea față de zi, vara față de iarnă, zi de lucru față de zi de sărbătoare. Puterile disponibile ale centralelor electrice oscilează și ele continuu din motive interne, precum alimentarea cu combustibil, debitul sau nivelul de exploatare în cazul centralelor hidroelectrice, posibilele defecțiuni interne la turbine și grupuri electrogene, ieșirile din funcțiune ale unor grupuri sau cazane energetice, lucrări de mentenanță, volatilitatea producției din centralele regenerabile. Dispecerul energetic este cel care trebuie să asigure funcționarea continuă, sigură și economică a sistemului, precum și schimburile pe liniile de interconexiune cu sistemele energetice ale țărilor învecinate, respectând convențiile existente între parteneri și operarea în condiții de siguranță, la standardele impuse de organismele europene. Dezvoltarea alimentărilor cu energie electrică a evoluat într-o succesiune de etape, pe întreg teritoriul țării, în corelare cu solicitările de creștere a consumului de energie.

Sistemul Energetic Național (SEN) asigură producerea și distribuirea energiei electrice, din România și cuprinde centrale electrice și rețele de distribuție interconectate de pe teritoriul țării (centrala electrică este un ansamblu de clădiri, mașini, aparate, instrumente și conducte, care servesc la producerea energiei electrice, cu ajutorul generatoarelor electrice sau prin conversia directă a energiei solare). Dispecerul Energetic Național se poate asemăna cu organismul uman - rolul vital pe care arterele și venele îl au pentru corpul omenesc se poate compara cu rolul rețelei electrice de transport, cu inima și creierul sistemului electroenergetic românesc.

În perioada 1950-1960, s-a unificat sistemul electroenergetic, prin racordarea zonelor Oltenia, Baia Mare, Oradea, Banat, Iași, Galați, Moldova, Suceava și Dobrogea. În aceeași zi cu Unirea Principatelor Române cu

Moldova (24 ianuarie 1959), dar la 100 de ani distanță în timp, a avut loc racordarea la SEN a zonei Moldova. La 1 februarie 1955, s-a înființat „Dispecerul Energetic Național-DEN”, denumit Serviciul Dispecer Național. La 13 iunie 1955, a intrat în funcțiune prima tură a Dispecerului Energetic Național - DEN. Serviciul DEN a asigurat punerea în practică a primului regulament de dispecer, care a marcat unificarea conducerii operative în România din punct de vedere organizatoric și al funcțiunilor.

După anul 1960, s-au pus în funcțiune centrale electrice mari (termocentrale și amenajări hidroelectrice), cu linii electrice de 110 kV, la care s-au adăugat linii de transport de 220 kV și de 400 kV.

La 17 oct. 1963, în cadrul CAER, Sistemul Energetic Național s-a interconectat cu sistemele energetice vecine, cu sediul la Praga. Între anii 1970-1980, s-a dezvoltat conducerea operațională prin dispecer a sistemului energetic național. În 1972, s-au format, ca o necesitate pentru operarea SEN, cele cinci centre de dispeceri teritoriale coordonate administrativ de către DEN. S-a trecut apoi la conducerea operativă cu ajutorul unui sistem informatic, dotat cu calculatoare de proces, care asigurau supravegherea în timp real (online) a instalațiilor prin funcțiile tip SCADA și EMS, ceea ce a marcat un salt calitativ, acest sistem informatic fiind printre primele din Europa.

După 1989 sau depus eforturi mari pentru redresarea SEN, dar pe fondul unei scăderi masive a consumului, iar țelul principal al DEN a fost reluarea funcționării la frecvența de 50 Hz și interconectarea SEN cu rețeaua europeană. La 1 august 2000, s-a înființat Compania Națională Transelectrica, iar DEN a devenit Unitate Operațională a Transelectrica. DEN a adaptat și implementat metodologii moderne de analiză a reglajului frecvenței și a schimbului de energie, de prognoză a regimului de funcționare a congestiilor în rețea, de achiziție și schimb de date, de coordonare a funcționării rețelei și de alocare a drepturilor de utilizare a capacităților de interconexiune, care să permită funcționarea interconectată în condiții de siguranță și de calitate deosebite. Transelectrica este membru al Uniunii pentru Coordonarea Transportului Energiei Electrice (8 mai 2003).

Sistemul Electroenergetic Național (SEN) a fost structurat în anul 1958, prin interconectarea sistemelor electroenergetice locale și s-a dezvoltat ulterior în corelare cu construcția centralelor electrice, având în vedere zonele excedentare și deficitare de energie electrică, precum și nevoile de interconectare cu sisteme electroenergetice ale țărilor vecine.

În anul 2000, principalii producători de energie electrică, la nivelul SEN, erau societăți specializate după tipul sursei energetice consumate, astfel Termoelectrica (20 sucursale) – producție de energie electrică în

centrale termoelectrice cu grupuri pe cărbune și hidrocarburi și în centrale de cogenerare, care produceau și energie termică; Hidroelectrică – producție de energie electrică în centrale hidroelectrice cu acumulare și pe firul apei; Nuclearelectrică (sucursala de producere de energie electrică) funcționa (și în prezent) pe bază de uraniu natural și apă grea; Transelectrică asigură funcționarea și administrarea Sistemului național de transport energie electrică.

Puterea totală instalată a capacităților existente în centrale electrice a fost de 22.589 MW, la începutul anului 2000. Nivelul tehnologic al capacităților este relativ scăzut. Gradul de poluare, deși s-a redus ca urmare a scăderii producției și a ponderii crescute a producției de energie hidro și de energie nucleară, continuă să prezinte posibilități de reducere, în special la emisiile de SO₂ și de pulberi.

O serie de investiții lansate înainte de 1990 în termocentrale și mai ales în hidrocentrale se află în diverse stadii de execuție. Unele dintre acestea, considerate viabile economic, vor primi sprijin financiar din partea statului în vederea finalizării, se afirmă în „Strategia națională de dezvoltare energetică a României pe termen mediu”. Aceasta s-a realizat într-o mică măsură.

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde totalitatea rețelilor electrice de 750 kV, 400 kV și 220 kV. Elementele sistemului de transport prezintă o uzură medie de 56% pentru stații și de 67% pentru linii - se resimte lipsa contorizării și a informaticii de gestiune a consumurilor de energie.

Infrastructura sectorului de distribuție a energiei electrice, pe teritoriul României, este alcătuită din rețelele electrice de distribuție, care asigură vehicularea energiei electrice de la nodurile rețelei electrice de transport (220 kV și 400 kV) și din centrale electrice care debitează până la tensiunea 110 kV.

Strategia națională de dezvoltare energetică a României pe termen mediu 2001-2004 s-a aprobat în 2001 de guvernul României. În anul 2000, Ministerul Industriei și Resurselor a elaborat proiectul pentru Legea energiei electrice și termice, adoptată de Parlament în 2003, prin care se stabilea cadrul de reglementare pentru desfășurarea activităților în sectorul energiei electrice și al energiei termice produse prin cogenerare.

Starea sistemului electroenergetic din municipiul București, în anul 1980:

– energia electrică se producea în 3 centrale electrice de termoficare (București Sud, București Vest și Grozăvești) și 3 stații de injecție din Sistemul Energetic Național: București Sud 400/220/110 kV, București Vest (Domnești) 400 kV (200 kV)/110 kV și Fundeni (București Est) 220/110 kV;

–rețeaua de transport, la care erau racordate stațiile de injecție din sistem, organizată sub forma unui inel exterior incomplet (*deschis în partea de vest și nord*), funcționa la tensiunea de 400 kV - zona sud, respectiv la 220 kV - zona de est; exista o rețea de transport, la tensiunea 110 kV, într-un inel deschis în zona de nord-vest și o diagonală legată între două surse de injecție puternice, la vest și la sud.

După aproape o jumătate de secol, în 1949, prima linie de troleibuz de la Piața Victoriei la hipodromul Băneasa (în prezent, Casa Presei Libere). Rețeaua de distribuție urbană de tensiune medie (20 kV) s-a introdus treptat, în funcție de lucrările de sistematizare urbană, gradul de încărcare al instalațiilor existente de 10 kV, repartitia densităților de sarcină și posibilitatea asigurării sursei de alimentare la tensiunea de 20 kV. Pentru pregătirea trecerii la tensiunea 20 kV, începând cu perioada 1980-1981, s-au realizat lucrări noi sau reamenajări de stații de transformare, posturi de transformare și linii electrice subterane. Rețeaua de alimentare la tensiunea 10 kV s-a desființat treptat, odată cu introducerea tensiunii de 20 kV - cabluri-fider cu izolație de 20 kV s-au integrat în rețeaua de distribuție de 20 kV.

În perioada 1983-1984, în București s-au pus în funcțiune stații de transformare la Vulcan, Balta Albă, Băneasa, Mihai Bravu, Timpuri Noi - echipate la tensiunea 110 kV, cu celule pentru sistem simplu de bare, capsulate în anvelopa metalică, cu izolație de SF₆ (*fabricate la uzina Electroputere Craiova*); în zonele centrale, s-au extins traseele de cabluri montate în galerii subterane vizitabile. Pentru continuitatea alimentării cu energie electrică s-au prevăzut grupuri electrogene fabricate în țară, cu posibilitatea de preluare a consumului într-un timp foarte scurt (18-20s). Rețeaua de distribuție de 20 kV din București subterană s-a realizat, în mare parte, cu cabluri de 20 kV, cu izolație din polietilenă normală, fabricate în țară.

Modificările din evoluția economiei, în perioada de tranziție la economia de piață, au schimbat repartitia teritorială și structura consumului de energie. În perioada 1990-1993, consumul de energie electrică în București a scăzut cu cca. 19%, de la 4.100 GWh, în 1990, la 3.320 GWh, în 1993. Scăderea consumului total de energie a determinat revederea studiului privind structura și evoluția consumului de energie electrică pe ansamblul orașului și modul de repartizare a acestuia pe zone, pentru a se crea baza necesară regândirii priorităților și dimensionării instalațiilor. În anul 1990, consumul de energie electrică a înregistrat o scădere de 10% față de consumul anului anterior. În următorii ani, consumul a continuat să scadă având loc schimbarea structurii prin creșterea consumului casnic și

a iluminatului public și scăderea consumului consumatorilor industriali - consumul casnic a ajuns la cca. 33% din consum, iar marii consumatori doar 53%. RENEL (Regia Autonomă de Electricitate) s-a înființat, la 1 iulie 1991, iar în București s-a constituit Filiala de Distribuție a Energiei Electrice (FDEB), păstrând în mare măsură organizarea din anul anterior. În 1998, după o nouă reorganizare, s-a înființat CONEL, iar IDEB a devenit sucursală în cadrul Electrica. O altă etapă importantă din punct de vedere organizatoric, o reprezintă anul 2000, prin înființarea Societății Comerciale de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice.

Puterea instalată totală a capacităților în centrale electrice a fost 22.589 MW, la începutul anului 2000. Durata de viață economică a centralelor este mare, dar nivelul tehnologic al capacităților este relativ scăzut. Gradul de poluare la producerea de energie electrică s-a redus treptat, ca urmare a diminuării cererii de energie, al aportului hidrocentralelor și al energiei din surse nucleare.

O serie de investiții lansate înainte de anul 1990 în termocentrale și în hidrocentrale - în diverse stadii de execuție s-au amânat sau au întârziat. Unele investiții, considerate viabile economic, au primit sprijin financiar de la bugetul statului în vederea finalizării, dar s-au finalizat doar într-o mică măsură. Sistemul de transport și distribuție al energiei electrice cuprinde totalitatea rețelelor electrice de 750 kV, 400 kV și 220 kV. Capacitățile sistemului de transport prezintă o uzură medie de cca. 56% pentru stații de transformare și de 67% pentru linii electrice, ceea ce impune generalizarea contorizării și a informaticii de gestiune a consumurilor de energie.

Infrastructura sectorului de distribuție a energiei electrice, pe teritoriul României, este alcătuită din rețele electrice, care asigură vehicularea energiei electrice de la nodurile rețelei electrice de transport (220 kV și 400 kV) și din centrale electrice care debitează până la tensiuni de 110 kV. Rețelele de distribuție funcționează la tensiuni cuprinse între 0,4 kV și 110 kV.

Strategia națională de dezvoltare energetică a României pe termen mediu 2001-2004 s-a aprobat, în anul 2001, de guvernul României. În anul 2000, Ministerul Industriei și Resurselor a elaborat proiectul „Legii energiei electrice și termice”, adoptat de Parlamentul României în anul 2003, care stabilea cadrul de reglementare pentru desfășurarea activităților în sectorul energiei electrice și al energiei termice produse prin cogenerare.

Energetica românească a fost realizată de mai multe generații de energeticieni, unii cunoscuți, dar majoritatea anonimi, care au lucrat peste un secol (1882-prezent) pe șantiere de construcții-montaj, în termocentrale, hidrocentrale, instalare de rețele electrice, în institute de cercetare-proiectare și centre universitare [1].

În perioada 1994-2003, structura consumului de energie electrică și repartitia teritorială a acestuia s-au păstrat precum în perioada anterioară. Consumul industrial a scăzut în continuare, iar consumul casnic, comercial și pentru iluminat public au crescut; au apărut consumatori mici și mijloci în zona centrală a orașului și în zone extracentrale, în special în nordul și estul orașului.

Evoluția *consumului de energie electrică* a fost influențată de ritmul de dezvoltare economică și de o serie de factori externi asociați cu prețul combustibililor și fenomenele de criză economică. Începând cu 1996, când s-a înregistrat un vârf de consum (3.504 GWh), a început stabilizarea consumurilor anuale. Structura consumului pe categorii de consumatori, cu excepția consumului pentru iluminatul public, care a crescut la 1,7%, a fost asemănătoare cu cea din perioada anterioară. De precizat că modificarea structurii consumului din municipiul București din ultimii ani a determinat aplatizarea curbei zilnice de consum, ceea ce este un fapt pozitiv din punct de vedere al influenței asupra costurilor pentru producerea, transportul și distribuția energiei electrice. Un mix energetic corect se poate stabili doar printr-o strategie energetică coerentă, care se bazează pe resurse energetice proprii, conferă siguranța în funcționare a SEN, asigură funcționarea eficientă a pieții de energie electrică, urmărește eficiența producției și a consumului de energie electrică și prețul energiei electrice suportabil la consumatorii industriali și casnici. Centralele electrice care folosesc sursele regenerabile de energie (vânt, soare, biomasă ș.a) au fost realizate într-un program accelerat după anul 1990, ajungând la o putere instalată de cca. 4.500 MW, dar primele încercări, cu caracter experimental (instalații eoliene realizate de institutul de cercetări ICEMENERG, pe muntele Semenic), s-au făcut înainte de anul 1989.

Programul nuclear național

Energetica nucleară a preocupat decidenții statului, începând cu anul 1950. Consiliul de Ajutor Economic Reciproc (CAER), înființat în anul 1949 în cadrul fostului bloc sovietic, a stabilit o strategie energetică prin documentul „Program pe termen lung de cooperare în domeniul energiei, combustibililor și materiilor prime”, care prevedea, printre altele, dezvoltarea intensivă a energiei nucleare prin cooperarea în interiorul CAER.

La prima Conferință Internațională de la Geneva din anul 1955, privind utilizarea în scopuri pașnice a energiei nucleare, au fost subliniate beneficiile energiei nucleare atât pentru țările dezvoltate, cât și pentru țările sărace și au fost puse la dispoziția participanților primele date tehnice asupra ciclului combustibilului nuclear. Totodată, s-a lansat

competiția între reactorul nuclear cu uraniu natural și cel cu uraniu îmbogățit, respectiv a implicațiilor politice legate de accesul la tehnologia de îmbogățire a uraniului. Filiera de reactori cu uraniu îmbogățit era susținută de SUA și fosta Uniune Sovietică, iar filiera de reactori cu uraniu natural de Marea Britanie, Canada, Franța și Suedia. În anul 1955, prin hotărârea Consiliului de Miniștri, s-a înființat Comitetul pentru Energia Nucleară, însărcinat cu organizarea cercetării nucleare în țară. Institutul de Fizică al Academiei Române s-a reorganizat sub numele Institutul de Fizică Atomică, cu sediul la Măgurele, lângă București, cu o bază de cercetare pentru energie nucleară, unde s-a instalat un reactor de cercetare și un ciclotron, furnizate din Uniunea Sovietică.

Cercetarea românească în domeniu urmărea fizica reactorilor, materiale nucleare, separarea izotopilor și obținerea deuteriului, efectul iradierii asupra materialelor, radiochimia. Cercetarea românească în domeniul fizicii nucleare s-a lansat în cadrul Institutului de Fizică Atomică al Academiei Române, condus de Horea Hulubei. Mulți cercetători, precum H. Hulubei, Ș. Țițeica, Fl. Ciorăscu, I. Agârbiceanu, E. Bădărău, V. Mercea, M. Peculea și alții au fost pionierii acestor cercetări. Din anul 1957, România a participat ca țară fondatoare la activitățile organizate de Agenția Internațională pentru Energia Atomică (AIEA). În 13 iunie 1968, s-a reorganizat Comitetul pentru Energia Nucleară, cu sarcina îndrumării și coordonării științifice și metodologice a activității în domeniul nuclear din România. În același an, Institutul de Fizică Atomică al Academiei Române a trecut în subordinea Comitetului pentru Energia Nucleară.

În vederea accelerării procesului de dezvoltare a energiei nucleare, în anul 1968, s-a elaborat primul program nuclear național pentru construirea, până în 1980, a unor centrale nucleare electrice, însumând 1.000 MW și intensificarea acestui proces în anii următori. Programul de energetică nucleară reflectă evoluțiile contradictorii, economice și politice din România anilor 1970. În perioada respectivă, România se orienta către o politică de independență și de deschidere către țările dezvoltate, în contextul unor constrângeri economice și comerciale prin apartenența la structura CAER.

Pentru a nu fi supusă la presiuni politice din partea furnizorilor de tehnologii și materiale nucleare, România dorea o tehnologie care să îi asigure independența. Îmbogățirea uraniului era o tehnologie aflată sub embargo de către puterile nucleare. Pe baza cercetărilor efectuate, s-a apreciat că tehnologiile de fabricație a combustibilului cu uraniu natural și de obținere a apei grele sunt mai accesibile. Ca urmare, reactorii cu uraniu natural și apă grea CANDU 600 - PHWR (CANadian Deuterium Uranium

600 - Pressurized Heavy Water Reactor) s-au ales, în principal, din rațiuni politice. La începutul anilor 1970, România a avut negocieri pentru realizarea de centrale nucleare electrice cu Canada și cu fosta Uniune Sovietică. În anul 1970, s-a semnat Acordul româno-sovietic privind realizarea în România, în colaborare, a unei centrale nucleare electrice echipate cu un reactor nuclear VVER 440 MWe, cu combustibil uraniu îmbogățit și apă ușoară sub presiune. În anul 1977, între România și Canada s-a semnat un acord de cooperare prin folosirea energiei atomice în scopuri pașnice.

La începutul deceniului 7 al sec. XX, programul de energetică nucleară din România avea ca obiectiv principal instalarea în centrale nucleare electrice a unei puteri de circa 10.000 MW avându-se în vedere realizarea și punerea în funcțiune a 12 unități cu reactori CANDU cu uraniu natural și apă grea și 3 unități cu reactori VVER cu uraniu îmbogățit și apă ușoară. Alt obiectiv al programului nuclear național a fost producerea de apă grea. Cercetările pentru tehnologia producerii de apă grea au început la Institutul de Fizică Atomică de la Cluj (coord. prof. Victor Mercea), iar testarea și producerea apei grele s-au realizat la Uzina G de la Govora (coord. acad. Marius Peculea). Asimilarea tehnologiei de fabricație a combustibilului cu uraniu natural a fost alt obiectiv al programului nuclear național.

Prin programul nuclear național, industria românească a fost implicată în fabricarea de materiale și echipamente pentru centrale nucleare electrice, care avea în vedere participarea industriei naționale la CNE Cernavodă. Centrala nucleare electrică de la Cernavodă a primit aprobarea pentru amplasament în anul 1979, cu unități de 700 MW fiecare; construcția a început în 1985, iar primul grup a intrat în funcțiune în decembrie 1996, iar cel de al doilea în octombrie 2007. O parte din energia electrică din centrale termoelectrice și de termoficare s-a substituit prin producția de la CNE Cernavodă și a capacităților de producere de energie regenerabilă.

CONCLUZII

Realizarea centralelor termoelectrice și de termoficare, în diferite etape din perioada 1882-1990, s-a făcut pe baza resurselor energetice proprii, cu echipamente din import și din țară. Puterea instalată din SEN a crescut de circa 30 de ori în perioada 1950-1990 (de la 740 MW la 22.479 MW, în centrale termoelectrice de circa 25 de ori, de la 680 MW la 16.822 MW, iar în centrale hidroelectrice de aproape 100 de ori, de la 60 MW la 5.657 MW).

Producerea energiei electrice în România, de la început până în prezent (peste 100 ani), s-a bazat, în principal, pe centrale termoelectrice și de termoficare, cu pondere peste 80% (până în 1996), 50-80% (1996-2012), mai mari cu 50% după anul 2012, care au folosit, în general, resurse energetice primare proprii.

Producția de energie electrică a crescut, în perioada 1950-1990, de circa 30 de ori, de la 2,113 TWh la 64,3 TWh, în centrale termoelectrice de circa 27 de ori (de la 1,944 TWh la 53,327 TWh), iar în centrale hidroelectrice de circa 65 de ori (de la 0,169 TWh la 10,982 TWh). Planul general și soluțiile tehnologice pentru centrale termoelectrice și de termoficare s-au stabilit de furnizorii de echipamente, iar soluțiile privind amplasarea, construcțiile, partea hidrotehnică și toate instalațiile auxiliare au fost stabilite exclusiv de specialiști din țară.

Între anii 1960 și 1990, puterea instalată în centrale electrice de termoficare a crescut de 13 ori, iar după 1990 a scăzut din lipsă de consumatori de energie. Cantitatea cea mai mare de energie termică din centrale de termoficare s-a produs pe bază de hidrocarburi: 1975 (87%), 1985 (80%), 1993 (78%).

Programul de reabilitare al centralelor termoelectrice și de termoficare, întocmit de RENEL, pentru o putere totală de 4560 MW (pentru perioada 1993-2000), s-a realizat numai parțial.

Problemele actuale privind centralele termoelectrice și de termoficare constau în reducerea producției de energie electrică și termică, lipsa fondurilor pentru realizarea instalațiilor de protecție a mediului înconjurător, deficitul de fonduri pentru montarea unor grupuri termoelectrice cu randament ridicat (grupuri cu parametrii supracritici și ultrasupracritici), cu puteri de 500-800 MW - cu funcționare pe cărbune (randament 45-

47%) și grupuri cu ciclu combinat, cu puteri de 200-450 MW (randament 56-57%).

Lucrările privind asigurarea protecției mediului sunt realizate numai parțial la centrale termoelectrice și de termoficare din lipsa fondurilor și există pericolul sistării funcționării la mai multe grupuri energetice.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Tezaurul energiei - o istorie trairă a sistemului energiei electrice și termice din România (rezumat), Asociația Generală a Inginerilor din România, Ed. AGIR, 2014, Coord. dr. ing. Zonel H Vasiliu, Cood. vol. I-VIII: ing. I. C. Bilegan, ing. I. Blechtal, ing. M. Cojocar, dr. ing. J. Constantinescu, prof. em. dr. ing. D. Cristescu, ing. V. Diaconescu, dr. ing. I. Ganea, ing. P. Iftimie, ing. P. Gheorghiescu, ing. C. D. Marinescu, dr. ing. O. Mustață, dr. ing. I. OPRÎȘ, dr. ing. ec. jurist G. Poenaru, ing. C. Popescu, ing. I. Potorac, dr. ing. G. Romașcu, ing. F. Scvorțov, ing. O. Țuțuianu.
- [2] Repere istorice ale industriei românești de petrol 1857-2007, Historical Highlights of Romanian petroleum industry: 1857-2007, dr. ing. Gh. Buliga, București, Editura Asociației „Societatea Inginerilor de Petrol și Gaze”, 2007, Bibliogr. ISBN 978-973-87896-7-8 338(498):665.6 „1857/2007”.
- [3] Istoria domeniului tehnic, ingineri români, dicționar enciclopedic, coord. Gleb Dragan - Cluj-Napoca: Mega 2014 vol. ISBN 978-606-543-477-6 Vol.1, 2014, Bibliogr. Index, ISBN 978-606-543-478-3, Editura Mega 2014, Cluj-Napoca.
- [4] Centralele termoelectrice și de termoficare în România, prof. dr. ing. Victor Vaida, președinte SIER, conferința „Istoria energiei românești”, Muzeul Național Tehnic „Prof. ing. Dimitrie Leonida”, București, 17 mai 2014.
- [5] Momente din istoria electrotehnicii românești în anii Centenarului Marii Uniri 1918-2018, Fl. T. Tănăsescu, V. Stanciu, Ed. AGIR, București, 2018, Seria ”Repere istorice”.



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”

Domeniul strategic 6: Cercetări pentru dezvoltarea durabilă a țării (economic, social, juridic, mediu)

Direcția prioritară: 6.21. Noua Enciclopedie a României.
Cunoașterea enciclopedică a României

Tema de cercetare: 6.21.5. Evoluția sectorului energetic din România - dezvoltarea hidroenergeticii până în anul 1970, 2020



ACADEMIA ROMÂNĂ
INSTITUTUL NAȚIONAL DE CERCETĂRI ECONOMICE
„COSTIN C. KIRIȚESCU”
CENTRUL PENTRU PROMOVAREA ENERGILOR REGENE-
RABILE ȘI EFICIENȚĂ ENERGETICĂ

EVOLUȚIA SECTORULUI
ENERGETIC DIN ROMÂNIA -
DEZVOLTAREA
HIDROENERGETICII PÂNĂ ÎN
ANUL 1970

Coordonator:
Dr. Filip CÎRLEA

Autori:

Dr. Filip CÎRLEA
Dr. Paul GHEORGHIESCU

CUPRINS

CAP. 1. HIDROENERGIA - RAMURĂ A INFRASTRUCTURII ECONOMICE NAȚIONALE	7
1.1. Începuturile hidroenergeticii	7
1.2. Niagara, prima centrală hidroelectrică modernă din lume.....	8
CAP. 2. ÎNCEPUTURILE HIDROENERGETICII ROMÂNEȘTI	9
2.1. Primele centrale hidroelectrice din perioada 1884-1900.....	9
2.2. Centrala hidroelectrică de la Castelul Peleş.....	9
2.3. Centrala hidroelectrică Grozăvești (CHE) (2x180 CP)	10
2.4. Centrala hidroelectrică (CHE) Sadu I (1896)	11
2.5. Centrala hidroelectrică Sinaia 0 (<i>anul 1899</i>).....	15
CAP. 3. DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII ROMÂNEȘTI PÂNĂ LA SFÂRȘITUL PRIMULUI RĂZBOI MONDIAL (1901-1918)	17
3.1. Situația social-politică și economică din România la începutul secolului 20.....	17
3.2. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în perioada 1901-1918.....	17
CAP. 4. DEZVOLTAREA SISTEMULUI HIDROENERGETICI DUPĂ FORMAREA ROMÂNIEI MARI (1918-1945)	28
4.1. Situația social-politică și economică din România după Primul Război Mondial.....	28
4.2. Centrale hidroelectrice - puse în funcțiune în perioada 1918-1945.....	29
CAP. 5. DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII ÎN PRIMII ANI DE DUPĂ AL DOILEA RĂZBOI MONDIAL	48
5.1. Dezvoltarea hidroenergeticii românești în perioada 1945-1950.....	48
5.2. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în perioada 1945-1950	49
CAP. 6. DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII ROMÂNEȘTI ÎN DECENIUL 1951-1960	54
6.1. Primul plan de electrificare a țării.....	54
6.2. Centrale hidroelectrice realizate în perioada 1951-1960.....	55

CAP. 7. DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII ÎN DECENIUL	
1961-1970	71
7.1. Centrale hidroelectrice (CHE) puse în funcțiune în perioada	
1961-1970	74
7.2. Centrala hidroelectrică Vidraru, 1966	77
BIBLIOGRAFIE	82

CAP. 1. HIDROENERGIA - RAMURĂ A INFRASTRUCTURII ECONOMICE NAȚIONALE

Hidroenergetica este ramura infrastructurii economice a țărilor care dețin resurse naturale hidraulice, utilizabile hidroenergetic. Hidroenergetica are sorgintea în folosirea potențialului energetic al apei de către om, din antichitate, de la descoperirea roții hidraulice, unul din primele mijloace de producție în dezvoltarea societății omenești. Acționarea hidraulică a evoluat odată cu dezvoltarea turbinelor hidraulice, cu precădere de la mijlocul sec. 18, când s-au pus bazele teoretice de funcționare ale mașinii hidraulice. Turbinele hidraulice au aplicații industriale (morărit, acționări mecanice în minerit, prelucrarea metalelor, pomparea apei etc.), iar utilizarea turbinelor a căpătat noi valențe după descoperirea generatorului electric pentru producerea energiei.

1.1. Începuturile hidroenergeticii

Primele centrale hidroelectrice în lume au apărut în perioada exploatării mecanice a aburului, respectiv perfecționarea motoarelor cu combustie internă. Prima centrală hidroelectrică din lume "Cragside" s-a realizat în Anglia, localitatea Cartington.

Fig. 1. Cragside – locul de amplasare al primei centrale electrice din lume^{[77][78]}





În anul 1868 s-a instalat, pe pârăul apropiat, un motor hidraulic (turbină) pentru acționarea mașinilor din laborator și un sistem de ventilație (încălzire) în infrastructura construcției, cu lift hidraulic. Inițial, s-a construit un baraj pentru stocarea apei cu care se alimenta gravitațional o turbină tip Gilkes (6 CP); turbina acționa și o pompă hidraulică pentru apa menajeră la bucătărie.

Prima centrală hidroelectrică din lume pentru uz industrial a început să funcționeze la 30 sept. 1882, pe Fox River în Appleton, Wisconsin. Centrala Vulcan Street Power, cu puterea 17 CP, ulterior denumită Appleton Edison Light Company, a fost lansată pentru fabrica de hârtie Appleton HJ Rogers, după planurile lui Thomas Edison pentru o stație producătoare de energie electrică din New York. Centrala producea energie electrică pentru iluminatul casei familiei Rogers, a clădirii centralei și încă una clădire din apropiere. Numărul centralelor hidroelectrice s-a mărit, în special, astfel că, în 1886, existau 45 centrale hidroelectrice în SUA și Canada, iar în 1889 existau 200 numai în SUA.

1.2. Niagara, prima centrală hidroelectrică modernă din lume

Prima centrală hidroelectrică modernă a fost centrala Niagara. Prin 1882, Schoellkopf a comandat, la Bush Electric Company, o centrală hidroelectrică cu generator de curent continuu, rămasă în istorie ca prima centrală hidroelectrică la cascada Niagara, cu denumirea „Old Schoellkopf Power Station No. 1”. Punerea în funcțiune a primei centrale hidroelectrice Niagara Falls de către George Westinghouse a inaugurat practica centralelor electrice situate la distanță față de locul de consum. Sistemul Niagara este considerat primul sistem de furnizare de energie electrică din lume.

CAP. 2. ÎNCEPUTURILE HIDROENERGETICII ROMÂNEȘTI

2.1. Primele centrale hidroelectrice din perioada 1884-1900

Data fiind „aplicația românilor” pentru folosirea energiei prin căderile de apă, manifestată prin numărul mare de instalații de forță hidraulice folosite de secole pe teritoriul României a condus la apariția primelor centrale hidroelectrice pentru iluminat electric și pentru instalații din minerit, prelucrarea lemnului, industria hârtiei etc. Până în anul 1900, în România s-au realizat 18 centrale hidroelectrice cu o putere instalată totală de cca. 3.805 kW și o producție de energie de 16,4 GWh/an.

2.2. Centrala hidroelectrică de la Castelul Peleş

Prima centrală hidroelectrică din România: construcția centralei hidroelectrice a început în 1883, instalația s-a finalizat în 1884, înaintea inaugurării Castelului Peleş. Centrala hidroelectrică a fost amplasată la cca. 120 m de Castelul Peleş, pe pârâul Peleş; centrala avea o diferență de nivel de 125 m, la un debit instalat de 150 l/sec. Echiparea centralei s-a făcut cu 2 turbine Girard (200 CP, 500 rot/min), care antrenau 5 dinamuri, din care 3 furnizau energie pentru iluminatul castelului și 2 pentru iluminatul drumului și exteriorului castelului; turbina a treia Girard (4 CP) destinată pentru iluminat diurn. În anul 1969 s-au modernizat regulatoare de turație, cu regulatoare fabricație Voith; centrala, în funcțiune - cu echipare din anul 1914, este conectată la SEN.

Fig. 2. Turbina Pelton – Centrala Peleş (echipare în anul 1914)

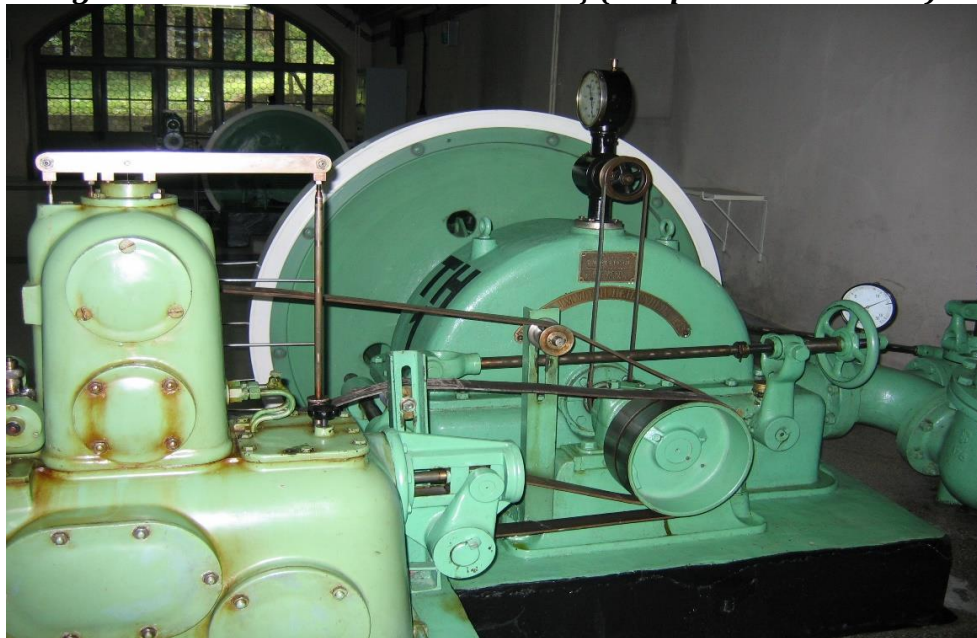


Fig. 3. Microhidrocentrala Peleş



2.3. Centrala hidroelectrică Grozăvești (CHE) (2x180 CP)

Atestată documentar în anul 1889, s-a construit în București - la Grozăvești, pe râul Dâmbovița, lângă lacul Ciurel.

Fig. 4. Centrala hidroelectrică Grozăvești, 1989



Realizarea centralei hidroelectrice Grozăvești, prima centrală hidroelectrică pentru folosință industrială din România, este legată de construirea stației de pompe de apă a orașului. Lucrările au început în 26 iulie 1889, în baza unei Hotărâri a Primăriei Comunale București. Cele două pompe hidraulice - uriașe pentru acele timpuri, sistem Girant & Comp. Zurich, care preluau apa din Dâmbovița, captată la Ciurel și adusă pe un canal până la uzina de la Grozăvești, erau acționate de turbine de apă Girard. În stația de pompe, devenită și centrală electrică, s-au montat 4 turbine tip Girard, fiecare cu puterea de 180 CP, cu un debit instalat de $2,8 \text{ m}^3/\text{s}$ și căderea brută 7,34 m. Energia electrică produsă asigura iluminatul pe bulevarde ale Bucureștiului, parcul Cișmigiu și Șoseaua Kisseleff. Centrala hidroelectrică s-a menținut în funcțiune cu echiparea inițială până în 1912, când a fost pusă în funcțiune centrala termică Grozăvești.

2.4. Centrala hidroelectrică (CHE) Sadu I (1896)

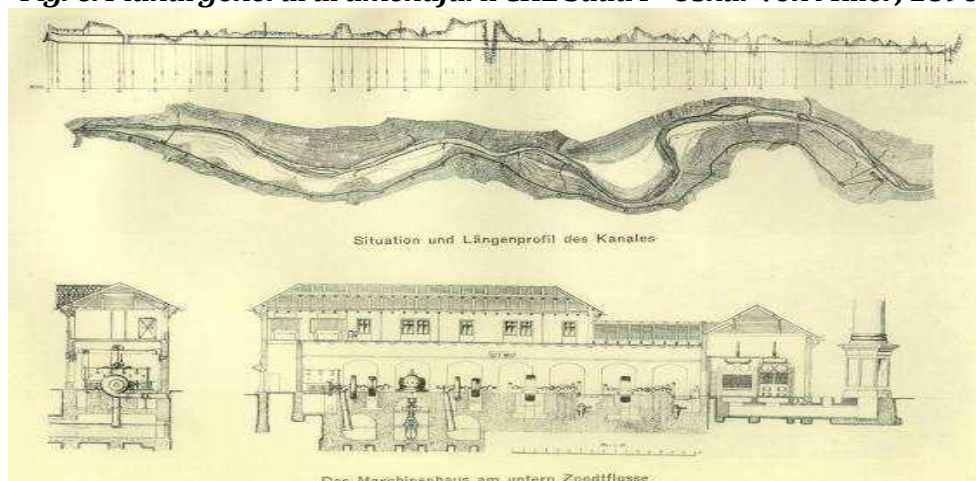
S-a construit în bazinul hidrografic al râului Sadu, după un proiect elaborat de Oskar von Miller și s-a pus în funcțiune (PIF) în anul 1896; Oskar von Miller a sosit, în 1892, la Sibiu, cu 2 ingineri, pentru a se documenta, ajungând la concluzia că potențialul hidroenergetic al râului Sadu este corespunzător realizării unei uzine hidroelectrice. În anul 1894, Oskar von Miller a finalizat proiectul și specificațiile tehnice. În luna mai 1895 s-a înființat societatea "Hermanstadter Elektrizitätswerk AG" pentru distribuția energiei electrice, fiind a doua din țară, după aceea din Timișoara. Centrala Sadu I valorifica potențialul hidroenergetic al râului Sadu, afluent al Cibinului, având cădere netă 30 m și debit mediu $2,7 \text{ m}^3/\text{s}$. Inaugurarea cen-

tralei a avut loc la 16 dec. 1896, iar în 19 dec. a fost dată în exploatare întreaga amenajare hidroenergetică. Centrala avea 4 grupuri hidrotehnice, cu 3 turbine tip Francis-orizantal și o turbină tip Francis-vertical, realizate la Ganz & Co. Budapesta; centrala avea o putere instalată de 1.680 kW și a produs o cantitate de energie electrică de 5.772 MWh. Inițial, centrala a fost echipată cu 3 turbine tip Girard și 2 mașini cu aburi cuplate cu generatoare monofazate, care funcționau la frecvența 42 Hz. În România, până în anul 1900, se construiseră 21 centrale hidroelectrice, cu o putere instalată totală de 4.550 kW.

Fig. 5. Centrala hidroelectrică (CHE) Sadu 1



Fig. 6. Planul general al amenajării CHE Sadu I - Oskar von Miller, 1896



Între anii 1902-1905, s-au înlocuit hidroagregatele cu turbine tip Francis, cu puterea 350 CP. În anul 1925 s-a montat o turbină tip Francis cu arbore vertical, produsă la Aktielbelegat Karlstadt Mekanische Werkstadt - ASEA, cuplată cu generator trifazat de 500 kVA, 4.500 V, 50 Hz (între anii 1925-1926, generatoarele electrice s-au rebobinat pentru funcționare în curent alternativ trifazat, la 4.100 V și 50 Hz). Din anul 1996, CHE Sadu - cea mai veche centrală pusă în funcționare din România - a fost oprită și a devenit muzeu energetic.

Fig. 7. Pagină din publicația "Telegraful Român", 22 decembrie 1896



Fig. 8. Centrala hidroelectrică Sadu I, 1896



Conectarea la sistemul energetic național s-a realizat abia după anul 1948. Centrala este în funcțiune în prezent, cu echiparea din anii 1926-1927 și hidroagregatul suplimentar, montat în 1987.

Tabelul 1. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în perioada 1884-1900

Nr.	Centrala	Râul	An PIF	Societatea deținătoare
1.	Peleş	Peleş	1884	Casa regală.
2.	Caransebeş	Sebeş	1889	Asociația Schmidt & Dachler.
3.	Grozăvești	Dîmbovița	1889	Primăria București
4.	Băile Herculane	Cerna	1892	Administrația statului.
5.	Topleț	Bârza	1893	F-ca Schram, Huttl & Schmidt
6.	Petrești Alba	Sebeş	1894	F-ca de hârtie Petrifalău
7.	Baia Sprie	Săsar	1895	Societatea Minieră
8.	Sadu I Sibiu	Sadu	1896	Societate pe acțiuni SETA
9.	Govăjdia	Runcu	1896	Uzinele de Fier Hunedoara
10.	Cățanaș	Runcu	1897	Uzinele de Fier Hunedoara
11.	Hunedoara	Cerna	1897	Uzinele de Fier Hunedoara
12.	Câmpina	Prahova	1897	Societate petrolieră.
13.	Buhuși	Bistrița	1898	Fabrica de postav.
14.	Azuga	Azuga	1898	Fabrica de postav. Rheim, Scheeser & Co
15.	Bușteni	Jepi	1899	Fabrica de hârtie Bușteni C. & S. Schiel.
16.	Sinaia	Prahova	1899	„Electrică” SAR București
17.	Bocșa Montană	Bârzava	1899	StEG Reșița
18.	Cavnic	Gutin	1900	Societate minieră
	Total	-	-	-

(continuare)

Nr.	Centrala	Caracteristici tehnice							
		Tip turb.	P _{tb} CP	H _{br} m	Q _i m ³ /s	Q _m m ³ /s	P _g KW	f Hz	E _{an} MWh
1.	Peleş	2P	400	120,0	0,15	0,20	50	c.c.	500
2.	Caransebeş	1G	100	4,10	2,50	2,70	70	1*42	200
3.	Grozăvești	2G	360	7,34	2,80	1,00	50	c.c.	500
4.	Băile Herculane	2F	400	5,00	7,00	15,00	260	1*42	700
5.	Topleț	1F	360	24,00	1,50	1,00	80	50	300
6.	Petrești Alba	2F	540	8,00	7,40	8,80	110	c.c.	300
7.	Baia Sprie	1P	200	45,00	0,20	0,30	140	c.c.	400
8.	Sadu I Sibiu	2G	520	33,00	2,70	4,30	370	1*42	3.000
9.	Govăjdia	2F	200	20,00	1,50	1,50	150	1*42	500
10.	Cățanaș	2F	480	30,00	1,50	1,50	350	42	1.300
11.	Hunedoara	2F	300	23,00	2,00	4,50	420	42	1.500
12.	Câmpina	1F	300	6,00	5,00	10,40	200	50	500
13.	Buhuși	1F	180	3,75	4,00	51,00	120	50	600

14.	Azuga	1F	280	80,00	1,00	2,00	150	50	300
15.	Bușteni	1G	175	-	-	-	25	c.c.	100
16.	Sinaia	4F	1.440	20,00	7,00	5,20	1.000	50	5.000
17.	Bocșa Montană	1F	240	8,00	3,80	4,00	180	20,8	500
18.	Cavnic	1F	116	45,00	0,30	-	80	42	200
	Total	-	6.591	-	-	-	3.805	-	16.400

Legendă: P = turbină tip Pelton, F = turbină tip Francis, G = turbină tip Girard

2.5. Centrala hidroelectrică Sinaia 0 (anul 1899)

Societatea Română pentru Întreprinderi Electrice și Industriale a construit centrala de la Sinaia pe baza măsurătorilor hidrologice (din 1893) și proiectele de lucrări hidrotehnice și cladiri, realizate de inginerul român Elie Radu (1853-1931), Inspector General la Ministerul Lucrărilor Publice. Pe baza măsurătorilor hidrologice din anul 1898, societatea concesionară a confirmat debitul instalat de 6,2 m³/s, nivelul normal de retenție la baraj de 822,00 mdM și cota în canalul de fugă de 802,00 mdM, a confirmat căderea netă a apei (17,09-18,99 m) și echiparea centralei cu 4 hidroagregate cu turbine de cca. 400 CP fiecare. Schema de amenajare a centralei utiliza potențialul hidroenergetic al râului Prahova pe 1,4 km, la o cădere brută de 20,6 m și debitul instalat 7,00 m³/s (*debit mediu la captare 5,2 m³/s*). Echiparea centralei s-a făcut cu hidroagregate cu turbine Francis cu carcasă spirală - fabricație Voith-Heidenheim, regulatoare de turație Fink (cădere 18 m, debit 1,75 m³/s, putere 360 CP, generatoare sincrone trifazate 3.000 V, 250 kW, 50 Hz, excitate cu dinam 110 Vcc); trei grupuri au fost puse în funcțiune în anul 1899, iar al patrulea în 1901. Producția de energie a centralei a fost 5 GWh/an și folosită pentru electrificarea orașului Sinaia, prin 2 feederi în subteran și alimentarea zonei petroliere de pe Valea Prahovei, în acest scop construindu-se, în 1899, o linie electrică de legătură cu centrala termică Doftana (tensiunea 8 kV) – considerată prima linie de interconexiune din țară între două centrale care funcționau în paralel; linia Sinaia - Câmpina s-a adaptat, în 1906, la tensiunea de 10 kV, iar din 1912, la tensiunea de 25 kV.

În 1 ian. 1900, exploatarea centralei, împreună cu rețeaua s-au încredințat „Societății Române pentru Întreprinderi Civile și Industriale” din București, care în 1902 și-a schimbat denumirea în „Electrica SAR”, având obiectivul de alimentare cu energie electrică a zonei petroliere și industriale de pe Valea Prahovei. Centrala a funcționat fără modernizări/înlocuiri de echipamente în condiții tehnice normale; cu ocazia sărbătoririi centenarului centralei, în anul 2000, centrala a fost declarată muzeu.

Fig. 9. Centrala Sinaia - sala mașinilor (în prezent)



CAP. 3. DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII ROMÂNEȘTI PÂNĂ LA SFÂRȘITUL PRIMULUI RĂZBOI MONDIAL (1901-1918)

3.1. Situația social-politică și economică din România la începutul secolului 20

La începutul secolului 20, procesul de modernizare al economiei românești și de trecere la societatea capitalistă, început la sfârșitul secolului al 19-lea, a continuă să se manifeste și să producă efecte. Sectorul energetic, în general și hidroenergetic au continuat să se dezvolte în unități mici și izolate, dependente de locul de consum; au apărut primele aplicații privind transportul energiei electrice la distanță și a crescut puterea instalată unitară în centrale hidroelectrice până la 5.000 kW, utilizând scheme de amenajare elaborate, lacuri de acumulare și derivații sub presiune. S-a conturat tendința de utilizare a centralelor hidroelectrice pentru vârful de sarcină, fiind folosite în tandem cu centrale termice. Apar primii specialiști români formați la universități din străinătate cu cunoștințe în domeniul electrotehnic și care proiectau, executau și exploatau centrale hidroelectrice. În perioada 1901-1918, pe teritoriul României s-au realizat 31 centrale hidroelectrice, cu o putere instalată de 17,416 MW și o producție de energie de 52,230 GWh/an.

3.2. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în perioada 1901-1918

3.2.1. Centrala hidroelectrică Sighișoara a fost construită în 1903, pentru alimentarea cu energie electrică a orașului. Pentru proiectarea și conducerea lucrărilor s-a apelat la inginerul german Oskar von Miller, cunoscut în România de la proiectarea centralei Sadu I, în 1896. Schema de amenajare cuprindea un baraj stăvilar din beton de cca. 50 m – deschidere, echipat cu 2 stavile mobile care asigura descărcarea unui debit de 1.000 m³/s, fiind, la data construcției, cea mai importantă lucrare hidrotehnică din România. Centrala amplasată pe locul unei mori a primăriei s-a echi-

pată, inițial, cu un hidroagregat cu turbină tip Francis - fabricație Ganz (cădere 5,0 m, debit 2.0 m³/s), de 100 CP și generator de 75 kW, 300/160 Vcc. Dat fiind creșterea cererii de energie, în anul 1907, s-a montat încă un hidroagregat cu turbină tip Francis verticală, de 150 CP de construcție Schiel Brașov, cu generator de curent continuu de 100 kW, 300/150 V^[17]. Centrala hidroelectrică a funcționat până în anul 1950.

Tabelul 2. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în perioada 1901-1918

Nr.	Centrala	Râul	An PIF	Proprietar
1.	Sighișoara	Târnava Mare	1903	Primăria Sighișoara
2.	Băiuți	Lăpușnic	1903	Societate minieră
3.	Iacobeni	Bistrița Aurie	1903	Societate minieră
4.	Codlea I.	Bârsa.	1903	Primăria comunei
5.	Zărnești	Bârsa	1903	Fabrica de hârtie
6.	Grebla-Reșița	Bârzava	1903	StEG Reșița
7.	Luisenthal	Moldova	1905	Societate minieră.
8.	Sebeș Alba	Sebeș	1905	Primăria comunei.
9.	Baia Mare	Firiza	1905	Societate minieră
10.	Someșul Rece	Someșul Rece	1906	Primăria oraș Cluj
11.	Vișeu de Sus	Vișeu	1906	Societate minieră
12.	Nădrag	Nădrag	1906	Uzina metalurgică
13.	Sadu II	Sadu	1907	Primăria Sibiu
14.	Timișoara	Bega	1910	Uzinele Comunale Timișoara
15.	Mănăstirea Dej	Someșul Mic	1910	Uzina comunală
16.	Hălchiu	Vulcănița	1910	Uzină comunală
17.	Câmpulung I	Râul Târgului	1910	Fabrica de hârtie
18.	Brănești	Ialomița	1910	Țesătoria de bumbac
19.	Reghin	Mureș	1911	Primaria Reghin
20.	Râșnov I	Ghimbașel	1911	Uzină comunală
21.	Vulcan I	Bârsa	1912	F-ca ciment Kruger
22.	Moldovenești	Arieș	1912	Uzina comunală
23.	Câmpulung II	Râul Târgului	1912	Societate minieră
24.	Sinaia aval	Prahova	1912	Fabricile Costinescu
25.	Rușchița (Rusca Montană)	Rusca	1912	Exploatarea marmoră J. Bibel – Budapesta
26.	Bistrița Năsăud	Bistrița Ardel.	1913	Primăria Bistrița
27.	Bacău (Gherăiești)	Bistrița Moldov.	1913	Primăria Bacău
28.	Târgu Mureș	Mureș	1914	Primăria Tg. Mureș
29.	Cugir	Cugir	1914	Uzina metalurgică
30.	Prejmer	Valea Neagră	1914	Uzina comunală
31.	Brezova	Bârzava	1916	StEG Reșița
	Total	-	-	-

(continuare)

Nr.	Centrala								
		Tip turb.	P _{tb} [CP]	H _{br} [m]	Q _i [m ³ /s]	Q _m [m ³ /s]	P _g [KW]	f [Hz]	E _{an} [MWh]
1.	Sighișoara	1F	100	5,00	2,00	9,00	75	c.c.	300
2.	Băiuți	1P	260	115,00	0,18	-	189	50	500
3.	Iacobeni	2F	168	4,00	1,10	11,50	120	50	400
4.	Codlea I.	1F	160	4,10	4,40	1,40	110	c.c.	300
5.	Zărnești	1F	333	6,40	5,00	5,00	200	42	600
6.	Grebăla-Reșița	3P	7.980	216,00	3,45	1,85	5.400	20,8	17.000
7.	Luisenthal	1F	119	8,00	1,50	7,00	90	50	500
8.	Sebeș Alba	2F	750	13,2-15,0	6,80	8,60	520	50	1.560
9.	Baia Mare	3F	300	6,0-7,0	4,00	4,00	210	50	600
10.	Someșul Rece	3F	3.600	53,5-57,5	4,80	5,50	2.000	42	6.000
11.	Vișeu de Sus	1F	160	6,00	4,00	7,40	96	50	200
12.	Nădrag	1F	140	10,00	1,50	1,50	100	c.c.	200
13.	Sadu II	2F	1.100	30,00	2,70	3,80	900	42	2.000
14.	Timișoara	3F	1.980	5,2-6,2	36,00	12,00	1.200	42	6.000
15.	Mănăstirea Dej	2F	720	4,40	19,00	18,00	500	42	1.200
16.	Hălchiu	1F	140	3,50	4,00	6,00	90	cc	200
17.	Câmpulung I	2F	850	36,00	1,15	4,00	600	50	2.000
18.	Brănești	1F	150	5,00	4,00	6,70	94	50	200
19.	Reghin	2F	320	2,35	16,00	23,00	240	42	500
20.	Râșnov I	1F	225	76,60	0,30	0,90	160	50	600
21.	Vulcan I	2F	1.080	27,50	4,00	6,00	750	50	600
22.	Moldovenești	1F	720	8,00	12,00	23,00	500	50	.1.500
23.	Câmpulung II	1F	200	6,00	3,50	4,00	132	50	.250
24.	Sinaia aval	1F	280	9,00	3,00	5,00	200	50	.. 500
25.	Rușchița (Rusca Montană)	1F	34	24,00	0,14	-	20	c.c	..100
26.	Bistrița Năsăud	1F	180	4,20	5,00	7,20	125	50	. 500
27.	Bacău (Gherăiești)	2F	360	3,60	15,00	50,00	240	50	1.000
28.	Târgu Mureș	3 F	1.800	5,30	51,00	34,00	1.200	42	3.400
29.	Cugir	2F	1.500	86,50	2,36	2,20	1.000	42	2.200
30.	Prejmer	1F	85	6,00	2,00	-	55	c.c.	..200
31.	Breazova	1F	400	38,00	2,20	-	300	20,8	1.120
	Total	-	26.194	-	-	-	17.416	-	52.230

Legendă: P = turbină tip Pelton, F = turbină tip Francis, G = turbină tip Girard

3.2.2. Centrale hidroelctrice pe râul Bârzava (Banat)

3.2.2.1 Premisele dezvoltării hidroenergeticii în zona industrială Reșița

Activitatea industrială în zona Reșița (metalurgie, minerit) a cunoscut forme organizate în a doua jumătate a sec. 18, după sfârșitul ocupației otomane și preluarea administrării teritoriului de către imperiul

austro-ungar. La uzinele din Reșița, activitatea a început la 3 iulie 1771, cu punerea în funcțiune a primelor furnale și forje și reprezintă cea mai veche unitate industrială din România și din Europa.

3.2.2.2. Centrala hidroelectrică Grebla (1903) valorifica potențialul hidroenergetic al râului Bârzava - pe lungimea de 27 km, între localitățile Văliug și Reșița. Centrala hidroelectrică Grebla s-a echipat cu 3 hidroagregate cu turbine tip Pelton (gemene), fabricație Ganz-Danubius, de 2.660 CP fiecare, turația 312,5 rot/min, cuplate cu generatoare sincrone fabricate la Siemens Halske (2.000 kVA, 5.500 V tensiune la borne, frecvența 20,8 Hz). Centrala Grebla producea energie electrică pentru alimentarea uzinelor metalurgice de la Reșița printr-o rețea de cabluri de 3.330 m, respectiv pentru alimentarea cu energie la exploatările miniere Doman și Secu, prin cablu de 5.000 m; amenajarea hidroelectrică s-a executat din primăvara anului 1902 până în toamna anului 1904. Centrala hidroelectrică Grebla a reprezentat o realizare remarcabilă pentru acea perioadă, prin puterea ridicată a acesteia și complexitatea schemei de amenajare.

Fig. 10. Centrala hidroelectrică Grebla – vedere exterioară



3.2.2.3. Construcția barajului Văliug și modificarea schemei hidrotehnice a centralei Grebla: barajul Văliug a fost construit pe râul Bârzava, la cca 3,4 km de barajul prizei centralei Grebla (pusă în funcțiune în anul 1904), la 200 m - amonte de zona în care începea canalul de aducțiune al centralei; este baraj de greutate, din zidărie de piatră cu mortar de ciment și var gras, cu înălțimea 27 m, lungimea la coronament 90,5 m, având coronamentul la cota 505,5 mdM. Descărcarea apei în aval se făcea prin 2 conducte cu diametrul 600 mm, prevăzute cu vane, iar pentru golirea completă a lacului este prevăzută o conductă de golire (150 mm diametru), la o cotă inferioară. Barajul Văliug oferea o acumulare de apă cu volumul 1,2 mil. m³, lacul având lungimea cca. 2 km. Barajul Văliug a fost, la momentul realizării, cel mai înalt baraj din România, până în anul 1960, când s-a pus în funcțiune barajul Negovanu (CHE Sadu).

3.2.2.4. Centrala hidroelectrică Breazova (1916) s-a realizat în completarea amenajării hidroenergetice a râului Breazova pentru utilizarea potențialul hidroenergetic al unui râu de cca. 4 km în aval de localitatea Văliug, folosind căderea creată de către Canalul Superior. Centrala s-a construit după 12 ani de la crearea schemei hidrotehnice a centralei Grebla, din rațiuni de investiții și de evoluție a consumului de energie al uzinelor Reșița. Centrala este echipată cu un hidroagregat cu turbină tip Francis 500 CP, cuplată cu un alternator sincron (400 kVA, tensiunea 500 V, frecvența 20,8 Hz). Centrala alimenta minele de la Secu, printr-un cablu de 5.000 m, la tensiunea de 500 V. Centralele hidroelectrice Grebla și Breazova, din amenajarea hidroenergetică a râului Bârzava, au fost proprietatea consorțiului austriaco-francez St.EG, iar după căderea imperiului austro-ungar din 1919 au devenit proprietatea Uzinelor Domeniului Reșița și, după naționalizare - în 1948, făceau parte din Combinatul Siderurgic Reșița. Centralele au funcționat cu vechea tehnologie până în iulie 2012, după care s-au decis lucrări de modernizare/ re tehnologizare.

3.2.3. Centrala hidroelectrică Someșul Rece (1906): comuna Gilău din jud. Cluj este situată pe râul Someșul Rece, în amonte de confluența cu Someșul Cald. Istoria uzinei hidroelectrice de la Someșul Rece a început în anii 1903, când primăria orașului Cluj a organizat o licitație pentru concesionarea iluminatului electric al orașului, cu realizarea unei centrale hidroelectrice pe râul Someșul Rece și a unei rezerve termice inclusiv rețeaua de distribuție. În 5 iulie 1905 s-a semnat contractul între primăria clujeană și firma austro-ungară pentru concesi-

unea exploatării pentru 25 de ani, cu dreptul primăriei de a rezilia contractul după 10 ani contra unei despăgubiri fixate inițial.^[84]

Fig. 11. Centrala hidroelectrică Someșul Rece - în prezent



Lucrările au început în 1905, iar punerea în funcțiune a centralei s-a făcut la 15 iulie 1906. Centrala este situată la 29 km de Cluj și utilizează potențialul hidroenergetic al râului Someșul Rece (cca. 3,5 km), afluent al Someșului Mic. Centrala era conectată cu orașul Cluj printr-o linie electrică - dublu circuit (30,5 km, tensiunea 15.000 V). Din istoria centralei Someșul Rece: după ocuparea Ardealului de Nord de către maghiari, hidrocentrala a încetat să mai furnizeze energie electrică pentru orașul Cluj, care rămăsese în zona ocupată, iar hidrocentrala a rămas pe teritoriul românesc; centrala a continuat să funcționeze până în anii '70 când, după punerea în funcțiune a centralei Tarnița din amenajarea hidroenergetică a Someșului Cald (1974), s-a realizat galeria Someșul Rece-Tarnița care face transferul debitelor Someșului Rece în acumularea Tarnița, iar centrala Someșul Rece-1904 a rămas fără debit. Instalațiile centralei au rămas în centrală și sunt funcționale; administratorul centralei - Electrica SA a transformat centrala în muzeu

3.2.4. Centrala hidroelectrică Sadu II (1907): construcția centralei Sadu II a început în anul 1905 și a fost pusă în funcțiune în 1907. Centrala Sadu II utilizează potențialul unui sector de râu de 1.900 m (căderea de 30 m; debitul mediu 2,7 m³/s), în amonte de centrala Sadu I. Centrala a fost echipată cu 2 hidroagregate cu turbină tip Francis de

câte 550 CP fiecare, cuplate cu generatoare de curent alternativ monofazat (450 kW, 11.000 V și 42 Hz).

3.2.5. Centrala hidroelectrică Timișoara (1910): Timișoara deține o premie în domeniul lucrărilor hidrotehnice – primul canal navigabil de pe teritoriul actual al țării. Între anii 1727–1728 s-a regularizat râul Bega în amonte de Timișoara și a urmat de executarea, între anii 1728-1733, în aval de Timișoara, a canalului navigabil care lega orașul, prin Tisa și Dunăre, de sistemul fluvial al Europei Centrale; canalul a funcționat peste două secole. În anul 1732 s-a constituit unul dintre cel mai vechi sisteme de aprovizionare cu apă de pe teritoriul țării, dacă se exceptează apeductele subterane construite de romani în provincia Dacia în antichitate, sistemul numit „mașina hidraulică”. Consiliul orășenesc a hotărât, în 1902 (Hotărârea nr. 21.039 a Adunării generale nr. 367 din 1902), executarea lucrării în care este prevăzută și construirea unei uzine hidroelectrice, prin care să fie „exploatarea mult mai eficient energia apei Begheiului”. Centrala hidroelectrică Timișoara numită „Turbine” este amplasată pe canalul Bega la intrare estică a orașului, venind dinspre comuna Ghiroda și utilizează căderea de 3,9-5,6 m a primei trepte din cascada de ecluze de navigație; este tip „centrală baraj”, realizarea căderii făcându-se printr-o retenție constituită din frontul centralei un barajul deversor și frontul ecluzei (puterea instalată a centralei: 1.200 kW, producția de energie cca. 6.000 MWh), evacuarea energiei se făcea printr-o rețea de 2,2 km pentru oraș și o linie electrică (tensiune 15.000 V, lungime 16,3 km) la societatea Elgiba Timișoara.

Fig. 12. Nodul hidrotehnic și centrala hidroelectrică Timișoara (Google Earth)



Fig. 13. Centrala hidroelectrică Timișoara, 1910 (vedere din aval)^[80]



Centrala electrică a fost proprietatea Uzinelor Comunale Timișoara; mențiune specială privind clădirea centralei, proiectată de arhitectul orașului Laszlo Szekely și considerată o valoroasă operă de arhitectură industrială a anilor 1900 din Timișoara (stil arhitectural Wiener Sezession) - monument tehnic - în funcțiune, denumită "perla de arheologie industrială".

3.2.6. Centrala hidroelectrică Mănăstirea Dej (1910): localitatea Mănăstirea se află în podișul Transilvaniei la o depărtare de 7 km de orașul Dej și la 10 km de orașul Gherla, jud. Cluj, pe malul drept al Someșului Mic, la 3 km de confluența Someșului Mic cu Someșul Mare. Localitatea Mănăstirea purta la începutul secolului denumirea Benediug, alternativ Benediugu Dejului; denumirea se pare că vine de la Sf. Benedict - în urma cu vreo 400 de ani s-a construit o mica fortificație și o bisericuță care aparținea calugărilor benedictini. Hidrocentrala Mănăstirea-Dej, cunoscută cu denumirea Benediug-Dej, a fost realizată de către Societatea populară pe acțiuni de Electricitate Benediug Dej, fondată în anul 1909 de către contele Carol Korniș, moșier din com. Mănăstirea, împreună cu 20 de familii din sat, „după ce s-au convins că moara țărănească instalată de ei pe malul Someșului, acționată de forța hidrolică, funcționează corect”^[69]. Contele Korniș a apelat, pentru pro-

iectarea centralei, la ingineri din Germania și a început lucrările la baraj în 1906. Centrala utilizează potențialul hidroenergetic al râului Someșul Mic, în dreptul comunei Benediug. Centrala a fost pusă în funcțiune în 15 iunie 1910 și alimenta cu energie satele Mănăstirea, Urișori, Codor, orașul Dej, Gherla și Salina Ocna Dej, printr-o rețea de transport de 23,1 km. În anul 1923 s-a realizat a doua etapă a amenajării, prin realizarea unei centrale fără derivație, cu priza de apă prin 3 deschideri cu stavile și un grătar des. În noua centrală s-a montat un hidroagregat cu turbină Francis (250 CP), cuplată cu generator sincron (250 kVA, 6.150 V, frecvența 42,5 Hz). În oct. 1944, trupele germane în retragere au distrus o parte din instalații, dar a rămas în funcțiune un grup hidroenergetic și generatoarele grupurilor termice; situația s-a restabilit la sfârșitul anului 1945, cu două grupuri hidro și un grup Diesel. După conectarea localităților la sistemul energetic național, centralele au fost abandonate. După anul 1980, cele 2 centrale s-au re tehnologizat și repus în funcțiune - centrala Mănăstirea Dej A (378 kW, 1.900 GWh/an); Centrala Mănăstirea Dej B (366 kW; 1.600 GWh/an); din anul 2013, sunt în proprietate privată și produc energie regenerabilă.

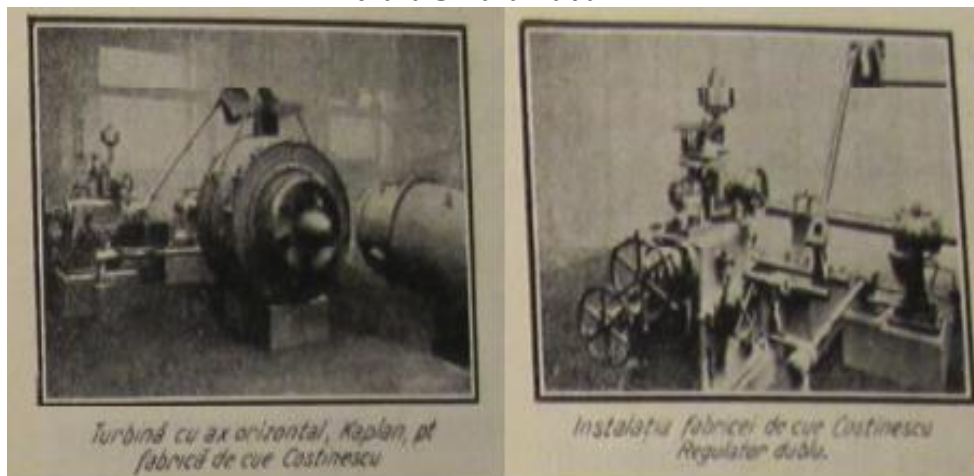
Fig. 14. Barajul și centrala Mănăstirea Dej - astăzi^[69]



3.2.7. Centralele hidroelectrice Sinaia-aval (1912): cele 3 centrale s-au construit pentru furnizarea de energie către fabricile "Emil

Costinescu” din Sinaia (Emil Costinescu (1844-1921), personalitate a vieții politice și economice: finanțist, politician deputat liberal, ministru de finanțe în 3 guverne liberale, fondatori și directori al Băncii Naționale a României, primar al Bucureștiului, în 1901). Om de afaceri, E. Costinescu „s-a impus, prin strădanie și inteligență, în primele rânduri ale acelor care au așezat Regatul României dinainte de război pe temelii economice pe care trăiește și azi” (*extras din presa de după primul război mondial*). E. Costinescu, industriaș al vremii, a construit, în Sinaia, începând din anul 1879, o fabrică de cherestea, o fabrică de materialele de construcții (var hidraulic) și o fabrică de cuie și șuruburi (1892); a înființat, în 1896, cu ajutorul unor coloniști germani, stațiunea Costinești (care îi poartă numele), pe litoralul Mării Negre.

Fig. 15. Turbina Kaplan cu dublu reglaj și regulator de trurație Centrala Sinaia - aval II



Centralele Sinaia fac parte dintr-o amenajare unică, în aval de centrala hidroelectrică Sinaia – 1898 (în prezent, Sinaia 0); nu se cunosc date tehnice despre amenajarea, realizată la sfârșitul sec. al 19-lea (probabil 1897^[17]), care a servit inițial pentru montarea unor turbine pentru producerea forței; „primele două turbine din amonte servesc pentru producerea directă a forței motrice pentru mișcarea mașinilor unelte din fabrici”.....„a treia turbină cuplată cu un generator electric de 300 CP la Gagu (zona sudică a orașului Sinaia) produce energie electrică pentru atelierele întreprinderii”, Cristea Mateescu, studiul^[33], din 1925. În anul 1928 s-a echipat centrala Sinaia I cu un hidroagregat cu turbină tip Francis orizontală (194 CP, căderea apei 9,2 m, debit 1,97 m³/s). In-

formații privind funcționarea acestor centrale sunt prezentate într-o listă a prof. Dorin Pavel^[43], cu date statistice din anul 1935 (650 CP; 2.500 MWh). În perioada 1988-1993, pe sectorul de râu în aval de centrala Sinaia 0, unde au funcționat "Fabricile Emil Costinescu", s-au realizat 3 centrale mici (CHEMP): Sinaia 1, Sinaia 2, Sinaia 3.

3.2.8. Centrala hidroelectrică Cugir (1914): orașul Cugir din jud. Alba, situat pe râul Cugir (la 15 km de confluența cu râul Mureș, 25 km est de Orăștie și 35 km sud-vest de Sebeș), este un centru siderurgic vechi din Transilvania, precum „Fabrica de Fier și Oțel”, înființată în 1799; după anul 1925, fabrica a fost naționalizată. Centrala hidroelectrică a fost construită în perioada 1912-1914, în incinta "Uzinei de Sus", pentru producerea de energie electrică și alimentarea cu apă a "Uzinei de Sus"; după 1918 s-a realizat o uzină siderurgică nouă - Uzina de Jos. Centrala utilizează potențialul hidroenergetic al râului Cugir (3,7 km) al râului Cugirul Mic, în amonte de confluența cu Cugirul Mare. Lucrările s-au executat între anii 1911 și 1914 și a rămas în funcțiune până în 1953, când s-a conectat orașul Cugir la sistemul regional Transilvania centrală.

CAP. 4. DEZVOLTAREA SISTEMULUI HIDROENERGETICI DUPĂ FORMAREA ROMÂNIEI MARI (1918-1945)

4.1. Situația social-politică și economică din România după primul război mondial

Deși războiul a provocat distrugerii mari în industrie și a dezorganizat aproape integral producția, refacerea acesteia, în anii '20, a fost rapidă și substanțială și se datorează, într-o anumită măsură, Partidului Liberal - la guvernare, care a pus puterea politică și economică în slujba industrializării. Reintegrarea provinciei Transilvania a sporit capacitatea productivă în Vechiul Regat, cu prioritate în ceramică, industriei lemnului, energiei electrice și metalurgiei (Transilvania), respectiv în industria metalurgică și textilă (Banat). Industria petrolieră, stimulată de investițiile de capital, în special străin, a crescut de la 968.000 t în anul 1918, la 5.800.000 t în 1930, plasând România pe locul al șaselea printre producătorii mondiali. Industria metalurgică a cunoscut o creștere prin producția de oțel (de la 38.000 t în 1925, la 144.000 t în 1928); liberalii au acordat atenție metalurgiei, asigurându-i finanțare și protecție împotriva concurenței străine.

Criza economică de la începutul anilor '30 a stopat temporar creșterea industriei. După ce industria a depășit efectele depresiunii, s-au atins niveluri mari de productivitate, în perioada 1934-1938. Valoarea globală a producției industriale aproape s-a dublat, ajungând de la 34.900 mil. lei la 64.600 mil. lei; industria metalurgică s-a dezvoltat, sporind cantitatea de minereu de fier extras și cea de oțel produs; la cererea industriei grele și a căilor ferate a crescut, de asemenea, producția de cărbune. Sectorul energetic s-a dezvoltat din nevoia de energie pentru dezvoltarea industriei, extinderea iluminatului public, casnic etc.; s-a pus accent pe centrale termoelectrice cu unități mici, lângă locul de consum și cu investiții relativ mici. Centralele hidroelectrice au avut, în general, dezavantajele distanțelor mari față de locul de consum al energiei, valoarea ridicată a investiției inițiale etc. În perioada interbelică s-au construit centrale hidroelectrice și s-au reechipat centrale existente cu două-trei decenii în urmă, crescând puterea

instalată, s-au reamenajat schemele hidrotehnice (ex. baraje, canale) etc.; astfel, s-au pus în funcțiune 27 centrale hidroelectrice (putere instalată totală: 29,204 MW, energie electrică: 109,150 GWh/an).

4.2. Centrale hidroelectrice - puse în funcțiune în perioada 1918-1945

Tabelul 3. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în perioada 1920-1945

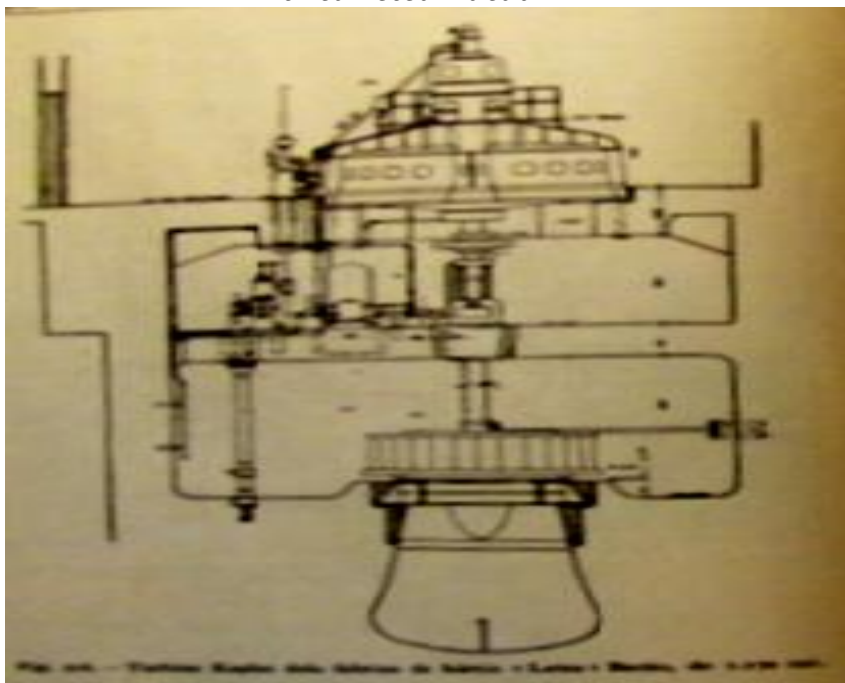
Nr. crt.	Centrala	Râul	Anul PIF	Societatea deținătoare
1.	Bacău (Letea)	Bistrița	1920	F-ca de hârtie
2.	Târlung (Săcele)	Târlung	1923	Societ. „Târlungul”
3.	Fieni 1 (ciment)	Ialomița	1923	Fabrica de ciment
4.	Brezoi	Lotru	1923	Societatea „Carpatina”
5.	Rodna Veche	Izvorul Băilor	1925	Societate minieră
6.	Bacău (încălțăminte)	Bistrița Moldov.	1926	F-ca Filderman
7.	Blaj	Târnava Mică	1926	Societ. „Electrica”
8.	Oțelul Roșu	Bistra	1928	Uzinele Metalurgice Ferdinand
9.	Broșteni	Neagra	1928	Domeniile ASR ”Prințul Nicolae”
10.	Codlea 2	Vulcănița	1928	Moara sistematică
11.	Fieni 2 (ciment)	Ialomița	1930	F-ca de ciment
12.	Dobrești	Ialomița	1930	SAR „Electrica” Buc.
13.	Bran (castel)	Turcu	1932	Domeniul regal Bran
14.	Glâmboca	Bistra	1933	Uzinele metalurgice Ferdinand
15.	Călan	Strei	1934	Uzine metal. „Titan, Nădrag, Călan”
16.	Râșnov 2	Ghimbașel	1936	Societate pe acțiuni
17.	Măru	Bistra Mărului	1936	Uz. Metalurgice Ferdinand
18.	Suseni	Șușița Seacă	1938	Sanatoriul Dobrița
19.	Cetățeni	Dâmbovița	1938	Filatura „Muscelanca”
20.	Vulcan 2	Bârsa	1939	Fa-ca hârtie Zărnești
21.	Sadu-Bumbești	Sadu-Gorj	1939	Uzina Mecanică Sadu
22.	Novaci	Gilort	1939	Uzină comunală.
23.	Blidari 1	Firiza	1943	Uzina Metalurgică Baia Mare
24.	Blidari 2	Firiza	1943	Uzina Metalurgică Baia Mare
25.	Valea Tinei	Firiza	1943	Uzina Metalurgică Baia Mare
26.	Ferneziu	Firiza	1943	Uzina Metalurgică Baia Mare
27.	Bran vechi	Bârsa	1942	Uzină comunală.
	Total	-	-	-

(continuare)

Nr. crt.	Centrala	Caracteristici tehnice							
		Tip turbină	P _{tb} [CP]	H _{br} [m]	Q _i [m ³ /s]	Q _m [m ³ /s]	P _g [kW]	f [Hz]	E _{an} [MWh]
1.	Bacău (Letea)	1F	400	4,00	15,00	52,00	285	50	2.000
2.	Târlung (Săcele)	2F	840	28,60	2,75	1,50	630	50	3.200
3.	Fieni 1 (ciment)	1F	200	10,00	5,00	5,50	150	50	400
4.	Brezoi	1F	334	4,30	6,00	18,00	200	50	400
5.	Rodna Veche	1P	150	118,70	0,115	1,00	100	50	200
6.	Bacău (încălțăminte)	1F	240	1,75	24,00	50,00	100	50	200
7.	Blaj	2F	250	4,00	4,00	13,00	140	50	300
8.	Oțelul Roșu	2F	952	8,50	10,40	13,20	570	50	2.050
9.	Broșteni	1 F	96	6,30	1,44	2,50	70	50	150
10.	Codlea 2	1F	193	4,10	4,40	6,40	135	50	300
11.	Fieni 2 (ciment)	1K	540	4,30	11,50	6,60	350	50	400
12.	Dobrești	4P	22.800	285,00	7,00	3,00	16.000	50	55.000
13.	Bran (castel)	2F	85	80,00	0,10	-	60	50	200
14.	Glâmboca	2F	1.120	10,00	10,40	13,20	750	50	3.100
15.	Călan	1F	825	12,00	6,40	23,00	550	50	2.500
16.	Râșnov 2	2F	1.300	97,50	1,24	1,80	956	50	4.000
17.	Măru	2F	5.600	96,20	4,60	5,90	3.900	50	17.000
18.	Suseni	2P	200	100,00	0,20	0,40	115	50	600
19.	Cetățeni	1F	150	4,00	4,00	9,50	100	50	200
20.	Vulcan 2	1K	1.110	14,00	6,90	-	850	50	3.190
21.	Sadu-Bumbești	2F	2.200	98,00	2,00	1,70	1.600	50	5.000
22.	Novaci	1F	450	48,00	2,00	3,80	325	50	2.000
23.	Blidari 1	1F	500	50,0	1,00	-	320	50	1430
24.	Blidari 2	1F	500	50,0	1,00	-	320	50	1430
25.	Valea Tinei	1F	600	48,0	1,30	-	400	50	2800
26.	Ferneziu	1F	200	15,0	1,3	-	120	50	500
27.	Bran vechi	1F	160	8,5	2,00	-	108	50	600
	Total	-	41,995	-	-	-	29.204	-	109.150

4.2.1 Centrala hidroelectrică Letea^[14] jud. Bacău (1920) s-a construit pe un canal de derivație al râului Bistrița, cu prag deversor transversal în albie, realizat din lemn și piatră și cu stavile din lemn. Aducțiunea - canal cu curgere liberă (lungime: cca. 2 km, lățime: 20 m, adâncime: 3 m) cu un debit de cca. 20 m³/s. Centrala de forță s-a echipat, între anii 1883-1884, cu 2 turbine tip Girard, fabricate la firma Th.Bell & Co din Elveția (400 CP & 45 CP); până în anul 1898 s-au montat încă 2 turbine tip Girard (50 CP & 35 CP), care asigurau acționarea prin curele a mașinilor fabricii (defibrator și mașină de hârtie).

Fig. 16. Turbină Kaplan (Voith, Austria) pentru centrala hidroelectrică Letea-Bacău^[40]



Până în anul 1920, s-au montat încă 7 turbine tip Francis (50 CP & 600 CP, (probabil) în cameră deschisă - pentru căderi reduse și debite de $1 \text{ m}^3/\text{s}$ - $5 \text{ m}^3/\text{s}$, până la apariția turbinei tip Kaplan în anul 1922)^[14]; este probabil că centrala a funcționat până în anul 1966, fiind scoasă din funcțiune la începerea lucrărilor la centralele Bacău I și Bacău II din schema de amenajare a râului Bistrița.

4.2.2. Centrala hidroelectrică Târlung (Săcele), 1923: iluminatul electric în „7 sate din zona Săcele” (ex. Bicfalău, Turcheș, Cernat și Satulung etc.) a preocupat localnicii începând din perioada 1912-1913; s-a constituit societatea „Tatrangmuvek”, care a preluat, în concesiune, distribuția energiei electrice; s-a comandat ing. Tibor Szeberenyi din Budapesta proiectarea și execuția lucrărilor pentru o centrală hidroelectrică pe râul Târlung, dar războiul și fonduri limitate au condus la falimentul proiectului în 1920. Centrala hidroelectrică s-a construit ulterior, pe pârâul Târlung, în aval de confluența cu pârâul Doftana, pe zona actualului lac de acumulare Săcele (construit și pus în funcțiune în 1976), care asigură alimentarea cu apă a municipiului Brașov. Centrala a fost pusă în funcțiune în 15.03.1923, inițial cu un hidroagregat - pentru iluminatul celor 4 comune, care au contribuit la finanțare și cartierele

Dârste, Noua din Braşov şi uzina Metrom); transportul energiei s-a asigurat cu o linie electrică de 17 km, la 6.500 V şi 40 km reţea de joasă tensiune. În 1928, centrala a fost interconectată cu reţeaua de 25 kV a societăţii Electrica, cu încă un hidroagregat. Centrala a funcţionat până după anul 1960, ulterior fiind abandonată ca urmare a uzurii echipamentelor.

4.2.3. Centrala hidroelectrică Fieni I (1923): oraşul Fieni jud. Dâmboviţa este situat pe râul Ialomiţa, la confluenţa cu pârâul Ialomicioara, istoria oraşului fiind asociată cu unitatea de producere de ciment. Centrala hidroelectrică Fieni I s-a construit pentru a asigura sursa de energie pentru fabrica de ciment^[57] şi a intrat în funcţiune în 1923; probabil că a funcţionat până în anul 1956, ulterior a fost abandonată.

4.2.4. Centrala hidroelectrică Brezoi (1923): oraşul Brezoi jud. Vâlcea - atestat documentar în anul 1549, este situat pe valea râului Lotru, la 35 km de Rm. Vâlcea, 67 km de Sibiu şi 35 km de staţiunea Voineasa. Un moment important pentru valea Lotrului şi a Oltului îl constituie construirea soselei „Via Carolina”, pe Valea Oltului, între anii 1718-1721, când Oltenia s-a aflat sub stăpânirea Austriei; artera de comunicaţie urmărea, în general, vechiul traseu al soselei lui Traian. Centrala hidroelectrică Brezoi pe râul Lotru s-a realizat în 1923, pentru asigurarea cu energie a instalaţiilor Societăţii Anonime Române pentru Industrie Forestieră „Carpatina”. Centrala a fost echipată cu un hidroagregat cu turbină tip Francis, fabricaţie Voith, cu puterea de 334 CP (cădere 5,3 m, debit 6,00 m³/s), cuplată cu generator sincron de curent alternativ 200 kW, 50 Hz^[64]; date şi informaţii privind centrala în funcţiune provin de la prof. ing. Dorin Pavel^[43], în 1935 (170 CP, 350 MWh); probabil, centrala a rămas în funcţiune până după anul 1960, când localitatea Brezoi s-a racordat la sistemul energetic naţional.

4.2.5. Centrala hidroelectrică Rodna Veche (1925) a fost construită pentru a asigura necesarul de energie la minele şi uzinele de la Rodna Veche pe pârâul Valea Vinului, aparţinând Ministerului Industriei şi Comerţului (după anul 1918); probabil, centrala a rămas în funcţiune până după anul 1960 când localitatea Rodna s-a racordat la sistemul energetic naţional.

4.2.6. Centrala hidroelectrică Bacău (Filderman) - 1926: baza dezvoltării industriei tăbăcăritului în România se regăseşte din a doua jumătate a sec. 19. Primele ateliere de tăbăcărie în oraşul Bacău sunt legate

de Samuel Filderman care, în anul 1876, a înființat un atelier în partea de nord a orașului, pe malul drept al râului Bistrița; tăbăcăria, cu denumirea „Întreprinderile S. Filderman”, s-a organizat în anul 1884, cu obiectul de activitate „comerțul de pielărie și toate obiectele necesare pentru ciubotărie”. Prima fabrică producea piele pentru încălțăminte, iar a doua fabrică, întemeiată în 1908, producea, pentru prima dată în țară, piele fină. În Primul Război Mondial, întreprinderile S. Filderman au aprovizionat armata cu piele și talpă, dar și cu cizme, articole de harnașament și cojocărie. În anul 1922, un incendiu a distrus fabrica de pielărie, iar proprietarul a reconstruit și extins fabrica. În 1923, firma „Întreprinderile S. Filderman” s-a transformat în societate în nume colectiv, cu obiect de activitate „industria pielăriei și morăritului”; activitatea de morărit consta în măcinatul de coajă de copaci pentru tanin și utiliza resurse hidraulice ale canalului de derivație din râul Bistrița, construit în 1913, pentru uzina de apă și hidrocentrala Gherăiești. Amenajarea hidrotehnică s-a dezvoltat în perioada 1916-1917, prin continuarea canalului de fugă al centralei, cu un canal de aducțiune de 900 m, pentru un debit transportat de 24 m³/s. Centrala s-a pus în funcțiune în 1926 și a fost echipată cu 2 turbine tip Francis în cameră deschisă. În perioada 1924-1926 s-a construit o priză din albia râului Bistrița constând într-un prag transversal în albie, realizat în aceeași soluție ca acela al prizei centralei Gherăiești (facine umplute cu bolovani, consolidate cu piloți de lemn). În 1926 s-a pus în funcțiune centrala hidroelectrică, construită din beton și cărămidă dispusă lateral centralei de forță. Centrala s-a echipat cu un hidroagregat cu turbină tip Francis orizontală, funcționând la 1,75 m cădere, 24 m³/s debit și având o putere de 240 CP; centrala hidroelectrică a fost scoasă din funcțiune în anul 1949.

4.2.7. Centrala hidroelectrică Blaj (1926) a fost construită în anul 1926, de către societatea anonimă pe acțiuni „Electrică” Blaj, cu capital de la fundația Augustin Laday; centrala era cunoscută cu numele „Uzinele electrice ale fundației Laday⁶⁾ din Perisat”.

⁶⁾Augustin Laday de Korossut (-1893), jurist, funcționar de stat, delegat la Marea Adunare Națională de la Blaj din 1848 din partea autorităților, comite suprem al Albei Superioare din 1861, judecător la Curtea Supremă Regală de Justiție a Ungariei.

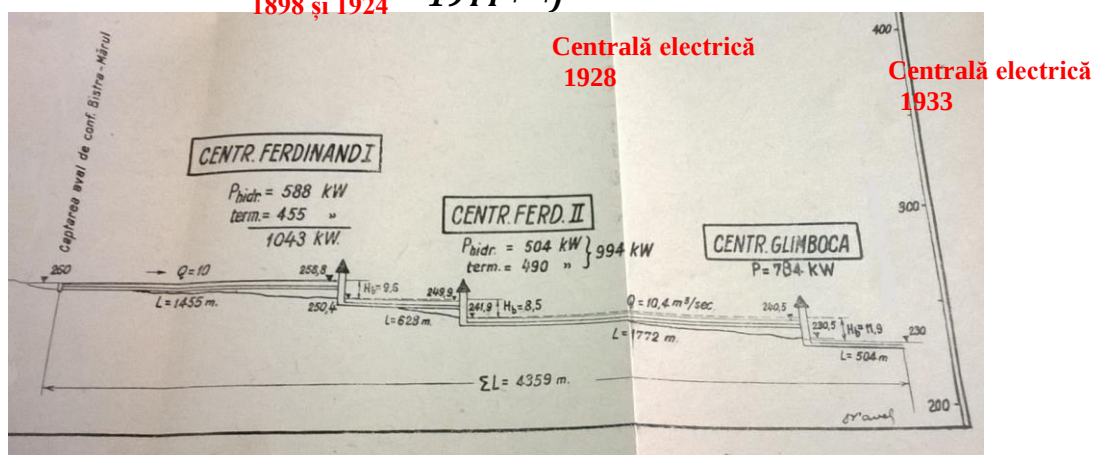
Construirea centralei hidroelectrice și electrificarea orașului s-au făcut de firma Ganz & Co din Budapesta (Filiala din Cluj). Centrala hidroelectrică a fost realizată pe Târnava Mică, în localitatea Petrisat, care

apartine administrativ de oraşul Blaj, unde fundația Laday avea domeniile. Schema de amenajare a centralei^[17] cuprindea un baraj transversal din beton în albia Târnavei Mici, cu zona ocupată de stavile și aria cu deversor liber, priza de apă de mal și canalul de aducțiune (cca. 1.200 m), cu debitul $4,0 \text{ m}^3/\text{s}$ și căderea brută $4,0 \text{ m}$. Centrala s-a echipat cu 2 hidroegregate cu turbine tip Francis - fabricație Ganz de 125 CP fiecare (cădere $4,0 \text{ m}$, debit $2 \text{ m}^3/\text{s}$), generatoare sincrone trifazate (50 Hz , 70 kW , 3.150 V). În plus, s-a instalat un agregat cu motor Diesel (180 kW) pentru preluarea consumului în perioade de hidraulicitate minimă; informații privind centrala provin din lista prof. Dorin Pavel^[43] - categoria centrale hidroelectrice comunale, cu date statistice din 1935: putere 80 CP și energie produsă 60 MWh ; probabil, centrala a rămas în funcțiune până după anul 1958, când orașul Blaj s-a racordat la sistemul energetic național.

4.2.8. Centrala hidroelectrică Oțelu Roșu (Ferdinand II) - 1928: primul laminor montat în anul 1898, la Oțelul Roșu, era antrenat de o turbină hidraulică de 450 CP , iar laminorul de tablă, pus în funcțiune în 1903, a fost antrenat prin arbore de o turbină hidraulică de 350 CP , instalate pe râul Bistra. Centrala funcționa în anul 1944, când prof. ing. Dorin Pavel a întocmit studiul privind electrificarea Banatului și, probabil, a rămas în funcțiune până după anul 1958, când zona s-a racordat la sistemul energetic. Centrala hidroelectrică Oțelul Roșu (Ferdinand II) a funcționat pe râul Bistra (afluent al râului Timiș, în aval de municipiul Caransebeș), în orașul Oțelul Roșu.

Fig. 17. Schema de amenajare a râului Bistra (ing. Dorin Pavel

Electrificare Banat,
Centrala de forță
1898 și 1924 1944^[50])



4.2.9. Centrala hidroelectrică Broșteni (1928): orașul Broșteni jud. Suceava este situat la confluența pârăului Neagra cu râul Bistrița, la 52 km de orașul Vatra Dornei și 129 km de orașul Bicăz. Teritoriul orașului Broșteni făcea parte din Domeniile Coroanei (legea din iunie 1884 pentru asigurarea veniturilor Casei Regale), ulterior în administrarea Principelui Nicolae (fratele regelui Carol al II-lea); domeniul cuprindea 40.000 ha, din care 34.000 ha pădure și 6.000 ha pământ agricol. Centrala hidroelectrică Broșteni a fost construită în anul 1928 pe pârăul Neagra, cu scopul asigurării energiei electrice necesare clădirilor administrative, atelierelor domeniului și spitalului înființat de regina Elisabeta, în anul 1898.

Fig. 18. Centrala hidroelectrică Broșteni (v. D.A. Pastia^[40])



Centrala (cădere 6,3 m, debit 1,44 m³/s) a fost echipată cu turbină tip Francis (ax orizontal, putere 96 CP), cuplată cu generator electric de 70 kW^[40]; nu există informații privind funcționarea și data la care a fost scoasă din funcțiune.

4.2.10. Centrala hidroelectrică Codlea II (Colorom) - 1928: la Codlea, pe canalul Morilor (canalul Vulcănița-derivație din râul Bârsa),

s-a pus în funcțiune, în anul 1903, o centrală hidroelectrică comunală. Dezvoltarea localității la începutul secolului al 20-lea și apariția unor fabrici (lăcătușerie Georg Müll & frate, 1897), fabrica de unelte (Georg Wenzel & frate, 1904), fabrica pentru produse din lemn Robert Christel (1908) și multe ateliere de meșteșugari aveau nevoie de energie^[71]. La Codlea, pe canalul Morilor, s-a pus în funcțiune, în anul 1904, centrala hidroelectrică „Colorom” Codlea. În 1928 a fost pusă în funcțiune centrala hidroelectrică Codlea II (Moara sistematică Codlea), iar ulterior, după apariția uzinei chimice, s-a numit „Colorom” Codlea; centrala a fost echipată cu o turbină tip Francis cu ax vertical (fabricație Voith, 193,5 CP, cădere 4,1 m, debit 4,4 m³/s), cuplată cu generator electric sincron (135 kW, 380/220 V, 50 Hz^[64]). Pentru creșterea gradului de siguranță a centralelor electrice din zona Brașov, în anul 1930, s-a realizat interconectarea acestora, printr-o linie de 15 kV; nu sunt informații privind scoaterea din funcțiune, dar probabil a funcționat până în anul 1954, când regiunea Brașov s-a conectat la sistemul regional Transilvania - centrală și sistemul Muntenia (*„data de naștere” a sistemului energetic național*). Pe amplasamentul centralei s-a realizat, în anul 1987, centrala hidroelectrică de mică putere - Codlea 2, aparținând comunității locale, scoasă din funcțiune după anul 1990.

4.2.11. Centrala hidroelectrică Fieni II (ciment) - 1930, s-a amplasat pe canalul de restituție a apei în albia Ialomiței al centralei Fieni I-1922; nu există informații privind scoaterea din funcțiune a centralei, dar probabil a funcționat cel puțin până în anul 1958, când zona Câmpulung a fost conectată la sistemul energetic național.

4.2.12. Centrala hidroelectrică Dobrești (1930) a fost amplasată pe cursul superior al râului Ialomița, la cca. 49 km de municipiul Târgoviște jud. Dâmbovița. La începutul sec. al 20-lea a început dezvoltarea economică-socială pe aria geografică Valea Prahovei, prin extracția de petrol, industrii noi (hârtie, ciment, cherestea, postav etc.), în contextul distanței relativ mici de orașul București; nevoia de energie a intensificat preocupările pentru realizarea unor noi centrale electrice, în afara celor bazate pe resurse petroliere locale. Astfel, s-a lansat realizarea unor centrale hidroelectrice de putere mai mare în zonă; centrala Sinaia din 1899 făcuse dovada eficienței energiei bazată pe forța apei. La sfârșitul sec. al 19-lea, ing. Elie Radu - preocupat de asigurarea surselor de apă pentru orașul București, a efectuat măsurători hidrologice pe cursul superior al Ialomiței, constatând nivelul potențialului hidroenergetic și a elaborat un

studiu preliminar pentru amenajarea Dobrești, în anul 1904^[39]. Contextul realizării centralei hidroelectrice Dobrești a fost precedat de o serie de acțiuni care au pregătit interesul pentru această zonă. Astfel^[37], firma germană EAG, la îndemnul regelui Carol I, a elaborat propriul studiu și un proiect de amenajare a cursului superior al Ialomiței, care cuprindea 5 centrale, iar în 1913, de. ing. I.S. Gheorghiu (viitor academician) a studiat posibilitatea amplasării a 2 hidrocentrale necesare după electrificarea căii ferate proiectate: Moroieni-Sinaia și Câmpina-Brașov. Casa Schiel, proprietara fabricii de hârtie din Bușteni, împreună cu firma JM Voith din St. Polten (Austria) au propus, în 1921, un proiect de amenajare, elaborat de ing. Sigmund Dachler (fost director al centralei Sibiu), după studii și măsurători proprii făcute pe Ialomița și afluentul acesteia Brătei. Societatea Electrica SAR a făcut, între 1925 și 1929, pe cont propriu, măsurători hidrologice și topometrice, care au servit la realizarea construcției. Primăria orașului București a stabilit, în 1925, o serie de măsuri pentru alimentarea cu energie electrică a orașului București, dintre care „utilizarea potențialului hidroenergetic al văii Ialomiței”. În acest sens, Primăria București a obținut de la Consiliul de Miniștri rezervarea dreptului de folosire a apelor râului Ialomița între Cheile Tătarului și confluența cu Ialomicioara (la Pucheni), cu obligația să prezinte proiectele și să înceapă lucrările, în termen de 3 ani. Primăria București a cerut diferitelor firme oferte pentru realizarea centralei. Oferta agreată a fost aceea a grupului CEEM-BBC, cu care s-a definitivat proiectul primei centrale hidroelectrice (*din cele 3 centrale care ar fi putut fi realizate pe sectorul rezervat*). Prin Inalt Decret Regal din 22 iunie 1928 s-a acordat primăriei orașului București concesiunea definitivă pe 90 de ani a centralei hidroelectrice Dobrești. În același an, Ministerul Industriei și Comerțului a acordat primăriei concesiunea pentru instalarea și exploatarea unei linii electrice de 110 kV (125,6 km), între centrala hidroelectrică Dobrești și Uzina Grozăvești din București. Primăria București a concesionat executarea și exploatarea, pentru 19 ani, a centralei Dobrești și a liniei electrice Dobrești-București, societății anonime române pentru forță și lumină electrică „Ialomița”, formată cu participarea societății franceze „Compania de întreprinderi Electromecanice” și a societății Brown-Boveri, sub auspiciile Băncii Comerciale Române.

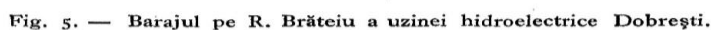
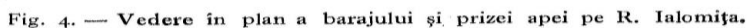
Notă: la aprobarea concesiunii, statul român a pus condiția ca contractul de excuție să se semneze cu o societate anonimă română, constituită în România, conform legilor române, de către societățile străine contractante.^[39]

Capitalul necesar a fost furnizat de un consorțiu de bănci franco-belgiene, condus de compania financiară „Hidrofina”. Contractul de concesiune era avantajos pentru Primăria București, societatea Hydro-

fină construia hidrocentrala, linia de 110 kV Dobrești-București și liniile de transport a energiei către centrele de consum (zona petrolieră Valea Prahovei, zona minieră Câmpulung Muscel), vindea energia în București la un preț mai mic decât al energiei produse la centrala termică de la Grozăvești și, după 19 ani de exploatare, restituia statului român hidrocentrala și linia electrică de 110 kV. Începutul războiului a determinat societatea Hydrofina să solicite statului român răscumpărarea părții neamortizate, ceea ce a creat un diferend economic, iar ulterior centrala a fost preluată de către Societatea generală de Gaz și Electricitate București, ca administrator al statului român. Execuția lucrărilor a fost făcută de către societatea anonimă română „Ialomița” (director de șantier ing. elvețian Bourquin, iar director adjunct ing. Dorin Pavel – de la SAR Electrica București). La apogeu, pe șantiere lucrau 4.000 muncitori, iar lucrarea a costat 750.000.000 lei (1.400 franci elvețieni/kW). La inaugurarea uzinei, la 17 iulie 1930, a participat regele Carol al II-lea și a fost așezată o plachetă din bronz (80x50 cm), cu textul „Sub domnia M.S. Carol II, regele României MCMXXX (1930)”; s-a confecționat și o plachetă din alamă argintată de către gravorul Ion Jalea, cu același text. Ulterior, ing. Fernand Carlier⁷⁾ și 6 ingineri francezi, au fost decorați pentru activitatea depusă. La partea superioară a conductei forțate, la 70 m după ieșirea din castel, este casa vanelor, prevăzută cu o vană fluture și un ventil de aerisire automat, iar la partea inferioară este distribuitorul cu câte o ramificație la fiecare turbină. Centrala este o clădire impozantă cu 58,85x25,0 m, situată la cota 893,50 mdM pe malul Ialomiței, cu sala mașinilor, stația electrică interioară, ateliere, birouri etc. La partea superioară a conductei forțate, la 70 m după ieșirea din castel, este casa vanelor cu o vană fluture și un ventil de aerisire automat, iar la partea inferioară este distribuitorul cu câte o ramificație la fiecare turbină.

Echiparea centralei s-a făcut cu 4 hidroagregate cu turbine tip Pelton (5.650 CP, 500 rot/min.), fabricație Voith, cuplate cu generator sincron de 5.000 kVA - Brown Boveri (tensiune 5.500-6.600 Vca trifazat, 50 Hz). În centrală s-a montat „un grup de casă”, cu turbină tip Pelton (208 CP; 1.000 rot/min), cuplată cu generator sincron de 160 kVA, 380 V tensiune la borne. Transportul energiei se face printr-o linie electrică de 110 kV Dobrești-București (Grozăvești), cu lungimea 122 km, care trece prin stația Târgoviște, pentru conexiunea cu centrala Uzinelor Comunale București - centrala termică Schitu Golești. Centrala a fost pusă în funcțiune la 1 nov. 1930 și funcționează în prezent, cu echipamentele originale, fără lucrări de anvergură la partea de construcții și nici la partea de echipamente. Centrala a fost, 27 ani, cea mai importantă centrală hidro-

Fig. 19. Centrala hidroelectrică Dobresti & captarea Ialomita



39

tribuția sa la înfăptuirea Marii Uniri. Castelul a devenit reședința favorită a Reginei Maria, care îl va restaura și amenaja în perioada 1920-1932, devenind reședință de vară a familiei regale. La moartea sa, regina a lăsat castelul moștenire fiicei sale preferate, principesa Ileana, căsătorită cu un membru al fostei familii imperiale de Habsburg (*din anul 2006 a devenit moștenitor legal - prin retrocedare*).

Centrala hidroelectrică Bran Castel (numită "microhidrocentrala regală") a fost construită în anul 1932, pe un teren dintre dealul Măgura Branului și pâraul Turcu, prin captarea a 7 izvoare, numite "Izvoarele Reginei". Centrala hidroelectrică, echipată cu 2 hidroagregate cu turbină Pelton, fabricație Voith (85 CP, debit 0,10 m³/s, cădere 80 m) și un generator de 60 kW Siemens, a fost pusă în funcțiune la 3 sept. 1932. Centrala a servit inițial pentru iluminarea castelului, dar Regina a ordonat administratorului reședinței din Bran furnizarea gratuită a energiei electrice pentru iluminatul public în Bran, Moeciu și Simon, respectiv la școlile și bisericile acestor sate. Lumina electrică s-a asigurat la un preț mic și locuitorilor din Bran, din încasări era întreținută uzina și instalațiile acesteia; la dorința reginei, din plusul de încasări, la fiecare Craciun, erau cumpărate cadouri pentru „populația sărmană din Bran”. După naționalizare, centrala a trecut în administrarea IRE Brașov, iar din anul 1992, la SC Hidroelectrică SA; centrala a fost dezafectată.

4.2.14. Centrala hidroelectrică Glimboca (1933) este situată în localitatea Glimboca jud. Caraș Severin, pe râul Bistra (afluent al râului Sebeș, aval de municipiul Caransebeș), la 2 km de orașul Oțelu Roșu și 16 km de municipiul Caransebeș; centrala este în stare de funcțiune cu echipamente din 1928.

4.2.15. Centrala hidroelectrică Călan (1934): orașul Călan jud. Hunedoara este situat în centrul României - Țara Hațegului, pe râul Strei, la 10 km de mun. Hunedoara și 28 km de mun. Deva. Dezvoltarea metalurgiei la Călan a început în anul 1871, când construit primul furnal. În anul 1924 s-au înființat Uzinele Metalurgice „Titan, Nădrag, Călan”, cu Uzina Călan, minele Teliuc, Uzina Oțelul Roșu, Uzina Galați și Uzina Nădrag. După anul 1933, uzinele de la Călan s-au modernizat, iar pentru asigurarea energiei electrice s-a hotărât realizarea unei hidrocentrale pe râul Strei; centrala hidroelectrică Călan s-a pus în funcțiune în 1934, pe râul Strei (Sângiorgiu). Nu există informații privind data scoaterii centralei din funcțiune, dar probabil că a funcționat cel puțin până în anul 1958, când regiunea Hunedoara s-a conectat la sistemul național.

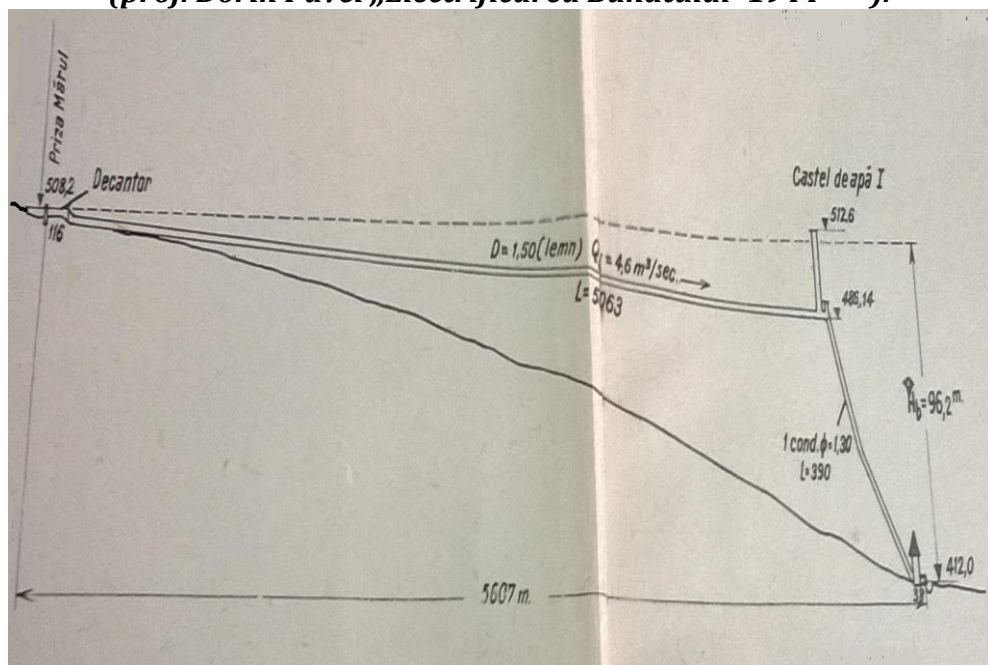
4.2.16. Centrala hidroelectrică Râșnov II (1936) a fost executată între anii 1933-1936, în aval de centrala Râșnov I pentru a satisface nevoia de energie electrică în zonă, iar primele lucrări de electrificare au început în anul 1911. Centrala utilizează potențialul hidroenergetic al pârâului Ghimbășel, amonte de orașul Râșnov. Centrala a fost pusă în funcțiune în 1936 și produce energie electrică până în prezent, cu echipamentele originale, fabricate în 1935. După naționalizare, centrala a intrat în administrarea IRE Brașov, iar din 2002 a trecut la SC Hidroelectrica, cu denumirea Râșnov 4.

Fig. 20. Centrala hidroelectrică Râșnov II (1936) - priza de apă (captare)



4.2.17. Centrala hidroelectrică Măru (1936): necesitățile de energie electrică ale Uzinei metalurgice de la Oțelu Roșu s-au asigurat de la centrala hidroelectrică Măru, com. Zăvoi jud. Caraș Severin, valorificând potențialul hidroenergetic al râului Bistra Mărului, afluent al râului Bistra, din amonte de orașul Oțelu Roșu.

Fig. 21. Schema de amenajare a centralei Măru – Bistra Mărului (prof. Dorin Pavel „Electrificarea Banatului-1944”^[50]).



Centrala Măru este echipată cu un hidroagregat cu turbină Francis cu carcasă spirală^[17] (cădere 80 m, putere 2.800 CP), fabricație Voith Austria și un generator sincron trifazat (1.950 kW, 50 Hz, 3.150 V), fabricație Ganz Ungaria (montat în anul 1936), fabricație ASEA – Suedia (montat în anul 1938). După naționalizare, centrala a rămas în administrarea Uzinelor Metalurgice Oțelul Roșu, devenită SOCOMET după anul 1990. Centrala se află în stare de funcționare cu echipamentele din 1928.

4.2.18. Centrala hidroelectrică Suseni (1938): localitatea Suseni jud. Gorj este amplasată pe râul Șușița Seacă, la 15 km nord de Municipiul Târgu Jiu. În anul 1936, Liga Națională Contra Tuberculozei a hotărât construirea unui Sanatoriu TBC, pe un teren de utilitate publică, situat pe Muntele Măgura Susenilor, cedat de Obștea Valea Susenilor (v. Monitorul Oficial nr. 18/23.1.1937). Acțiunea a fost susținută de d-na Arethia Tătărăscu (soția lui Gh. Tătărăscu – gorjan, născut la Poiana-Rovinari, prim-ministru al României în perioada 1934-1937 și 1939-1940), președinta Ligii Naționale a Femeilor Gorjene; Arethia Tătărăscu este renumită pentru acțiuni social-culturale, cea mai cunoscută fiind realizarea ansamblului sculptural Constantin

Brâncuși din Târgu Jiu. Amplasat într-o zonă izolată a localității Suseni, sanatoriul Dobrița avea asigurate nevoile de energie electrică și de apă de la centrala hidroelectrică, prevăzută în proiectul lucrării. Construcția sanatoriului și a hidrocentralei au început în anul 1937. Centrala hidroelectrică Suseni a fost pusă în funcțiune în anul 1938 și se află în exploatare cu echipamentele inițiale, în prezent.

Fig. 22. Hidroagregat cu turbină Pelton, centrala hidroelectrică Suseni, 1938



4.2.19. Centrala hidroelectrică Cetățeni (1938): comuna Cetățeni este situată în nord-estul județului Argeș, pe drumul județean Târgoviște-Câmpulung, la 23 km distanță de municipiul Câmpulung Muscel și 45 km de Târgoviște (pe DN 72A) și este străbătută (de la nord la sud) de râul Dâmbovița. În anul 1938 s-a înființat, la Cetățeni, Filatura „Musceleanca”, unitate economică specializată în prelucrarea firelor din lână țurcană (materie primă din zona Muscel-Dâmbovița), având proprietari fondatori frații Ion și Gheorghe Purnichescu^[48] oameni de afaceri locali. Filatura a funcționat cu energie de la centrala hidroelectrică, care utiliza potențialul hidroenergetic al râului Dâmbovița. Nu există informații privind data scoaterii din funcțiune, dar a funcționat cel puțin până în anul 1958, după care regiunea Argeș s-a conectat la sistemul energetic național.

4.2.20. Centrala hidroelectrică Vulcan 2 (1939) a utilizat potențialul hidroenergetic al pârâului Bârsa, pe o lungime de cca. 3 km - sectorul aval (la confluența cu pârâul Turcu), fiind situată la cca. 8 km aval de Zărnești și 6 km amonte de Vulcan. Centrala hidroelectrică Vulcan 2, proprietatea fabricii de hârtie Zărnești a fost naționalizată și a intrat în administrarea IRE Brașov, iar din anul 2002 în administrarea SC Hidroelectrica. Centrala cu echipamentele originale a funcționat până în anul 2007, când a fost retrasă din exploatare, fără a fi dezafectată.

4.2.21. Centrala hidroelectrică Sadu-Bumbești (Jiu) - 1939: orașul Bumbești-Jiu jud. Gorj este situat pe râul Jiu, la ieșirea din defileu, la 20 km de Târgu Jiu și 39 km de Petroșani. Localitatea, atestată documentar în anul 1696, a fost cunoscută prin Uzina Mecanică Sadu, pentru industria de apărare a țării.

Fig. 23. Barajul Sadu-Bumbești (Jiu) (dreapta: corpul barajului, stânga: deversorul lateral)



Uzina Mecanică Sadu are originea în „Pirotehnia Armatei Sadu”, înființată prin Înalt Decret Regal nr. 3010 din 26 iulie 1939; uzina a funcționat, la început, pentru producerea de muniție de infanterie, iar din 1948, a devenit „Întreprinderea Metalurgică de Stat Sadu”, pentru fabricarea de capse miniere electrice instantanee și produse de larg consum (frigidere cu absorbție și cu compresor, cabine de tractor, panouri solare, piese de schimb pentru mecanica fină etc.). Uzina de

Armament a fost prevăzută cu sursă independentă de energie electrică - Centrala hidroelectrică Sadu Gorj este situată în orașul Bumbești Jiu jud. Gorj, pe pârâul Sadu, afluent al râului Jiu. Centrala este de cădere medie, cu derivație sub presiune și lac de acumulare. De la punerea în funcțiune, în 1939 până în anul 1990, a fost administrată de către Uzina de Armament, după care a trecut în administrarea IRE Tg. Jiu. Centrala este în funcțiune cu echipamentele hidromecanice și electrice originale.

4.2.22. Centrala hidroelectrică Novaci (1939), amplasată la Novaci - pe cursul superior al râului Gilort, a fost construită între anii 1938-1939, în cadrul programului de electrificare rurală a României, început în guvernarea lui Gh. Tătărăscu. Centrala (incl. sistemul de distribuție rurală) a fost executată cu fonduri publice, pentru alimentarea a 10 comune (ex. Novaci, Baia de Fier, Polovraci etc.), cu cca. 7.300 locuitori. Centrala de la Novaci a fost pusă în funcțiune în 1 sept. 1939, la câteva ore după declanșarea celui de-al doilea Război Mondial, prin atacarea Poloniei de către Germania lui Hitler. Schema de amenajare a centralei cuprinde un baraj de beton de derivație cu înălțimea 4 m, un bazin compensator/decantor de 1.200 m³, un canal de aducțiune casetat (1,15x1,3 m, lungimea 2,300 m), camera de încărcare și conducta forțată (D=800 mm, lungimea 60 m); parametrii tehnici ai centralei sunt: cădere 48 m și debit instalat 2 m³/s. Centrala s-a echipat, în 1939, cu un hidroagregat cu turbină tip Francis orizontal de 450 CP și generator de energie electrică (325 kW, 380/220 V, 50 Hz).

Fig. 24. Centrala hidroelectrică Novaci 1, aug. 2003



În anul 2004, centrala a fost vândută (prin privatizare) Institutului de Studii și Proiectări Hidroenergetice (ISPH), care a efectuat, în anul 2009, retehnologizarea, refacerea uvrajelor hidrotehnice, înlocuirea echipamentelor hidromecanice și automatizarea completă.

4.2.23. Centrala hidroelectrică Blidari 1 (1941): localitatea Blidari jud. Maramureș este situată pe valea râului Firiza, la 18 km amonte de municipiul Baia Mare. Schema de amenajare cuprinde o captare de mal realizată cu un prag deversor transversal în albie și o conductă de aducțiune din doage de lemn, cu lungimea de cca. 1.920 m, pentru un debit de cca. $1,0 \text{ m}^3/\text{s}$ și o cădere brută de 46 m. Centrala este echipată cu un hidroagregat cu turbină tip Francis de 500 CP, cuplată cu un generator sincron (320 kW, 50 Hz), fabricație Ganz-Budapesta.

4.2.24. Centrala hidroelectrică Blidari 2 (1941): schema de amenajare Centralei hidroelectrice Blidari 2 este identică cu aceea a centralei Blidari 1 și cuprinde o captare de mal, printr-un prag deversor transversal în albie și o conductă de aducțiune din doage de lemn, cu lungimea cca. 1.850 m, pentru un debit de cca. $1,0 \text{ m}^3/\text{s}$ și căderea brută 46,0 m. Centrala este echipată cu un hidroagregat cu turbină tip Francis de 500 CP, cuplată cu un generator sincron (320 kW, 50 Hz), fabricație Ganz-Budapesta. Centrala este amplasată în aval de localitatea Blidari, unde începe lacul Strâmtori-Firiza (pentru centrala hidroelectrică pusă în funcțiune în anul 1965).

4.2.25. Centrala hidroelectrică Valea Tinei (1941) este amplasată în cartierul Valea Tinei din Baia Mare; schema de amenajare este identică cu aceea a centralei Blidari I și cuprinde captarea de mal printr-un prag deversor transversal în albie și conducta de aducțiune din doage de lemn (cca. 3.700 m), cu debitul cca. $1,25 \text{ m}^3/\text{s}$ și căderea brută 40 m. Captarea a fost amplasată în zona actualului lac de acumulare Strâmtori-Firiza. Centrala era echipată cu un hidroagregat cu turbină tip Francis (500 CP), cuplată cu generator sincron (320 kW, 50 Hz), fabricație Ganz-Budapesta.

4.2.26. Centrala hidroelectrică Ferneziu (1941): schema de amenajare este identică cu aceea a centralei Blidari I, cu captare de mal printr-un prag deversor transversal în albie și conducta de aducțiune din doage de lemn (lungime cca. 1.260 m), debitul cca. $1,25 \text{ m}^3/\text{s}$, căderea brută 20 m. Centrala era echipată cu un hidroagregat cu turbină tip Francis (500 CP), cuplat cu generator sincron de 320 kW, 50 Hz (fabricație Ganz-Budapesta); centrala a fost amplasată în cart. Ferneziu din Baia Mare.

4.2.27. Centrala hidroelectrică Bran (Veche) – 1942: comuna Bran jud. Braşov este situată în zona sud-vest a judeţului, culoarul depresionar Bran-Rucăr, pe pârâul Turcu. Dezvoltarea comunei este legată de castelul Bran şi de drumul comercial Câmpulung-Braşov. După construirea, în anul 1932, a unei centrale hidroelectrice pentru Castelul Bran, devenită proprietate a familiei regale, locuitorii zonei au hotărât să realizeze o centrală hidroelectrică comunală. Centrala hidroelectrică Bran s-a realizat în anul 1942, ca centrală pe derivaţie, cu un debit instalat de $2 \text{ m}^3/\text{s}$ şi căderea 8,5 m şi a fost echipată cu 2 turbine tip Francis de 80 CP, cuplate cu câte un generator de 55 kW, 50 Hz. După naţionalizare, centrala a fost administrată de IRE Braşov şi a fost scoasă din funcţiune în perioada 1987-1988, întrucât pe pârâul Turcu s-au construit 3 centrale de putere mică (CHE Bran 0, CHE Bran, CHE Bran 2), în cadrul programului naţional de dezvoltarea a microhidroenergeticii. Clădirea centralei şi echipamentele iniţiale sunt încă pe amplasament. La sfârşitul anului 1934, în România, erau în funcţiune 59 centrale hidroelectrice cu puteri mai mari de 100 kW, însumând o putere instalată de 40,030 MW (energie electrică: 103,90 GWh).

La Conferinţa IRE „Amenajarea căderilor de apă” (prof. ing. Dorin Pavel, 3.02.1936) sunt înregistrate următoarele date statistice:

- centrale electrice publice: 201 centrale /215.600 kW/386 mil kWh;
- centrale termice: 163 centrale /185.120 kW/309,5 mil kWh;
- centrale hidroelectrice: 38 centrale / 30.480 kW/ 76,5 mil kWh;
- centrale electrice industriale: 290 centrale /188.000 kW/365 mil kWh;
- centrale termice: 269 centrale /170.350 kW/327,6 mil kWh;
- centrale hidroelectrice: 21 centrale / 17.650 kW/ 37,4 mil kWh.

CAP. 5. DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII ÎN PRIMII ANI DE DUPĂ AL DOILEA RĂZBOI MONDIAL

5.1. Dezvoltarea hidroenergeticii românești în perioada 1945-1950

Situația economică a României la terminarea războiului era dezastruoasă, industria era în mare parte distrusă sau convertită la producția de război; sarcina principală în industrie a fost repunerea în funcțiune a unităților economice existente distruse de război și reconversia unităților industriale la producția de pace (bunuri materiale pentru economia țării). În perioada 1945-1950 au fost puse în funcțiune 3 centrale, cu o putere instalată de 4 MW, 35 MW și 16.400 GWh/an.

Tabelul 4. Centrale hidroelectrice în funcțiune, în perioada 1945-1950.

Nr.	Centrala	Râul	An pif.
1.	Bistrița Năsăud	Bistrița	1945
2.	Zărnești	Prăpastia	1946
3.	Crăiniceș	Bârzava - cădere Semenice, - cădere Șafră.	1949
	Total	-	-

(continuare)

Nr.	Centrala	Caracteristici tehnice						
		P _i [kW]	H _{br} [m]	Q _i [m ³ /s]	Q _m [m ³ /s]	E _{an} [MWh]	Tip tb.	Puteri unitare [kW]
1.	Bistrița Năsăud	400	8,5	7,00	7,00	1.500	2F	2*200
2.	Zărnești	1.000	24,0	4,50	2,50	3.000	2F	2*500
3.	Crăiniceș	2.950	323 432	0,4 0,5	2,65	11.900	1P (2 rotoare)	1*1,85 1*1,10
	Total	4.350	-	-	-	16.400	-	-

5.2. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în perioada 1945-1950

5.2.1. Centrala hidroelectrică Bistrița Năsăud, 1945

În anul 1913 a intrat în funcțiune centrala hidroelectrică Bistrița Năsăud. În 1943, nevoia de energie și uzura vechilor instalații au determinat autoritățile locale să înceapă construirea unei centrale hidroelectrice noi, cu baraj - cu cădere de 8,5 m și debit instalat 7 m³/s. După retragerea trupelor de ocupație a Ardealului – oct. 1944, centrala hidroelectrică veche era scoasă din funcțiune. O nouă centrala a fost pusă în funcțiune în anul 1945, cu două hidroagregate cu turbine Francis (275 CP fiecare) și generator sincron trifazat (250 kVA, 5.200 V, 50 Hz). Centrala a funcționat până în anii 1957-1960, până la racordarea zonei la sistemul regional Ardeal. Pe același amplasament, în anul 1989, s-a realizat o centrală hidroelectrică de putere mică, cu 4 hidroagregate cu turbine EOS.

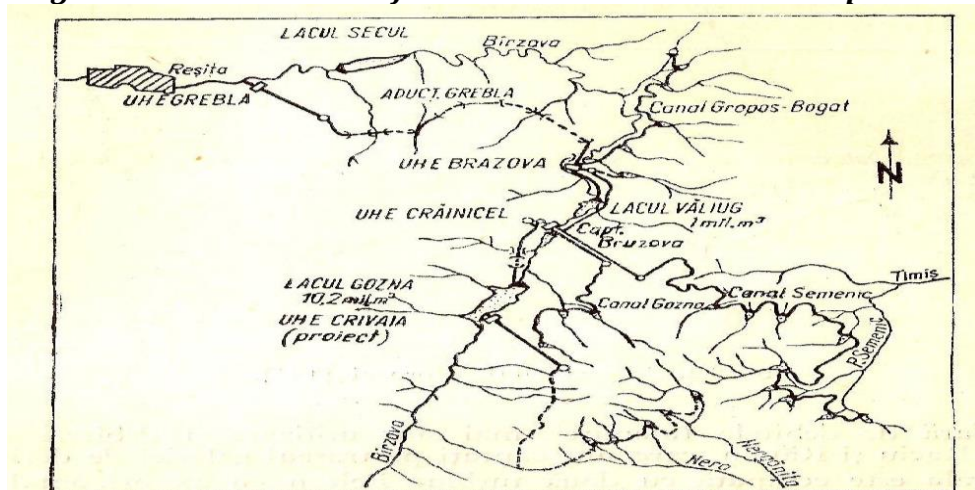
5.2.2. Centrala hidroelectrică Zărnești, 1946

Pentru alimentarea cu energie electrică a fabricii de hârtie și celuloză din orașul Zărnești (denumită inițial „Celuloza”, apoi Celohart sau EcoPaper) s-au construit 2 centrale hidroelectrice. Centrala hidroelectrică Zărnești (1903) și Centrala hidroelectrică Vulcan II (1939). Fabrica de hârtie și celuloză din Zărnești, înființată în 1852, a cunoscut după al doilea război mondial o dezvoltare tehnologică, ceea ce necesita consum sporit de apă și energie. Centrala Zărnești utiliza potențialul hidroenergetic al pârâului Prăpastia (afluent al râului Bârsa) din amonte de confluență, pe un sector de de cca. 2 km. Centrala a fost echipată cu 2 hidroagregate cu turbine Francis (700 CP fiecare – fabricație Ganz, cădere utilă 24 m, debit 4,5 m³/s), generatoare sincrone (500 kW, curent alternativ, 50 Hz). Schema de amenajare este inclusiv contribuția prof. Dorin Pavel, iar la execuție a lucrat tânărul ing. viitorul profesor dr. docent Radu Prișcu. Din amintirile prof. Dorin Pavel⁴⁴, solicitat la Zărnești pentru alimentarea cu apă a fabricii și realizarea unei centrale hidroelectrice: „...a doua lucrare la Zărnești era o microcentrală. Le sosiseră în timpul războiului 2 turbine ungurești „Ganz” și nu știau ce să facă cu ele. Am întocmit proiectele hidraulice și lucrarea a fost dată spre execuție antreprenorului inginer Ioanovici, tânărul inginer Radu Prișcu fiind angajatul întreprinderii”. Nu există informații privind funcționarea centralei, probabil că a fost abandonată, din anul 1958, după racordarea zonei la sistemul energetic național, iar circuitul hidrotehnic se utiliza pentru alimentarea cu apă industrială a fabricii de hârtie.

5.2.3. Centrala hidroelectrică Crăinice, 1949

Până la începutul primului război mondial, la uzinele din Reșița s-au construit 2 centrale hidroelectrice, care să asigure baza energetică la uzinele (centrala Grebla 5.000 kW, centrala Breazova 400 kW). În 1920, societatea StEG s-a transformat în societate română pe acțiuni, cu denumirea „Uzinele de fier și Domeniile din Reșița” (UDR); instalațiile hidrotehnice și centralele hidroelectrice realizate până la primul război mondial au fost menținute în funcțiune. După al doilea război mondial s-a trecut la extinderea capacităților și diversificarea producției uzinelor, UDR fiind printre puținele uzine neafectate de război și care puteau să contribuie la refacerea economiei țării și la plata despăgubirilor de război. Din 1942 până la sfârșitul anului 1943, prof. dr. ing. Dorin Pavel (acum reputat specialist în domeniu) a identificat soluții pentru mărirea debitului necesar uzinelor și creșterea producției de energie electrică, (cu măsurători hidrologice și topometrice), prezentând un plan general de amenajare hidrotehnică a Bârzavei superioare: Planul de amenajare propunea realizarea a 3 lacuri de acumulare (Gozna, Trei Ape-Timiș și Secu), derivarea râurilor Nera superioară și Timișul superior spre Bârzava (problema apei), respectiv refacerea centralelor hidroelectrice Grebla și Breazova și construirea centralei hidroelectrice Crăinice. Lucrările pentru implementarea proiectului au început în 1946 (coord. prof. Dorin Pavel și responsabil lucrări ing. Florin Constantinescu). Barajul pentru acumularea Gozna s-a executat între anii 1949-1954 fiind printre primele baraje de concepție și execuție românească (coord. prof. ing. Dorin Pavel). Stația de pompe Trei Ape reprezintă prima stație de pompare cu rol energetic din hidroenergetica românească.

Fig. 25. Schema de amenajare hidrotehnică a Bârzavei Superioare



5.2.4. Centrala hidroelectrică Crăinice (1949/1954):

(a) centrală unicat în România - construită pentru 3 căderi și 2 tipuri de turbine, echipamente montate în 2 centrale Crăinice I (1949) și Crăinice II (1945);

b/ căderea Semenice - canalul colector Semenice (construit între anii 1902-1904);

c/ căderea Șafră - canalul colector Gozna (construit în anii 1902-1904) a fost betonat pe porțiuni și supraînălțat, ca să poată transporta debitul.

Turbinele centralei se pot considera primele turbine fabricate în țară și deschid seria realizărilor de la UCM Reșița în domeniul fabricației echipamentelor hidroenergetice, căreia hidroenergetica românească îi datorează atât de mult.

Fig. 26. Centrala Crăinice (vedere exterioară) - anul 2006



5.2.5. Considerații privind sistemul hidroenergetic Bârzava

Amenajarea complexă a râului Bârzava a avut anvergura unui sistem național de gospodărire a apelor, cu premiere naționale în construcțiile hidrotehnice și de unicitate ale soluțiilor adoptate:

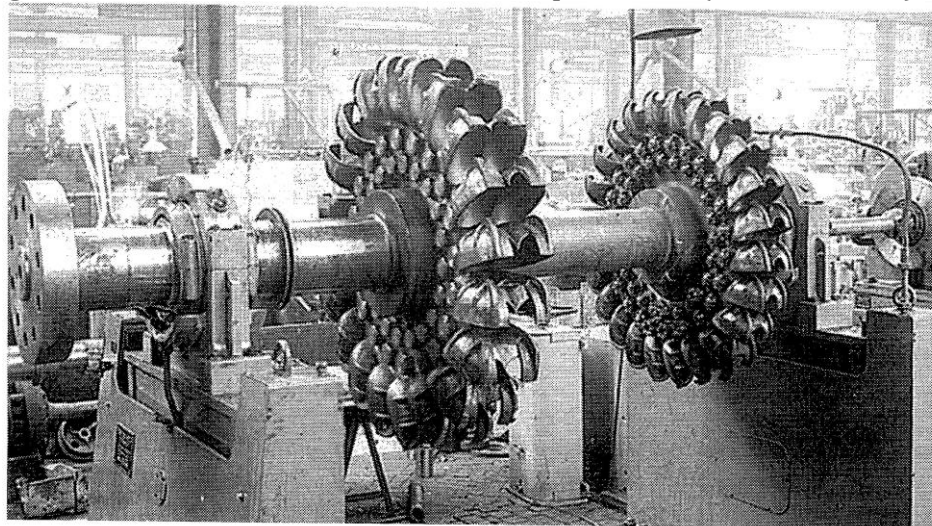
- sistemul rezolva folosințele de apă (hidroenergie, transport lemn în perioada 1902-1950, alimentare cu apă după anul 1950, apărare împotriva inundațiilor, agremant etc.);

- resursa hidroenergetică a permis dezvoltarea altor folosințe;
- amenajarea concentrează debitele într-o amenajare, prin captarea și transportul gravitațional al debitelor și prin transferul debitelor dintr-un bazin în altul, prin pompaj.

Stația de pompe Trei Ape reprezintă prima stație de pompare cu rol energetic folosită în amenajările din România. Dezvoltarea sistemului hidrotehnic și hidroenergetic Bârzava a continuat cu:

- sistemul electroenergetic din Combinatul Siderurgic Reșița se conectează la sistemul electroenergetic național (dec. 1956);
- modernizare centrala Grebla, înlocuind 3 hidroagregate cu turbine Pelton și generatoare trifazate (frecvența 20,8 Hz), cu 2 hidroagregate cu turbine Francis orizontale, fabricație UCM Reșița (5.600 kW), cu generatoare sincrone trifazate (50 Hz)^[82] (1971);
- reechipare centrala Breazova cu 2 hidroagregate, cu turbine Francis verticale (cădere 35,75 m), 1470 KW^[82] (1984).

Fig. 27. Turbina Pelton cu două rotoare pe arbore (CHE Crăinicele)^[63]



În 1986 au început lucrările la centrala hidroelectrică Crăinicele II, prevăzută cu 2 turbine Pelton. Centrala hidroelectrică Crăinicele II urma să funcționeze pe căderile Semenice și Nera, cu debite suplimentare din captări și pompaj, iar centrala veche Crăinicele I să funcționeze pe căderea Șafra (grup Pelton & 1 grup rezervă) și pe aducțiunea Gozna.

Centralele hidroelectrice din amenajarea râului Bârzava, în anul 1990:

Centrala	P_i [MW]	Q [m ³ /s]	E_{an} [GWh/an]
Grebla	10,00	3,00	26,60
Breazova	0,36	2,20	1,12
Crăinici I	8,00	2,90	29,44
Crăinici II	4,19	1,17	20,40
Total	22,55	-	77,56

Până la naționalizare centralele hidroelectrice au existat în proprietatea Combinatului Siderurgic Reșița, după naționalizare rămânând în administrarea acestuia. În anul 1990, centralele erau în stare de funcționare cu echiparea inițială (excepție centrala Grebla - reechipată în 1971). În anul 2004, la privatizarea Combinatului Siderurgic Reșița, centralele au trecut în proprietatea cumpărătorului compania TMK Hydroenergy Power, care la rândul ei le vinde în 2011 compania CEZ România, membră a CEZ Group. După cumpărare CEZ a implementat un proiect de re tehnologizare a celor 4 centrale din amenajare Bârzava (Grebla, Breazova, Crăinici I, Crăinici II); execuția lucrărilor a început în 2012 și s-a terminat în decembrie 2013. Urmare re tehnologizării centralele sistemului Bârzava funcționează la următoarele puteri: Breazova: 0,656 MW, Crăinici I: 4,160 MW, Crăinici II: 9,200 MW, Grebla: 7,960 MW.

CAP. 6. DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII ROMÂNEȘTI ÎN DECENIUL 1951-1960

6.1. Primul plan de electrificare a țării

Pentru dezvoltarea industrializării țării trebuia asigurată baza energetică, prin dezvoltarea industriei energetice, centrale noi, sistemul electroenergetic și electrificarea rurală și urbană. În 26 oct. 1950, s-a aprobat „Planul general de electrificare a țării (1951-1960)”, de Comitetul Central al PMR, care punea bazele dezvoltării energeticii românești. În domeniul hidroenergetic, planul prevedea construirea și punerea în funcțiune a primelor amenajări de putere: Crăinicele – căderea Gozna (5,15 MW), Aștileu (2,8 MW), Sadu V (15,3 MW), Moroieni (15,4 MW) și primele hidroagregate la CHE Stejaru Bicăz (3x27,5 MW).

Tabel 5. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în deceniul 1951-1960

Nr. crt.	Centrala	Râul	An pif.	Caracteristici tehnice						
				P _i [kW]	H _{br} [m]	Q _i [m ³ /s]	Q _m [m ³ /s]	E _{an} [GWh]	Tip tb.	Puteri unitare [kW]
1.	Crăinicele	Bârzava - cădere Se- menic. - căderea Șafra	1949	2.950	323 432	0,4 0,5	2,65	11.900	1P două rotoare	1*1.850 1.100
		- căderea Gozna	1954	2.200	68,0	2,0	-	5.700	2F	2*1,10
2.	Aștileu	Criș Repede	1954	2.800	37,7	12,0	-	14.000	4F	4*736
3.	Moroieni	Ialomița	1954	15.300	233,0	8,5	4,20	59.000	2P	2*7.650
4.	Sadu V	Sadu	1955	15.400	398,0	5,0	2,50	70.000	2P	2*7.700
5.	Stejaru (HA 2,3,4)	Bistrița	1960	82.500	143,5	178,0	46,00	170.000	3F	3*27,5
	Total	-	-	121.150	-	-	-	330.600	-	-

La nivel instituțional s-au creat structurile pentru elaborarea planurilor, administrarea noilor întreprinderi de producție proprietate a statului etc. (Comitetul de Stat al Planificării, Ministerul Energiei Elec-

trice, Ministerul Construcțiilor de Mașini, Institutul de Studii și Proiectări Energetice etc. S-a trecut la pregătirea deschiderii de șantier pentru centrale hidroelectrice: studii și proiecte pentru amenajarea hidroenergetică a principalelor bazine hidrografice, inclusiv pentru amenajarea Dunării. În perioada 1951-1960 au fost puse în funcțiune 5 centrale cu o putere instalată de 121, 15 MW și 330.600 GWh/an.

6.2. Centrale hidroelectrice realizate în perioada 1951-1960

6.2.1. Centrala Aștileu (1954)

Localitatea Aștileu, din jud. Bihor este situată în partea de nord vest a județului, la 40 km de municipiul Oradea și la 110 km de municipiul Cluj. Privind resursele hidroenergetice locale (râurile Crișul Repede, Drăgan și Iad) existau studii de valorificare de la începutul sec. 20. Primul proiect pentru valorificarea potențialului hidroenergetic al râului Iad a fost propus Consiliului orășenesc Oradea în 2 aprilie 1902, care propunea realizarea unei centrale hidroelectrice (2,94 MW, cu o linie aeriană de 25 kV până la Oradea; s-a apreciat că puterea centralei depășește necesitățile de energie electrică ale orașului și cheltuielile de investiții ar fi prea mari. La începutul anilor '40 s-a studiat posibilitatea construirii unui baraj în valea Drăganului cu o centrală hidroelectrică de 38 MW, dar proiectul nu s-a materializat din cauza dificultăților economice. Dintre studiile elaborate s-a ales varianta unui baraj pe râul Crișul Repede, la Vadu Crișului și a unei centrale pe derivație Aștileu^[7], soluție aprobată în 26 mai 1948, în regie proprie din fonduri locale. Centrala s-a finalizat și pus în funcțiune în aprilie 1954, după realizarea liniei de 35 kV Oradea-Aștileu. Între anii 1954-1956, centrala a funcționat la frecvența de 42,5 Hz, până la trecerea sistemului regional la 50 Hz. Centrala hidroelectrică Aștileu utilizează potențialul hidroenergetic al râului Crișul Repede, între localitățile Vadu Crișului și Aleșd (Aștileu).

De la punerea în funcțiune, centrala a funcționat normal fără reparații majore, deși au existat probleme de exploatare la canalul de aducțiune (degradare pereu și vegetație în secțiunea de curgere) și privind starea tehnică precară a echipamentelor hidromecanice și electrice originale. Din martie 2015, după re tehnologizare, centrala funcționează cu o putere de 2.800 kW.

Fig. 28. Centrala Aștileu iunie 2013 (foto PG)



6.2.2. Centrala hidroelectrică Moroieni, 1954

Centrala hidroelectrică Moroieni este situată în jud. Dâmbovița, pe cursul superior al râului Ialomița, la cca. 43 km de municipiul Târgoviște; este prima centrală hidroelectrică realizată în RP Română, după instalarea noului regim, prevăzută în „Planul de electrificare a țării pentru etapa 1951-1960”. Pentru această amenajare existau studii și măsurători de teren și varianta unui proiect tehnic, întocmite înainte de război. Proiectarea actualizată a centralei Moroieni, precum și a centralei Sadu V s-a făcut în Institutul de Studii și Proiectări Energetice-ISPE (martie 1949), cu excepția părții electromecanice și a conductei forțate, care au fost executate de Institutul Hidroproiect din Tbilisi (URSS). De acum se poate vorbi de constituirea primei școli pentru proiectanți români de centrale hidroelctrice^[35]. Centrala este în funcțiune în prezent, cu echiparea inițială, la un nivel de siguranță corespunzător.

6.2.3 Centrala hidroelectrică Sadu V (1955) este situată în jud. Sibiu, pe cursul superior al râului Sadu, la cca. 29 km de comuna Sadu și 47 km de municipiul Sibiu. Râul Sadu, cu lungimea de 46 km, izvorăște din versantul nordic al Carpaților Meridionali, la limita dintre munții Lotrului și munții Cindrelului și se varsă în râul Cibin, lângă localitatea Tâlmăciu.

Centrala Hidroelectrică (CHE) Sadu s-a realizat pe bazinul hidrografic al râului Sadu, după un proiect elaborat de Oskar von Miller și a fost pusă în funcțiune (PIF) în anul 1896; centrala avea 4 grupuri hidrotehnice, cu 3 turbine tip Francis-orizantal și 1 turbină tip Francis-vertical, realizate la Ganz & Co. Budapesta, avea o putere instalată de 1.680 kW; centrala a produs o cantitate de energie electrică de 5.772 MWh. Inițial, centrala a fost echipată cu 3 turbine tip Girard și 2 mașini cu aburi cuplate cu generatoare monofazate, care funcționau la frecvența 42 Hz; între anii 1902-1905, s-au înlocuit hidroagregatele cu turbine tip Francis, cu puterea 350 CP. În anul 1925 s-a montat o turbină tip Francis cu arbore vertical, produsă la Aktielbelegert Karlstadt Mekanische Werkstadt - ASEA, cuplată cu generator trifazat de 500 kVA, 4.500 V, 50 Hz (între anii 1925-1926, generatoarele electrice s-au rebobinat pentru funcționarea în curent alternativ trifazat, la 4.100 V, cu frecvența 50 Hz).

Centrala hidroelectrică Sadu V, se înscrie în realizările planului de electrificare a țării 1950-1959 și a fost promovată ca centrală în acoperirea vârfului de sarcină în sistemul energetic a zonei centrale din Ardeal. Centrala face parte din schema de amenajare a râului Sadu, elaborată înainte de anul 1950, cu 6 centrale, din care Sadu I (1898) și Sadu II (1907) în funcțiune.

Fig. 29. Schema de amenajare a centralei hidroelectrice Sadu V

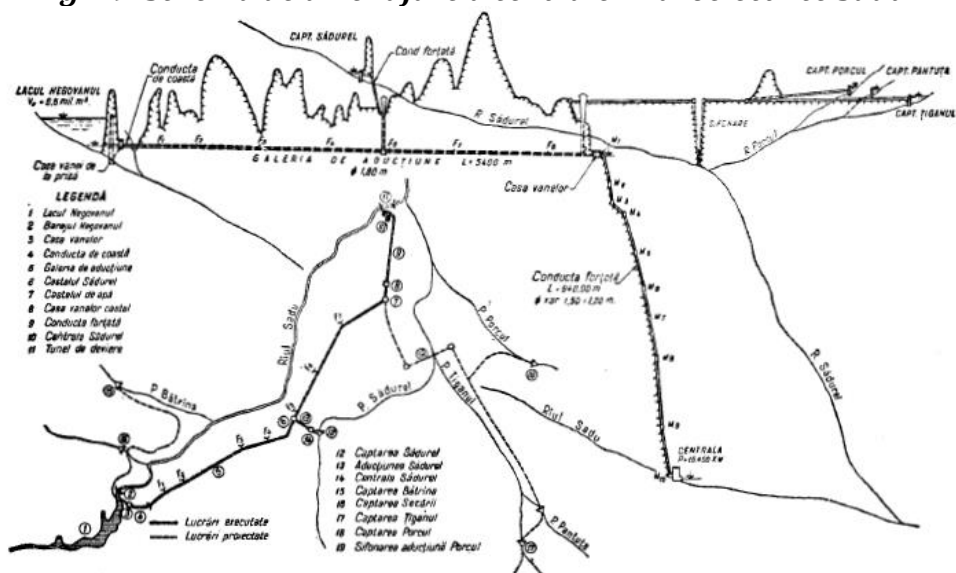
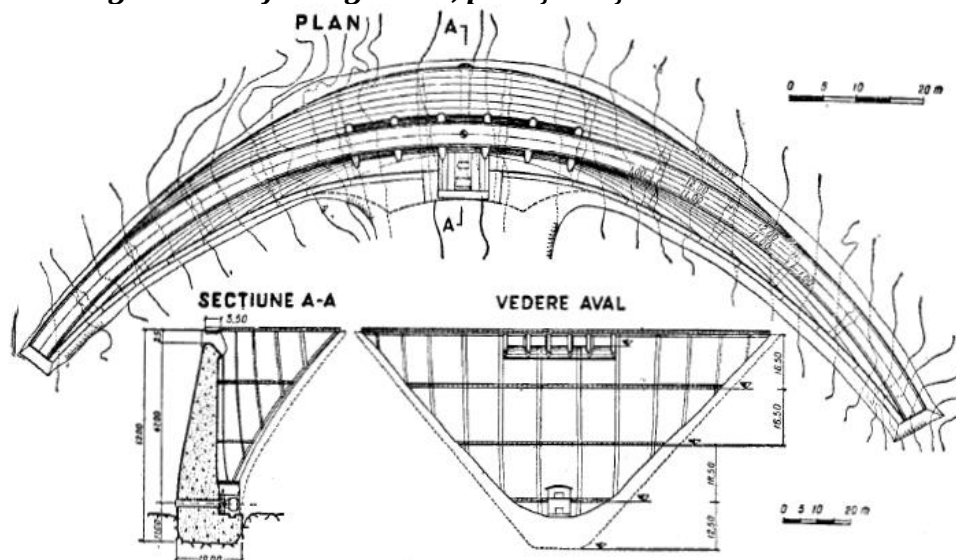


Fig. 30. Barajul Negovanu, plan și secțiuni caracteristice.



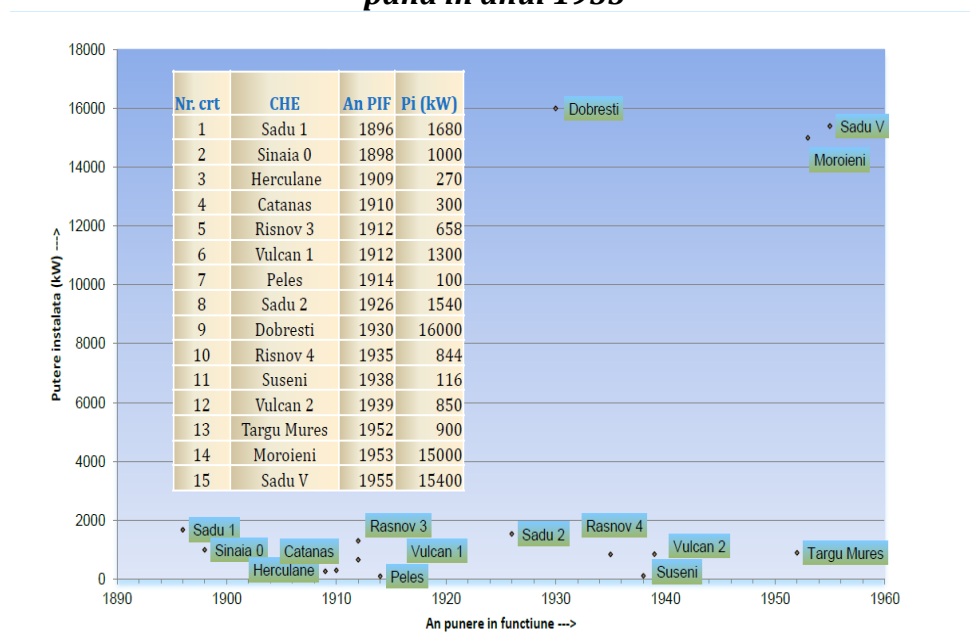
La barajul Negovanu lucrările au început abia în anul 1958, (betonarea a început în iulie 1959) și s-au terminat în primăvara anului 1961. Lucrările au fost executate de către Sovromconstrucția. În anul 1996, CHE Sadu era cea mai veche centrală pusă în funcționare din România, ulterior a fost oprită și a devenit muzeu energetic.

Fig. 31. Centrala Sadu V clădirea centralei și conducta forțată



Centrala se află în funcțiune și astăzi cu echiparea inițială (s-a renunțat la folosirea agregatului suplimentar), având un nivel de siguranță corespunzător.

Fig. 32. Centrale hidroelectrice construite în România, din anul 1896 până în anul 1955



6.2.4. Centrala hidroelectrică Stejaru, 1960

Centrala hidroelectrică "Stejaru" este situată în localitatea Stejaru, comuna Pângărați, jud. Neamț, pe cursul mijlociu al râului Bistrița moldoveană, la cca. 18 km la nord de municipiul Piatra Neamț. Centrala de la Stejaru este prima centrală hidroelectrică mare din România și cu aceasta s-a deschis seria dezvoltării hidroenergeticii din România, în a doua jumătate a sec. al 20-lea. În istoria tehnicii românești, realizarea centralei hidroelectrice "Stejaru" se asociază cu profesorul Dimitrie Leonida (1883-1965), considerat precursorul hidroenergeticii din România. Student la Politehnica din Charlottenburg - Universitatea Tehnica din Berlin între anii 1903- 1908, Dimitrie Leonida l-a impresionat încă din anul al II-lea de studii pe celebrul inginer hidrotehnician Otto Intze privitor la construcția de baraje și producerea energiei electrice în hidrocentrale. D. Leonida și-a ales tema pentru lucrarea de diplomă „Complexul hidrotehnic și hidroenergetic al Bistriței din regiunea Bicazului” avându-l coordonator pe renumitul profesor Erns

Reichel. În cadrul proiectului, Dimitrie Leonida a propus o schemă de amenajare îndrăznească pentru acea perioadă, care cuprindea un baraj cu înălțimea de 24 m (înălțimea a fost limitată prin temă de către conducătorul proiectului). În anul 1916, ing. D. Leonida a publicat lucrarea „Studiul unei uzine hidroelectrice la Stejar (lângă Bicăz)” [19], cu scheme și date tehnice privind amenajarea hidroenergetică Stejaru, cu o centrală de mare putere, cu lac de acumulare și derivație sub presiune; elementele schemei de amenajare:

- barajul de greutate în arc la Izvorul Muntelui, cu înălțimea 24 m; se remarcă la schița de baraj (Fig. 8 - în desene originale) prevederea unui jgheab (jilip) de descărcare a plutelor cu material lemnos coborâte pe râul Bistrița din Munții Neamțului, care ajungeau pe calea apei la Galați și Brăila pentru export, plutăritului era o îndeletnicire importantă pentru economia națională și nu trebuia să dispară odată cu realizarea barajului;

- lacul de acumulare: volum cca. 10 mil. m³, nivel maxim 450 mdM. lungime cca. 7 km;

- aducțiune: cca. 3.800 m - tunel în muntele Botoșanu, secțiunea cca. 20 m² (d=5,0 m);

- lungimea galeriei se stabilește după cunoașterea geologiei muntelui;
- castel de echilibru: săpat în munte, fără a preciza dimensiunile;
- conducte forțate din tablă nituită: 4 conducte, diametrul mediu 2,5 m, lungimea cca. 500 m; lungimea se va preciza după definitivarea lungimii galeriei și a amplasamentului centralei;

- centrala: 4 turbine (12.000 CP Francis, generatoare 5.500V, la 20,0 Hz), cu:

- debit mediu: cca. 101,0 m³/s;

- debit instalat: 26,0 m³/s;

- cădere brută: 95 m (cotă amonte 450 mdM, cotă aval 355 mdM);

- putere instalată; 47.000 CP;

- energie anuală; 157 mil. kWh;

- canalul de fugă: lungime cca. 2.000 m, eventual debușare în pârâul Pângărați;

- particularități ale schemei: galeria de fugă străbate de la E la V muntele Botoșanu, până în valea pârâului Pângărați, conductele forțate se desfășoară pe versantul vestic al muntelui, iar centrala se amplasează, la distanță de localitatea Stejaru, în deluviul dintre albia Bistriței și a pârâului Pângărați.

6.2.4.1. Schema de amenajare a centralei "Stejaru" - pusă în funcțiune în anul 1960, a fost prima centrală hidroelectrică importantă pentru sistemul energetic al României. Centrala s-a realizat pe baza proiectului elaborat de Institutul de Studii și Proiectări Energetice (ISPE), ulterior Institutul Studii și Proiectări Hidroenergetice (ISPH). La realizarea proiectului și-au adus contribuția doi specialiști ai hidroenergeticii românești, profesorul ing. Dimitrie Leonida și prof. dr. ing. Dorin Pavel, în calitate de consilieri de specialitate.

Fig. 34. Schema de amenajare a CHE Stejaru, râul Bistrița



Elemente componente ale schemei de amenajare:

- barajul de greutate de la Izvorul Muntelui: înălțimea 127 m;
- lacul de acumulare: volum cca. 1.230 mil. m³, nivel maxim 508 mdM, lungime cca. 35 km;
- aducțiune: 4.655 m - tunel în muntele Botoșanu, secțiunea cca. 50 m²;
- castel de echilibru săpat în munte, 17 m partea aeriană și 70 m în excavație,
- conducte forțate: 2 conducte, diametrul 4,2-3,8 m, lungimea cca. 180 m până la distribuitor;
- centrala - amplasată la baza muntelui Botoșanu - este tip semiaerian și echipată cu 6 hidroagregate cu turbine Francis 4×27,5 MW și 2×50 MW;
- canal de fugă: lungimea 1.185 m, cu deșurare în albia râului Bistrița;
- particularități ale schemei: galeria de fugă străbate de la NE la SV muntele Botoșanu, paralel cu albia pârâului Pângărați (traseul geologic cel mai favorabil) și asigură lungimea optimă a conductelor forțate.

6.2.4.2. Istoria execuției centralei Stejaru^[5]

La 26 oct. 1950, la plenara CC al PMR s-a dezbătut și aprobat „Planul de electrificare decenal 1951-1961”, iar în 15 nov.1950 a apărut hotărârea Consiliului de Miniștri nr.1182 cu privire la construirea centralei hidroelectrice de la Bicaz și s-a constituit „Direcția Generală Hidrocentrala Bicaz” (HCM 1182/1950 destinată execuție centralei, care s-a transformat, în 1960, în „Întreprinderea de Construcții Hidrotehnice – ICH. Anterior, în toamna anului 1949, se înființaseră câteva instituții specializate pentru execuția lucrărilor prevăzute în planul de electrificare: „Institutul de Studii și Proiectări Energetice - ISPE” (decizia 657/1949 a Ministerului Industriei), pentru proiectarea de centrale hidroenergetice și termoelectrice, a liniilor și stațiilor electrice, Întreprinderea Industrială de Stat „Energoconstrucția” (HCM 699/1949) pentru construcția de centrale termoelectrice, care a devenit „Trustul Energoconstrucția”, în 1953, Întreprinderea Industrială de Stat „Energomontaj” (HCM 702/1949) pentru montajul echipamentelor în hidroenergetice și de etermocentrale, care a devenit Trustul „Energomontaj”, în 1953. Ministerul Energiei Electrice și al Industriei Electrotehnice – MEEIE) s-a înființat în 28.07.1949 (Decret nr. 316/1949).

Inaugurarea lucrărilor a avut loc la 2 aug. 1951, deși o parte a lucrărilor începuseră în toamna anului 1949. Proiectul centralei s-a elaborat de Institutul de Studii și Proiectări Energetice, în colaborare cu Hidroproiect Praga – Cehoslovacia și Ghidroproiect Moscova – Uniunea Sovietică. Lucrările au început în condițiile în care se executau încă lucrări de studii (geologice, topo etc.), iar proiectarea era încă nefinalizată (proiectul a fost avizat la Moscova, în feb. 1954) (conducerea hidrocentrala Bicaz era asigurată de director general ing. Amedeo Georgescu, director tehnic Ioan Rusmănică, șef sector Tunel ing. Dumitru Mosora și șef sector Baraj ing. Ioan Barteș). Institutul de Studii și Proiectări Energetice, proiectantul centralei – a fost reprezentat de ing. Alexandru Diacon șeful de proiect, Alexandru Nourescu și Ștefan Sabovici.

În cadrul lucrărilor pregătitoare și de organizare de șantier s-au efectuat:

- cale ferată Piatra Neamț–Bicaz;
- drumul național Bacău–Bicaz;
- fabrica de ciment Bicaz, pentru sorturi de ciment necesare șantierului (înființată prin Decretul nr. 502/1951);
- uzina Diesel Bicaz, primul grup de 900 CP în funcțiune în 31 dec. 1951; în 1956 la puterea totală 15 MW –cea mai mare centrală Diesel

din țară; racordul cu sistemul energetic s-a realizat în nov.1957, cu punerea în funcțiune a LEA 110 kV Roman-Stejaru;

- studii de fundamentare a proiectului (datele din studiile geologice și de fundare ale diferitelor uvraje nu corespundeau observațiilor din teren);

- program de cercetări pluridisciplinare de către institute ale Academiei Române pentru întocmirea de monografii pe baza datelor arheologice, istorice, etnografice, antropologice și lingvistice din zona care urma să fie inundată de lacul de acumulare. Colectivul de cercetători ai Academiei era condus de către acad. Stefan Milcuier, iar coordonator științific dr. Nicolăescu Plopșor.

Dintre reperele temporale ale execuției lucrărilor merită reamintite:

- primăvara anului 1951, realizarea batardoului longitudinal pe malul drept și începerea excavațiilor la versantul mal drept și încep lucrările la șantierul galeriei de aducțiune;

- 30 iunie 1957, apele Bistriței s-au deviat prin golirile de fund ale barajului, fiind posibilă începerea betonării zonei centrale a barajului;

- 1 iulie 1960, a început acumularea în lacul Izvorul Muntelui;

- 11 dec. 1965, străpungerea oficială a galeriei de aducțiune;

- 1 oct. 1960, punerea în funcțiune a primului hidroagregat (27,5 MW), până la sfârșitul anului 1960, încă 2 hidroagregate;

- 2 feb. 1961, punerea în funcțiune a celui de-al patrulea agregat de 27,5 MW;

- 29 iunie 1962, respectiv 5 octombrie 1962, punerea în funcțiune a hidroagregatelor cu puterea de 50 MW.

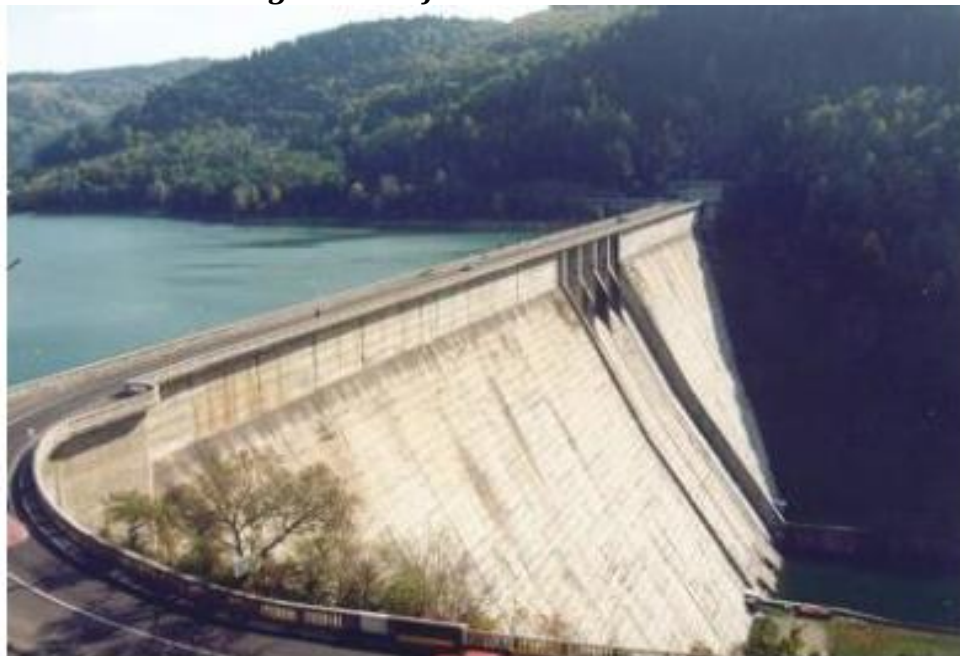
Prin Hotărârea 837/29 iunie 1960 s-a înființat întreprinderea Electrocentrale Bistrița pentru producerea de energie electrică și de dezvoltare pentru amenajarea hidroenergetică a văii Bistriței; prin Ordinul 443/1 apr. 1990 al Ministerului Energiei Electrice, centrala "Stejaru" se numea „Dimitrie Leonida” (militat, peste 50 de ani, la realizarea acestei investiții).

6.2.4.3. Caracteristicile tehnice și constructive ale uvrajelor amenajării

A. Barajul "Izvorul Muntelui" este din beton de greutate, cu înălțimea 127 m, lungimea la coronament de 435 m, lățimea la bază 119 m și 12 m la coronament. Volumul de beton înglobat în corpul barajului este 1.650.000 mc. Barajul este prevăzut cu 4 goliri de fund, montate în ploturile centrale, constând din câte o conductă metalică, cu diametrul 2,5 m și 81 m lungime, echipate cu câte două vane plane „ochelar”; fiec-

are golire asigură descărcarea unui debit de $160 \text{ m}^3/\text{s}$. Pentru asigurarea evacuării debitelor de viitură, barajul este prevăzut cu 4 câmpuri deversoare de 11,5 m lățime, echipate cu vane segment de 7 m înălțime; fiecare câmp deversor poate evacua un debit de $485 \text{ m}^3/\text{s}$, în condițiile în care lacul este la cota maximă. La finalizarea barajului Izvorul Muntelui a fost cel mai înalt baraj din țară, din categoria barajelor de greutate (situație în care se află și astăzi) și al patrulea baraj de greutate, ca înălțime, din Europa. Acumularea apei în lacul Izvorul Muntelui a început la 1 iulie 1960. Lacul de acumulare are volumul 1.230 mil. m^3 (al doilea lac de acumulare artificial din Europa), lungimea 35 km și suprafața 3.300 ha la nivel normal de retenție; cota retenției normale în lac este de 513,0 mdM. În afara folosinței energetice, acumularea servește pentru atenuarea undelor de viitură, irigarea a 100.000 ha, piscicultură, turism etc.

Fig. 35. Barajul "Izvorul Muntelui"



B. Priza de apă - amplasată pe malul stâng al lacului, la 1,5 km de baraj, este „priză de adâncime” cu puț umed, dimensionată pentru un debit de $170 \text{ m}^3/\text{s}$ (debitul instalat al centralei). Priza are o secțiune de intrare rectangulară cu 4 deschideri protejate cu grătare fixe înclinate, care se racordează la secțiunea circulară a galeriei și prevăzute cu mașină de curățat grătare, care acționează pe un plan având înclinația

versantului. Închiderea galeriei în secțiunea prizei se face cu vană plană cu role (7,0x7,0 m), la 80 m în aval de grătar.

Fig. 36. Secțiune transversală prin corpul barajului "Izvorul Muntelui" – Bicaz

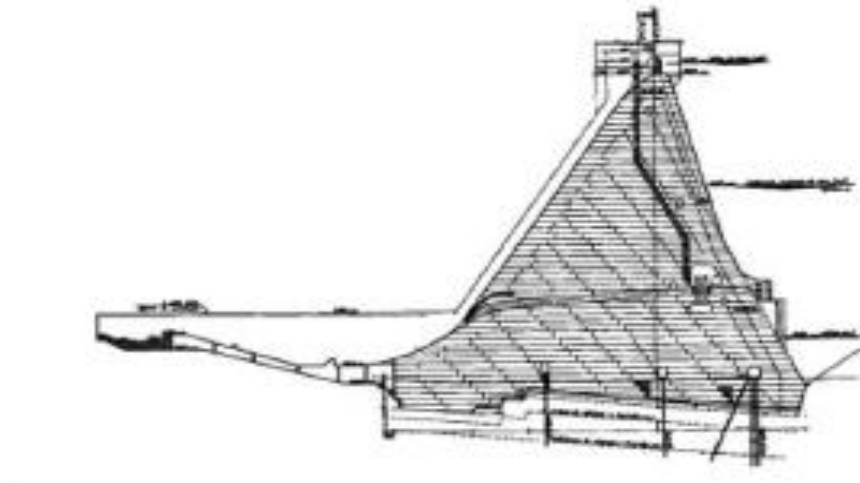


Fig. 37. Etape de realizare la barajul "Izvorul Muntelui" & centrala de la Bicaz (1950-1960)







C. Galeria de aducțiune - realizată pe sub muntele Botoșanu, are lungimea 4.655 m și secțiunea circulară cu diametrul 7,0 m, asigură transportul apei sub presiune între lacul de acumulare și centrală; este prevăzută cu cămășuială de beton armat pentru a rezista la împingerea muntelui și prevenirea exfiltrațiilor. Ultima porțiune de 424 m la racordul cu castelul de echilibru a fost blindată. Galeria de aducțiune până în lacul Izvorul Muntelui are lungimea 9.845 m.

D. Castelul de echilibru servește pentru racordul galerie de aducțiune cu conductele forțate și preluarea variațiilor de presiune/debit la pornirea/oprirea centralei. Castelul este de tip diferențial cu diafragmă, având puțul vertical inferior subteran, cu înălțimea 62,0 m și diametrul 23,0 m, iar camera superioară aeriană are înălțimea 17,0 m și diametrul 33,0 m. Racordul între galerie de aducțiune la ieșirea din castel și conductele forțate se face cu o ramificație cu o lungime de 14,2 m, care face trecerea de la diametrul de 7,0 m al aducțiunii la intrările în cele două conducte forțate la diametrul de 4,2 m.

E. Conductele forțate: centrala este prevăzută cu 2 conducte forțate, care servesc pentru alimentarea cu debit a celor șase turbine. Conductele forțate sunt metalice, cu diametrul variabil între 4,2 m și 3,8 m, grosimi ale tolei între 19 și 32 mm, cu lungimea numai pe partea planului înclinat de 155,0 m. Conducta „fir drept” alimentează turbinele 1, 2, 3 și 4, iar conducta „fir stâng” alimentează turbinele 5 și 6. La partea superioară a conductelor

forțate sunt montate câte 2 vane fluture, cu diametrul 2,4 m, care asigură, în caz de nevoie, închiderea apei pe conducte.

F. Clădirea centralei este construcție de tip semiaerian, cu lungimea totală a frontului clădirii 146,0 m, lățimea (în zona de montare a agregatelor) 43,4 m, iar înălțimea de construcție 31,9 m (din care 18,7 m sub nivelul solului). Construcția este realizată din beton armat, infrastructura sălii mașinilor și, parțial, a blocurilor de comandă și atelierelor este masivă și fundată pe rocă. Centrala este echipată cu 2 poduri rulante, de 125 t forță fiecare.

G. Bazinul de liniștire și canalul de fugă face legătura între aspiratoarele turbinelor și canalul de fugă al centralei, având și rolul de a asigura contrapresiunea turbinelor. Bazinul are lungime 113,58 m și este prevăzut cu ziduri de sprijin de beton pe o lungime de cca 85 m și radierul din dale de beton. Canalul de fugă al centralei (lungimea 1185 m, cu secțiune trapezoidală, realizat în săpătură și pereat cu dale de beton) asigură descărcarea debitului turbinat în râul Bistrița.

H. Captarea Tașca este realizată între anii 1977-1980, în scopul suplimentării debitului afluent în lac cu $4,1 \text{ m}^3/\text{s}$ și producerea de energie suplimentară (42 MWh/an). Captarea este amplasată pe râul Bicaz (afluent al Bistriței, în aval de barajul Izvorul Muntelui), în amonte de com. Tașca și constă dintr-un baraj tip stăvilar din beton, cu înălțimea 20 m și lungimea 33 m, echipat cu două stavile segment cu clapetă.

Parametrii tehnici ai centralei hidroelectrice Stejaru: debitul mediu $46,0 \text{ m}^3/\text{s}$; debitul instalat $178 \text{ m}^3/\text{s}$; căderea brută a apei 144 m (cotă amonte 508 mdM, cotă aval 364,5 mdM); putere instalată 210 MW; energie anuală (media) 434 mil KWh.

Centrala Stejaru este echipată cu echipamente fabricate în R. Cehă (turbine Francis: 4FVM-25-125 & 2FVM-50-125, la firma CKD Blansko; generatoare sincrone: 4x27,5 MW & 2x50 MW, la firma Skoda Pilsen).

La elaborarea proiectului, de către ISPE, proiectanții au avut de „stabilit pe criterii tehnico-economice echiparea centralei”; s-a cerut să folosească, la echiparea centralei Stejaru, 4 hidroagregate cu turbine Francis disponibile. În anul 1947, RSF Jugoslavia a început construcția unei centrale hidroelectrice Jablanica, pe râul Neretva în prezent, centrala este pe teritoriul R. Bosnia-Hertzevovina). Echipamentele centralei s-au comandat în Cehoslovacia, la fabrica de turbine CKD Blansko, care, alături de Ganz Mavag - Ungaria, erau producători de echipamente pentru hidrocentrale din lagărul socialist. CKD Blansko a executat 4 turbine Francis pentru CHE Jablanica, pentru cădere de calcul 97,5 m și cădere maximă 111 m, cu puterea 24 MW. Divergențele politice între

Stalin și Tito, după anul 1948, au anulat comenzile de echipamente hidroenergetice și s-a decis depozitarea lor în România, la un depozit de la Stâna de Vale (jud. Bihor), în intenția de a fi ulterior folosite în noi amenajări. Astfel, proiectanții centralei au prevăzut 4 turbine (fabricație 1950-1951), la centrala Stejaru (turbinele au fost proiectate pentru cădere apei la 149 m, puterea 29.200 kW, diametrul rotor 1.600 mm și la cădere maximă 143,5 m, cu puterea 27,5 MW). Utilizarea turbinelor la o cădere mult mai mică decât cea pentru care s-au proiectat justifică comportarea necorespunzătoare a acestora. Hidroagregatele cu turbine Francis (27,5 MW) au intrat în funcțiune eșalonat în perioada 1 oct. 1960-2 feb. 1961. Hidroagregatele cu turbine Francis (50 MW) s-au comandat la CKD Blansko și au anul de fabricație 1960, puse în funcțiune la 29 iunie, respectiv 5 oct. 1962.

CAP. 7. DEZVOLTAREA HIDROENERGETICII ÎN DECENIUL 1961-1970

În deceniul 1961-1970 a continuat execuția Programului național de electrificare a țării. Execuția centralei de la Stejaru a creat o școală de constructori și monteurii de centrale, care s-au răspândit pe numeroase șantiere, ceea ce a permis execuția și punerea în funcțiune a unui mare număr de centrale simultan. Înainte de finalizarea lucrărilor și punerea în funcțiune a centralei de la Stejaru (hidroagregatele HA₁, HA₅ și HA₆), au început lucrările la cascada de hidrocentrale pe râul Bistrița-aval, cu barajul Reconstrucția, de la Piatra Neamț. În anul 1959 s-a aprobat „Sarcina de proiectare lărgită pentru hidrocentralele Roznov I și Roznov II”, ceea ce permitea începerea execuției lucrărilor.

Bistrița a fost primul râu din România amenajat integral, pe cursul mijlociu și inferior, cu 12 centrale hidroenergetice. Construirea, pe râului Bistrița, de centrale hidroelectrice a fost determinată, pe de altă parte, de asigurarea cu apă a platformei industriale Săvinești-Roznov, unde, în 1957, a început construcția Combinatului chimic Săvinești pentru producerea de fire și fibre sintetice și a Combinatului de Îngrășămintă Azotoase Roznov.

În anul 1961 au început lucrările la amenajarea pe râul Argeș a centralei "Vidraru", care s-a finalizat în timp record - 5 ani, deși s-a executat un volum mare de lucrări subterane, cu soluții moderne de amenajare (prima centrală subterană, cca. 80 km galerie), pe o suprafață de peste 100 km² pe care s-au desfășurat lucrările. De asemenea, s-au pus în funcțiune primele centrale din amenajarea râului Argeș-amonte (2 centrale), respectiv Amenajarea Argeș-aval (4 centrale). Constructorii hidroenergeticieni de pe râul Bistrița și râul Argeș s-au deplasat pe alte șantiere pentru centrale hidroelectrice, precum Porțile de Fier pe Dunăre (deschidere șantier sept. 1965), centrala pe râul Lotru (deschidere șantier anul 1966).

Experimentul din economia românească în care un corp ingineresc, constituit la centrala de la Bicăz și confirmat la centrala de pe râul Argeș, s-a dezvoltat în câțiva ani, integrând și desăvârșind experiența acumulată în lucrări hidroenergetice de anvergură, care se pot alătura realizărilor hidroenergetice din lume. Centrala hidroelectrică de la Vidraru, realizată în

deceniul 1961-1970, a fost pusă în funcțiune cu echipamente de fabricație străină (CKD Blansko și Skoda Pilzen). În deceniul 1961-1970 s-au pus în funcțiune 21 centrale hidroelectrice (*la CHE Porțile de Fier au fost puse în funcțiune doar 2 hidroagregate*); capacitățile puse în funcțiune însumau o putere de 1.093,8 MW, pentru o producție de energie de 3.527 GWh/an.

Ulterior, la Uzina de Construcții de Mașini (UCM) de la Reșița, a început fabricarea de echipamente pentru hidroagregate, cu turbine Kaplan (7,5 MW) pentru centrala hidroelectrică de la Roznov II și a continuat cu asimilarea de noi tipodimensiuni pentru centrale de joasă cădere (realizate în concepție proprie), dar și fabricarea unor hidroagregate de mare putere pe baza de licență ale unor firme de prestigiu pentru CHE Porțile de Fier și CHE Lotru ș.a. La UCM Reșița s-au fabricat cca. 330 hidroagregate, cu o putere instalată totală de 6.000 MW, cu care s-au echipat hidrocentralele construite în România până în anul 2000.

Pentru exploatarea centralelor hidroelectrice s-au înființat Întreprinderea Electrocentrale Bistrița (HCM 837, 29 iunie 1960), Centrala Hidroelectrică Porțile de Fier (H.C.M. 995/1963, de la 1 ian. 1964), Întreprinderea Centrale Hidroelectrice Argeș” (la 15 feb. 1966), Întreprinderea de Centrale Hidroelectrice Râmnicu Vâlcea (desprinsă din ICH Argeș), Întreprinderea de Centrale Hidroelectrice Cluj (1969); aceste întreprinderi îndeplineau atribuțiile de beneficiari (administratori în numele statului) în activitatea de producerea energiei electrice și pentru pregătirea unor investiții pentru centrale hidroelectrice. Complexitatea construcției și instalațiilor hidromecanice și electrice implica un înalt profesionalism, ceea ce confirma „școala Bicazului”, cu specialiști formați pentru noile centrale hidroelectrice care s-au realizat pe majoritatea râurilor interioare din țară. Investițiile aferente centralelor construite s-au realizat cu finanțare din fonduri de la stat.

Tabelul 6. Centrale hidroelectrice puse în funcțiune în deceniul 1961-1970

Nr. crt.	Centrala hidroelectrică	Râul	An PIF
1.	Stejaru HA1, HA5, HA6	Bistrița	1961 1962
2.	Vânători (Roznov I)	Bistrița	1963
3.	Roznov II	Bistrița	1963
4.	Zănești	Bistrița	1964
5.	Costișa	Bistrița	1964

6.	Buhuși	Bistrița	1964
7.	Pângărați	Bistrița	1964
8.	Piatra Neamț	Bistrița	1964
9.	Racova	Bistrița	1965
10.	Gârleni	Bistrița	1965
11.	Lilieci (Bacău I)	Bistrița	1965
12.	Bacău II	Bistrița	1966
13.	Vaduri	Bistrița	1966
14.	Vidraru	Argeș	1966
15.	Vâlsan	Vâlsan	1966
16.	Oiești	Argeș	1967
17.	Albești	Argeș	1967
18.	Cerbureni	Argeș	1968
19.	Cumpănița	Cumpănița	1968
20.	Valea Iașului	Argeș	1969
21.	Baraj Strâmtori	Firiza	1969
22.	Baia Mare (Nod presiune Ferneziu)	Firiza	1969
23.	Porțile de Fier (HA 1 & 2)	Dunăre	1970
	Total	-	-

(continuare)

Nr. crt.	Centrala hidroelectrică	Caracteristici tehnice						
		P_i MW	H_{br} m	Q_i m ³ /s	Q_m m ³ /s	E_{an} GWh	Tip tb.	Putere unitară MW
1.	Stejaru HA1, HA5, HA6	127,5	143,5	178,0	46,1	264,0	3F	1*27,5 2*50
2.	Vânători (Roznov I)	14,0	20,8	84,0	50,5	63,0	4K	4*3,5
3.	Roznov II	14,0	20,8	84,0	50,5	63,0	2K	2*7,0
4.	Zănești	14,0	20,2	84,0	50,5	63,0	2K	2*7,0
5.	Costișa	14,0	20,2	84,0	50,5	64,0	2K	2*7,0
6.	Buhuși	11,0	15,0	84,0	59,5	50,0	2K	2*5,5
7.	Pângărați	23,0	14,3	180,0	50,5	60,0	2K	2*11,5
8.	Piatra Neamț	11,0	15,0	84,0	50,5	52,0	2K	2*5,5
9.	Racova	23,0	15,5	180,0	53,4	60,0	2K	2*11,5
10.	Gârleni	23,0	15,0	180,0	53,4	61,0	2K	2*11,5
11.	Lilieci (Bacău I)	23,0	15,4	180,0	53,9	56,0	2K	2*11,5
12.	Bacău II	30,0	20,0	180,0	53,9	74,0	4K	4*7,5
13.	Vaduri	44,0	25,0	200,0	50,5	90,0	2K	2*22,0
14.	Vidraru	220,0	324,0	90,0	19,8	400,0	4F	4*55,0
15.	Vâlsan	5,0	111,5	6,0	2,3	14,7	1F	1*5,0

16.	Oiești	15,0	20,5	90,0	20,7	28,1	2K	2*7,5
17.	Albești	15,0	20,5	90,0	20,7	27,7	2K	2*7,5
18.	Cerbureni	15,0	0,5	90,0	20,9	29,0	2K	2*7,5
19.	Cumpănița	4,8	95,0	6,0	2,6	5,66	1F	1*4,8
20.	Valea Iașului	15,0	20,5	90,0	20,9	28,8	2K	2*7,5
21.	Baraj Strâmtori	4,0	41,5	12,0	-	11,5	1F	1*4,0
22.	Baia Mare (Nod presiune Ferneziu)	0,9	70,0	1,7	-	3,8	1F	1*0,88
23.	Porțile de Fier (HA 1 & 2)	350,0	28,5	725 grup	-	1794,0	2K	2*175,0
	Total	1016,2	-	-	-	3372,3	-	-

7.1. Centrale hidroelectrice (CHE) puse în funcțiune în perioada 1961-1970

CHE Stejaru-Bicaz, pe râul Bistrița, prima centrală importantă a sistemului energetic, de cădere mare, cu derivație sub presiune și lac de acumulare (210 MW; 434 GWh/an). Pentru acumularea Izvorul Muntelui s-a realizat baraj din beton (înălțime 127 m - cel mai înalt baraj de greutate din România), volum de apă al lacului cca. 1.250 mil. m³, cel mai mare lac din România și al 2-lea în Europa. Acumularea are folosință energetică, asigură nevoi de irigații (cca. 300.000 ha în câmpia Siretului), atenuează viituri pe râul Bistrița, piscicultură și agrement etc.

Cascada de centrale hidroelectrice (CHE) pe Bistrita - aval:

- **CHE Vânători (Bistrița)-1963**: centrală de joasă cădere pe derivație, care beneficiază de efectul regularizator al acumulării Reconstrucția-Piatra Neamț (volum apă: 0,25 mil. m³, putere instalată: 14 MW, energie: 63,0 GWh/an);

- **CHE Roznov II (Bistrița)-1963**: centrală de joasă cădere pe derivație, care beneficiază de efectul regularizator al aceleiași acumulări Reconstrucția - Piatra Neamț (putere: 14 MW, energie 63,0 GWh/an);

- **CHE Zănești (Bistrița)-1964**: centrală de joasă cădere pe derivație, ce beneficiază de efectul regularizator al aceleiași acumulări Reconstrucția (Piatra Neamț), putere 14,0 MW, energie 63,0 GWh/an;

- **CHE Costișa (Bistrița)-1964** centrală de joasă cădere pe derivație, ce beneficiază de efectul regularizator al aceleiași acumulări Reconstrucția (Piatra Neamț), putere 14,0 MW, energie 64,0 GWh/an;

- **CHE Buhuși (Bistrița)-1964** centrală de joasă cădere pe derivație, ce beneficiază de efectul regularizator al aceleiași acumulări Reconstrucția (Piatra Neamț), putere 11,0 MW, energie 50,0 GWh/an;

- **CHE Pângărați (Bistrița)-1964** centrală de joasă cădere, tip centrală baraj, cu lac de acumulare (volum 6,0 mil. mc), putere 23,0 MW, energie 57,0 GWh/an;

- **CHE Piatra Neamț (Bistrița)-1964** centrală de joasă cădere, tip centrală baraj, cu lac de acumulare (volum 11,0 mil. m³), putere 11,0 MW, energie 52,0 GWh/an;

- **CHE Racova (Bistrița)-1965** centrală de joasă cădere, tip centrală baraj, cu lac de acumulare (volum 7,7 mil. m³), putere 23,0 MW, energie 60,0 GWh/an. Centrala de tipul centrală baraj a fost transformată în centrală pe derivație prin continuarea canalului de fugă al centralei Buhuși (centrala din amonte) și racordarea la vechiul canalul de aducțiune; prima situație în România în care un baraj a fost abandonat din motive de siguranță în funcționare și dezafectat cu aplicarea unor lucrări de „postutilizare”; pe canalul de aducțiune, care pornește din acumularea Reconstrucția (Piatra Neamț), sunt în funcțiune 6 centrale (situație unică în hidroenergetica românească și în general în lume, dat fiind rigiditatea hidraulică a ansamblului);

- **CHE Gârleni (Bistrița)-1965** centrală de joasă cădere, tip centrală baraj, cu lac de acumulare (volum 5,1 mil. mc), putere 23,0 MW, energie 61,0 GWh/an;

- **CHE Lilieci (Bistrița)-1966** centrală de joasă cădere, tip centrală baraj, cu lac de acumulare (volum 7,4 mil. mc), putere 23,0 MW, energie 56,0 GWh/an;

- **CHE Bacău (Bistrița)-1966** centrală de joasă cădere, tip centrală baraj, cu lac de acumulare (volum 4,6 mil. mc), putere 30,0 MW, energie 74,0 GWh/an;

- **CHE Vaduri (Bistrița)-1966** centrală de joasă cădere, tip centrală baraj, cu lac de acumulare (volum 5,6 mil. m³), putere 30,0 MW, energie 74,0 GWh/an;

- **CHE Vidraru (Argeș)** este o centrală de mare cădere, cu derivație sub presiune și lac de acumulare, putere 220 MW, energie 400 GWh/an. Lacul de acumulare Vidraru are baraj din beton în arc, 127 m înălțime (cel mai înalt baraj în arc din România) și are un volum de 465 mil. m³. Acumularea Vidraru are funcționare complexă, folosința energetică (folosință principală), alimentare cu apă (C. de Argeș, Pitești, București), atenuarea undelor de viitură, irigare cca. 100.000 ha, piscicultură, agrement etc.

Cascada de centrale hidroelectrice (CHE) pe Argeș - aval:

- **CHE Oiești (Argeș)-1967:** centrală cu cădere joasă instalată pe derivație, care beneficiază de efectul regularizator al acumulării Oiești (volum 1,80 mil. m³), putere 15,0 MW, energie 28,1 GWh/an;

- **CHE Albești (Argeș)-1967:** centrală de joasă cădere pe derivație, care beneficiază de efectul regularizator al aceleiași acumulări Oiești (putere: 15,0 MW, energie: 27,7 GWh/an);

- **CHE Cerbureni (Argeș)-1967:** centrală de joasă cădere - pe derivație, care beneficiază de efectul regularizator al acumulării Cerbureni (volum: 1,62 mil. m³ apă; putere: 15,0 MW, energie: 29,0 GWh/an);

- **CHE Valea Iașului (Argeș)-1969:** centrală de joasă cădere pe derivație, care beneficiază de efectul regularizator al aceleiași acumulări Cerbureni, putere 15,0 MW, energie 30,0 GWh/an.

Centrale hidroelectrice (CHE) pe Argeș - amonte:

- **CHE Cumpănița (Cumpănița)-1968:** centrală de medie cădere cu derivație sub presiune, care beneficiază de efectul regularizator al acumulării Cumpănița (volum 0,26 mil. m³), putere 4,8 MW, energie 14,7 GWh/an;

- **CHE Vâlsan (Vâlsan)-1966:** centrală de medie cădere cu derivație sub presiune, ce beneficiază de efectul regularizator al acumulării Vâlsan (volum: 0,18 mil. m³; putere: 5,0 MW; energie; 14,7 GWh/an).

- **amenajare hidroenergetică pe fluviul Dunărea - CHE Portile de Fier:** centrală de cădere joasă, cu baraj (2 hidroagregate putere 350,0 MW, energie 1.794 GWh/an (2 hidroagregate).

Amenajare hidroenergetică Firiza:

- **CHEMP Baraj Strâmtori-1969:** centrală de cădere medie, cu baraj, care beneficiază de efectul regularizator al acumulării Strâmtori-Firiza (volum: 17,6 mil. m³, putere: 4,0 MW, energie 11,5 GWh/an); lacul de acumulare cu folosință complexă (alimentare cu apă potabilă și industrială a zonei Baia Mare, atenuare unde viitură), iar exploatarea energetică este secundară.;

- **CHEMP Baia Mare (Nod de presiune Ferneziu)-1969:** centrală cu cădere medie, instalată pe conducta de alimentare cu apă a mun. Baia Mare (putere: 0,885 MW; energie: 3,8 GWh/an).

invecinate Topolog (afluent al râului Olt), Vâlsan și Tulburea (afinenți ai râului Argeș, în aval de secțiunea de barare) – soluții care se regăsesc în amenajarea actuală. Lacul de acumulare avea volumul de apă 57,7 mil. m³ (volumul de apă actual al lacului este 465 mil. m³; P_i=46 MW; E_{an}=134,5 GWh/an); se constată concepția identică de amenajare cu schema actuală, diferența de putere și energie se datorează debitului mai mic, de cca. 9,36 m³/s față de 19,8 m³/s (la amenajarea actuală s-a captat debitul din Râul Doamnei), coeficientul de instalare mai redus (3,0 față de 4,5 - în schema actuală); centrala nu a fost concepută ca centrală de vârf; căderea brută: 220 m – centrală aeriană (324 m în amenajarea cu centrala subterană). Concepția de realizare a centralelor subterane s-a implementat ulterior, prima centrală subterană din lume cu puț forțat s-a construit în anul 1942, la Innertkirchen în Elveția.

Studiile pentru amenajarea pe cursul superior al râului Argeș s-au făcut între anii 1941-1942, prin Direcția Apelor din Ministerul Lucrărilor Publice, de către prof. ing. Cristea Mateescu, respectiv prin Societatea de Gaz și Electricitate, pe bază de studii hidrologice și geodezice. Studii de geologie s-au realizat prin Institutul Geologic Român, sub cordonarea prof. Șt. Ghica-Budești și a prof. Gh. Murgeanu. Studiile s-au concentrat pe sectorul Cumpăna-Corbeni, unde râul Argeș are un potențial liniar ridicat. În anul 1942 s-a instalat, în punctul numit „la tunel” (zona din cheile Argeșului unde se va amplasa barajul), prima stație hidrometrică cu funcționare continuă, până la finalizarea construcției barajului, precum și o serie de stații pe afluenții din zonă.

În 1949, după înființarea Institutului de Studii și Proiectări Energetice (ISPE), cu specialiști în domeniu, precum ing. Martin Bercovici – director, respectiv prof. Cristea Mateescu, dr. ing. Dorin Pavel și Constantin Dinculescu - ingineri șefi și alți specialiști în domeniu. Studiile privind construirea de centrale termoelectrice și hidroelectrice s-au inclus în primul plan de electrificare a României 1951-1960. Pe baza studiilor elaborate până în anul 1950, s-a propus, de către ISPE, includerea în Planul de electrificare realizarea pe Argeșul superior a unei centrale cu puterea cca. 40 MW, cu lac de acumulare de cca. 100 mil. m³ cu folosință complexă. În perioada 1950-1965 s-au extins și aprofundat studiile de teren pe baza recomandărilor geologice, în special pentru zona de amplasare a barajului și al centralei.

Schema finală prevedea realizarea unei centrale de putere mare, ca centrală de vârf și de intervenție în sistem, prevăzută cu acumulare cu folosință complexă; s-a adoptat soluția unui baraj în arc de înălțime mare, centrală subterană pentru creșterea căderii, derivații sub presi-

une de lungime mare, lucrări de captare și deviere a unor râuri din bazinele adiacente. Coordonarea proiectului de amenajare, în cadrul ISPE, a revenit prof. dr. ing. Cristea Mateescu cu un colectiv de specialiști, printre care prof. dr. ing. Radu Prișcu – cu proiectarea unui baraj în arc cu înălțime mare; ing. Mircea Sipiceanu a fost desemnat șef de proiect al amenajării. Pentru expertiză, proiectul barajului Vidraru a fost nominalizat Alfred Stucky - specialist (elevetian) pentru baraje în arc (creatorul teoriei barjelor în dublu arc).

7.2.2. Etape în execuția tehnică a lucrării

Lucrările la amenajarea CHE Argeș-Vidraru au început în luna aprilie 1961 de către constructorii specializați de la alte șantiere din țară, precum centrala hidroelectrică "Stejaru" de pe Bistrița, șantierele Bumbești-Livezeni, Salva-Vișeu ș.a., cu lucrări de organizare de șantier pentru cca. 8.000 lucrători, execuția unei linii electrice de 110 kV (cca. 40 km), cu drumuri de acces etc. În 19 martie 1962 s-a realizat devierea apei râului Argeș pentru construcția barajului; de la 1 nov. 1962 la 1 mai 1964 s-a realizat, prin excavare, caverna centralei subterane. Din ianuarie 1962 a început excavarea galeriei de fugă a centralei, prin cu 4 puțuri de acces la Cetățuia și Corbeni. În 18 oct. 1963 au început lucrările la fundația barajului. Roca de bază din șisturi argiloase oligocene a creat probleme însă, pentru excavarea galeriei, s-a aplicat un „*procedeu de excavare cu secțiune plină, în trepte, cu susținere cu ancore betonate și spriț beton*”.

Lucrările de montaj, începute în 1965, s-au concentrat pe primul hidroagregat, care a fost racordat la sistem în august 1966. Inaugurarea oficială a centralei hidroelectrice Vidraru a avut loc în 9 dec. 1966. Centrala Vidraru a fost a doua cea mai mare centrală și prima centrală hidroelectrică subterană din România, racordată la sistemul energetic.

Barajul de la Vidraru din beton - în arc cu dublă curbură, are înălțimea 166 m (locul 5 în Europa și locul 9 din lume - la momentul execuției), lungimea la coronament 307 m, grosimea 25 m la bază și 6 m la coronament (în secțiune centrală); barajul s-a executat în 22 ploturi - de 14 m lățime. Barajul Vidraru s-a construit între anii 1960-1965 pe râul Argeș și are bazinul hidrografic cu suprafața de 286 km², lățimea maximă la bază 25 m, volumul baraj 470.000 m³, iar volumul de acumulare de apă este 469 mil. m³.

Fig. 39. Barajul Vidraru - în construcție, anul 1965



Lacul de acumulare (locul al doilea în România) are lungimea cca. 12 km, volumul de apă cca. 465 mil. m³ (volum util energetic: 320 mil. m³). Lacul Vidraru are utilități complexă: rezervă de apă 100 mil. m³ pentru alimentarea cu apă a orașelor București, C. de Argeș, Pitești, irigații cca. 100.000 ha, piscicultură, agrement și folosință energetică, cu un volum etc.

Fig. 40. Barajul Vidraru - Argeș



Centrala subterană este amplasată la 104 m sub albia râului Argeș și constă într-o cavernă (lungime: 67,5 m; lățime: 16,7 m; înălțime: 31,7 m), respectiv o cavernă pentru transformatoare. Parametrii tehnici ai centralei hidroelectrice Vidraru: debit mediu: 19,67 m³/s; debit instalat: 90 m³/s; cădere brută: 324 m; putere instalată: 220 MW; energie: 400 mil kWh/an. Centrala hidroelectrică de pe Argeș a fost echipată cu echipamente de fabricație Republica Cehia, fiind schimbate cu tehnologii noi după retehnologizare, în anul 2018.

Artistul Rudolf Schweitzer - Cumpăna (7 mai 1886–17 feb. 1975) - pictor și grafician român de origine germană - are numele asociat cu satul Cumpana, care a fost strămutat în anul 1965. Rudolf Schweitzer-Cumpăna s-a născut în aria acelor locuri, deși datele oficiale indică orașul Pitești, ca loc al nașterii sale. Paradisul natural de la Cumpăna, satul dintre păduri și munți, a fost redat în lucrările sale, care ilustrează în cel mai frumos mod comunitățile rurale ale Argeșului; una dintre lucrările ilustrului pictor și profesor la Institutul de Arte Plastice „Nicolae Grigorescu” din București, membru al Uniunii Artiștilor Plastici, secția pictură, se numește “Case la Cumpăna”.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Asociația Generală a producătorilor de energie electrică din România „Statistica Uzinelor hidroelectrice din România, 1922-1925”
- [2] Léo Bachelin - „Castelul-Pelesch. Résidence d'été du roi Charles Ier de Roumanie a Sinaia”. Notice descriptive et historique, Paris Firmin Didot & Cie, 1893
- [3] Ioan Sebastian Bara, Denisa Toma, Ioachim Lazăr. Județul Hunedoara Monografie vol I și II, Casa de editură EMIA – Deva, 2012
- [4] Ion Basgan. „Dimitrie Leonida” – Colecția „Savanți de pretutindeni”, Ed. Științifică, 1968
- [5] Bălăușescu Iulian, Cărăușu Carmen. Bicaz 50 ani: barajul, hidrocentrala, energia; Editura Igloo, București, 2010
- [6] ing. Nicolae Bărbieru - „Un secol de construcții în domeniul Apelor. Nodul hidrotehnic Târgu Mureș. Istorie și actualitate”
- [7] ing. Bolcaș Victor, ing. Makai Zoltan „60 de ani de la punerea în funcțiune a Hidrocentralei Vadu Crișului Aștileu”, jud. Bihor, 2004
- [8] ing. Bolcaș Victor, „Monografia Filialei de Rețele Electrice Oradea, 1903-1907
- [9] Marcu Botzan, „Începuturile hidrotehnicii pe teritoriul României”, Ed. Tehnică, 1989
- [10] I.N. Bucur, I. Gh. Stănescu, M. Macavescu. „Din istoria electricității”, Editura Științifică București, 1966
- [11] ing. Ioan N. Bucur - „Căderile de apă ale Dunării și posibilitățile de folosire a energiei lor”, Buletinul Societății Politehnice București, nr. 11-12/1943
- [12] ing. Rodica Brebenariu „Sistemul Hidroenergetic Complex Nera Timiș Superior - Bârzava Superioară. Elemente de Patrimoniu Industrial” (articole I-VII, revista PRISMA, Reșița Caraș Severin, nr. 39-45/2006)
- [13] ing. Paul Cartianu, ing. Ioan Mazilu „Centrale hidroelectrice pe râul Bistrița”, Revista Energetica, nr. 5/1984
- [14] ing. Paul Cartianu, „Centrala hidromecanică-hidroelectrică Letea-Bacău”, Revista Energetica, nr. 10/1984
- [15] Les travaux de Commission de „L'électrification de la Roumanie”, Lucrările Comisiei de electrificare a României pe anul 1926

[16] Nicolae A. Diaconescu „Monumente tehnice privind utilizarea energiei hidraulice în România, Perspectivă istorică și muzeistică”

[17] Constantin Dinculescu – coord. „Istoria energeticii și electrotehnici în România”, vol. I „Electrificarea României de la primele începuturi până în anul 1950”, Ed. Tehnică, 1981

[18] ing. Nicolae Gheorghiu „15 ani de realizări pe drumul electrificării țării noastre” - Revista Energetica, nr. 8/1949

[19] ing. Paul Gheorghiescu - „Actualitatea și modernitatea concepției prof. dr. ing. Dorin Pavel, privind amenajarea potențialului hidroenergetic al României”, Revista „Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice”, nr. 3/2000

[20] ing. Paul Gheorghiescu - „Profesorul emerit dr. Docent ing. Dorin Pavel (1900-1979), părintele hidroenergeticii românești”, Prima Conferință a hidroenergeticienilor din România Dorin Pavel, 26-27 mai 2000

[21] ing. Paul Gheorghiescu – „Reevaluarea micropotențialului hidroenergetic al României- Necesitate, urgenta, metodologie”, Revista Energetica, nr. 1/2010

[22] ing. Paul Gheorghiescu, „Concepția profesorului Dorin Pavel privind amenajarea unor centrale hidroelectrice în zona cataractelor Dunării”. Revista Energetica, nr. 9/2012

[23] ing. autor, ing. Gheorghe Paraschiv – Concepția profesorului Dorin Pavel privind amenajarea hidroenergetică a râului Lotru”, Revista Energetica, nr. 3/2013

[24] ing. Dionisie Ghermani - „Amenajările hidroenergetice dela Reșița”, Editura „Tip geniului” București, 1926

[25] Hidroconstrucția, „Atlasul lucrărilor hidroenergetice realizate de SC Hidroconstrucția SA, 1950-2005”

[26] Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice „Accidente la construcții hidrotehnice” București, 1984

[27] ing. Dimitrie Leonida „Studiul unei uzine hidroelectrice la Stejar (lângă Biczaz)”, București, Tipografia Gutenberg, 1916

[28] ing. Dimitrie Leonida, „Prima expoziție a electricității din România” - Catalogul oficial. Editura și publicitatea Rudolf Moss. București, 1928

[29] Dimitrie Leonida, Nicolae Caranfil „Scurt istoric al primelor instalațiuni electrice din România”, 1939

[30] prof. ing. Dimitrie Leonida, ing. Nicolae Caranfil „Scurt istoric al instalațiunilor electrice din București”, 1939

[31] Dimitrie Leonida, „Din istoricul instalațiunilor mecanice și electrotehnice ale orașului București” –Buletinul Societății Politehnice, 1915

- [32] ing. Cristea Mateescu, „Etudes hydroelectriques R Târlung” Publicațiile Societății Anonime Române „Electrica”, nr. 5/1925
- [33] ing. Cristea Mateescu „Etudes hydroelectriques R Prahova”, Publicațiile Societății Anonime Române „Electrica”, nr. 4/1925
- [34] ing. Cristea Mateescu, „Usine hydroelectrique Bucecea” - Bulletin Soc. Politechnique Bucharest, 1924
- [35] |dr. ing. Cristea Mateescu, ing. Mircea Sipiceanu „Uzina hidroelectrică Moroieni”, Revista Energetica, nr. 12/1960
- [36] dr. ing. Cristea Mateescu, „Uzina hidroelectrică 16 februarie, Argeș. Bazele proiectării. Alegerea schemei de amenajare”, Revista „Hidrotehnica și gospdărirea apelor”, nr. 1/1965
- [37] Ioan Măncescu-„Începuturile și evoluția instalațiilor electrice pe valea Prahovei și împrejurimi”, Editura Premier, 1998
- [38] Mihai Mihăiță, Mihai Olteneanu, „Pagini din istoria învățământului ingineresc și a asociațiilor ingineresti din România. Ingineri români din trecut. Mari personalități-schițe biografice”, Editura AGIR, București, 2005
- [39] prof. drd. Ionela Nițu, prof. dr. Dan Ovidiu Pintilie - „Activitatea societății belgiene Hydrofina în domeniul energiei electrice din România”, (1929-1940)
- [40] D.A. Pastia - „ Puterea apei și turbinele de apă moderne”, București, 1931
- [41] Sergiu Pașcanu „Industria Uzinelor Electrice din România”, 1929, Tipografia Cartea Românească SA, București
- [42] dr. ing. Dorin Pavel, „Plan general d'amenagement de forces hydrauliques en Roumanie”, Buletinul IRE, nr. 58/1933
- [43] dr. Ing. Dorin Pavel, „Folosințele hidroelectrice și hidromecanice în România”- Buletinul IRE, nr. 176/1938, București
- [44] Dorin Pavel, „Arhitectura apelor”, Editura Eminescu, București, 1976
- [45] dr. Ing. Dorin Pavel, „Râul Sebeș din punct de vedere al amenajării energiei hidraulice”, Buletin IRE, nr. 4/1927
- [46] dr. ing. Dorin Pavel, ing. Radu Prișcu, „Uzina hidroelectrică Sadu V” – Revista Energetica, nr. 12/1960
- [47] dr. Ing. Dorin Pavel, Conferința „Amenajarea căderilor de apă în România”, Buletin IRE, nr. 114/1936, București
- [48] Prof. univ. dr. Petre Popa, coordonator „*Enciclopedia Argeșului și Muscelului*”, Biblioteca Județeană Dinicu Golescu Argeș – Pitești, 2010
- [49] Dan Ovidiu Pintilie, Istoricul Societății „Concordia” (1907-1948), Editura Universității Petrol-Gaze Ploiești, 2007

- [50] Sergiu Pașcanu, „Industria Uzinelor Electrice din România”, 1929, Tipografia Cartea Românească SA, București
- [51] ing. Al. Popp, dr. ing. Dorin Pavel, „Electrificarea Banatului”, Buletin IRE, nr. 280/1944
- [52] Cașin Popescu, „Schite pentru un album Dionisie Germani”, Revista „Zodii în cumpănă” - Iulie 2007
- [53] Ioan Gh. Raricescu - „Electrificarea României”, București, 1939
- [54] RENEL – Electrificarea în România 1951-1992, Editura tehnică, București, 1996
- [55] ing. Emanoil Selenyi, „O instalație de forță în Transilvania” - editura Atelierul Adevărul, București, 1923
- [56] ing. Dumitru Spiridon, „Evoluția stabilirii schemei de amenajare a centralei hidroelectrice Argeș Corbeni-Vidraru”, Revista „Producerea transportul și distribuția energiei electrice și termice
- [57] ing. Dumitru Spiridon, Evoluția stabilirii schemei de amenajare a centralei hidroelectrice
- [58] prof. D. Stancu, „Pagini de istorie și istorie a culturii Fieni”, Colecția „Monografii”, 1996
- [59] prof. Stancu Dumitru, „Pucioasa, file de monografie” - 1995
- [60] Aurel Tudorache, „Dimitrie Leonida și centrala Grozăvești”, Revista Energetica, nr. 1/2013
- [61] ing. Henry Thiess, ing. Paul Cartianu, „Raport la reuniunea din 22-23 octombrie a Asociației Generale a Producătorilor și Distribuitorilor de energie electrică din România”
- [62] M Voinescu - „Întrebuințarea electricității în petrol”, Buletinul Soc. Politehnica XLV, 1931
- [63] Mihai Vișan, Stelian Pătrașcu, Cristia Rudolf, Bocșa-Istorie și adevăr, Editura Mirton, Timișoara, 2011
- [64] Iacob Voia și colab. - „O cometă în industria Reșițeană – Institutul de Cercetare și Proiectare pentru echipamente hidroenergetice 1966-1991”, Editura Politehnica Timișoara – 2011
- [65] Firma Voith Austria, „Ausgefurte Anlagen mit Voith-Turbinen in Romanien”
- [66] Radu Zane, „Dezvoltarea Sistemului Energetic al României, ed.III. 1991
- [67] www.niagarafrontier.com/power.html. Niagara Falls. History of Power
- [68] en.wikipedia.org/wiki/Oskar_von_Miller
- [69] <http://industrial-heritage.ro/ro/content/hidrocentrala-some-sul-rece>. „Parteneriat pentru valorificarea patrimoniului arhitectural industrial în Romania. Județul Cluj”

[70] <http://transilvaniareporter.ro/esential/hidrocentralele-transilvaniei-reinstalate-pe-apa-sambetei/> „Hidrocentralele Transilvaniei reinstalate pe apa sambetei”

[71] <http://ro.wikipedia.org/wiki/Caransebes>

[72] <http://www.info-codlea.ro/> Istoricul aşezării-economia

[73] <http://www.otelu-rosu.ro/economia/> Oțelu Roșu - economia

[74] <http://www.free.org.ro/> Fondul Român pentru Eficiența Energiei „Studiu de caz: SC Omnimpex Hârtia SA Bușteni” – aprilie 2008.

[75] [w.w.w.universulenergiei.europartes.eu](http://www.universulenergiei.europartes.eu) Politehnica din Bucureșt-pagini de istorie

[76] www.ckdblanskoenr.cz CKD Blansko Engineering, a.s. – Reference List of Kaplan turbines

[77] <http://ioancornelchira.wordpress.com/>.Ioan Cornel Chira, „Istoria hidroamenajărilor de pe Bârzava superioară”

[78] en.wikipedia.org/wiki/Cragside.

[79] www.hevac-heritage.org/.../cragside/cragside.ht

[80] www.banatuldemunte.ro/tag/dragan-adrian Drăgan Adrian „Banatul de nunte-Barajul Breazova Văliug, Canalul Superior”

[81] <http://arhitectura-1906.ro/2011/08/turbinele-timisoarei>

[82] <http://www.rowater.ro/damures/sgamures/>

[83] <http://www.ucmr.ro/liste-referinta.html>

[84] http://www.academia.edu/3260563/Kacso_Pop_Minerit_Maramures, Carol Kasco, Lucia Pop „Minerit și civilizație în Maramureș”, Muzeul Județean de Istorie și Arheologie, Baia Mare Seria „Colecții Muzeale”, vol. II, anul 2010

[85] <http://industrial-heritage.ro/ro/content/hidrocentrала-some-sul-rece>, „Parteneriat pentru valorificarea patrimoniului arhitectural industrial în România. Județul Cluj”