

**Edmond MAICAN**

**SISTEME  
DE ENERGII  
REGENERABILE**

**Editura PRINTECH  
BUCUREȘTI, 2015**

## **Editura PRINTECH**

### **Tipar executat la:**

S.C. ANDOR TIPO S.R.L. – Editura PRINTECH

Site: [www.andortipo.ro](http://www.andortipo.ro); [www.printech.ro](http://www.printech.ro)

Adresa: Str. Tunari nr.11, Sector 2, București

Tel./Fax: 021.211.37.12; 021.212.49.51

E-mail: [comenzi@andortipo.ro](mailto:comenzi@andortipo.ro)



### **Descrierea CIP a Bibliotecii Naționale a României**

**MAICAN, EDMOND**

**Sisteme de energii regenerabile / Edmond Maican. -**

București : Printech, 2015

Bibliogr.

ISBN 978-606-23-0359-4

620.97

### **© Copyright 2015**

Toate drepturile prezentei ediții sunt rezervate autorului. Nicio parte din această lucrare nu poate fi reprodusă, stocată sau transmisă indiferent prin ce formă, fără acordul prealabil scris al autorului.

---

# Cuprins

---

<b>INTRODUCERE .....</b>	<b>3</b>
<b>CAPITOLUL 1 - CONVERSIA ENERGIEI SOLARE ÎN ENERGIE TERMICĂ.....</b>	<b>7</b>
1.1 GENERALITĂȚI .....	7
1.2 SISTEME SOLARE ACTIVE ȘI PASIVE.....	8
1.3 SUPRAFEȚE SELECTIVE .....	10
1.4 COLECTOARE PLANE.....	11
1.5 COLECTOARE CU TUBURI VIDATE.....	13
1.6 CONCENTRATOARE SOLARE .....	16
1.7 AMPLASAREA COLECTOARELOR SOLARE .....	18
1.8 ELEMENTE DE CALCUL AL EFICIENȚEI .....	20
1.9 CERTIFICAREA COLECTOARELOR SOLARE .....	21
<b>CAPITOLUL 2 - CONVERSIA ENERGIEI SOLARE ÎN ENERGIE ELECTRICĂ .....</b>	<b>23</b>
2.1 NOȚIUNI DE BAZĂ.....	23
2.2 CELULELE FOTOVOLTAICE .....	25
2.2.1 <i>Materiale și eficiență .....</i>	<i>25</i>
2.2.2 <i>Caracterizarea electrică a celulei solare .....</i>	<i>28</i>
2.2.3 <i>Elemente de eficiență a sistemelor fotovoltaice.....</i>	<i>33</i>
2.2.4 <i>Estimarea performanțelor sistemelor fotovoltaice.....</i>	<i>35</i>
2.3 CENTRALE SOLARE TERMO-ELECTRICE .....	37
2.3.1 <i>Centrale solare cu sisteme de stocare a energiei termice .....</i>	<i>41</i>
2.3.2 <i>Centrale solare cu jgheaburi parabolice .....</i>	<i>42</i>
2.3.3 <i>Centrale solare cu reflectoare liniare Fresnel .....</i>	<i>44</i>
2.3.4 <i>Centrale cu turn solar.....</i>	<i>44</i>
2.3.5 <i>Centrale solare cu oglinzi parabolice discoidale .....</i>	<i>47</i>
2.3.6 <i>Elemente de calcul .....</i>	<i>49</i>
<b>CAPITOLUL 3 - ENERGIA EOLIANĂ .....</b>	<b>55</b>
3.1 RESURSA EOLIANĂ .....	55
3.2 CONSTRUCȚIA ȘI FUNCȚIONAREA TURBINELOR EOLIENE .....	59
3.3 TIPURI DE TURBINE EOLIENE .....	65
3.3.1 <i>Turbine cu ax vertical.....</i>	<i>65</i>
3.3.2 <i>Turbine cu ax orizontal.....</i>	<i>70</i>
3.4 PROBLEME SOCIALE ȘI DE MEDIU .....	71
3.4.1 <i>Impactul vizual.....</i>	<i>71</i>

3.4.2 Zgomotul .....	72
3.4.3 Emisiile de gaze de seră .....	72
3.4.4 Utilizarea terenului .....	72
3.4.5 Efecte asupra faunei .....	73
<b>CAPITOLUL 4 - ENERGIA GEOTERMALĂ.....</b>	<b>75</b>
4.1 NOȚIUNI DE BAZĂ.....	75
4.2 SISTEME GEOTERMALE .....	77
4.3 CONVERSIA ENERGIEI GEOTERMALE.....	80
4.3.1 Centrale uscate .....	80
4.3.2 Centrale "flash" .....	82
4.3.3 Centrale binare.....	84
4.4 UTILIZAREA DIRECTĂ A CĂLDURII GEOTERMALE .....	85
4.5 POMPE DE CĂLDURĂ .....	87
4.6 IMPACTUL CENTRALELOR GEOTERMALE ASUPRA MEDIULUI.....	92
<b>CAPITOLUL 5 - ENERGIA VALURILOR.....</b>	<b>93</b>
5.1 ELEMENTE INTRODUCTIVE .....	93
5.2 CARACTERISTICILE VALURILOR .....	94
5.3 ECHIPAMENTE DE CONVERSIE A ENERGIEI VALURILOR.....	98
5.4 IMPACTUL ASUPRA MEDIULUI .....	102
<b>CAPITOLUL 6 - BIOMASA.....</b>	<b>105</b>
6.1 ELEMENTE INTRODUCTIVE .....	105
6.2 VALORIFICAREA ENERGIEI BIOMASEI .....	106
6.2.1 Combustia directă.....	106
6.2.2 Piroлиза.....	106
6.2.3 Gazeificarea .....	109
6.2.4 Fermentarea anaerobă .....	113
6.2.5 Gazele emise de depozitele de deșeuri .....	116
6.2.6 Fermentația alcoolică .....	120
6.2.7 Biodiesel.....	127
<b>BIBLIOGRAFIE .....</b>	<b>129</b>

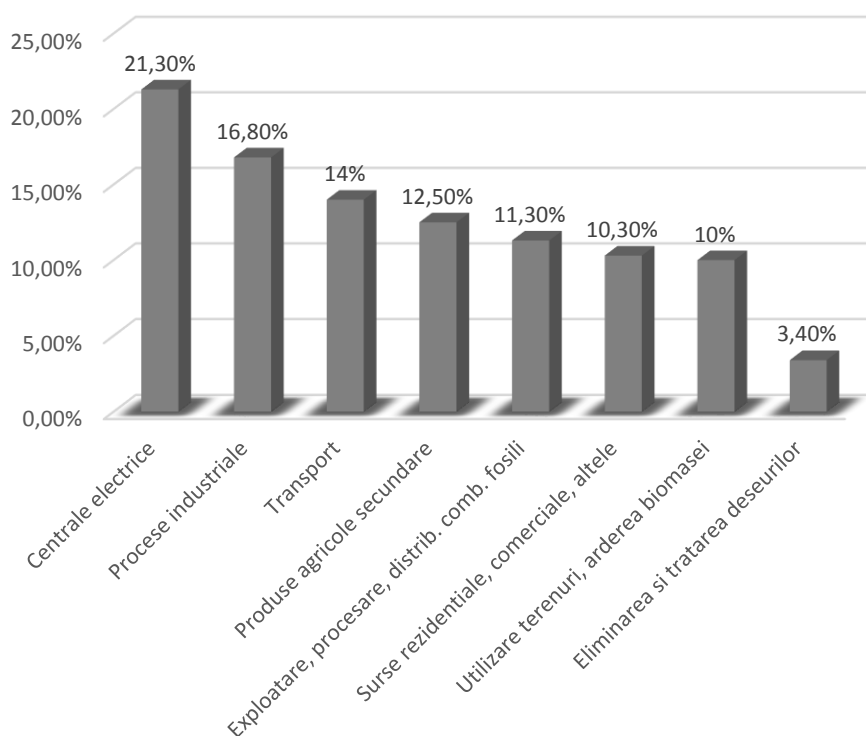


---

# Introducere

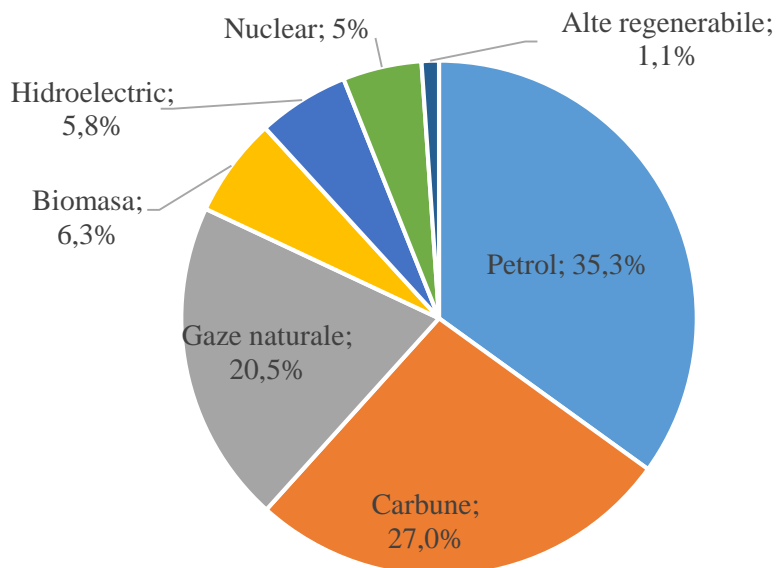
---

Energia regenerabilă provine din resurse naturale care se reînnoiesc în mod constant în intervale de timp relativ scurte. În prezent funcționarea economiei mondiale se bazează în cea mai mare parte pe energia provenită din resurse neregenerabile (cărbune, petrol, gaze naturale). Factori precum emisiile de gaze de seră care favorizează încălzirea globală (figura 1), poluarea, ploile acide, toate datorate utilizării acestor resurse convenționale, dar și semnalele de alarmă care atrag atenția asupra faptului că petrolul – principala sursă de combustibili pentru transport – este pe cale de a se epuiza, au declanșat un proces de investiții semnificative la nivel global pentru a pune în valoare resursele regenerabile de energie. Conform ultimelor rapoarte [1], acestea au contribuit cu aproximativ 22% la producția de energie electrică și au reprezentat 19% din consumul total de energie la nivel global [2] (figura 2).

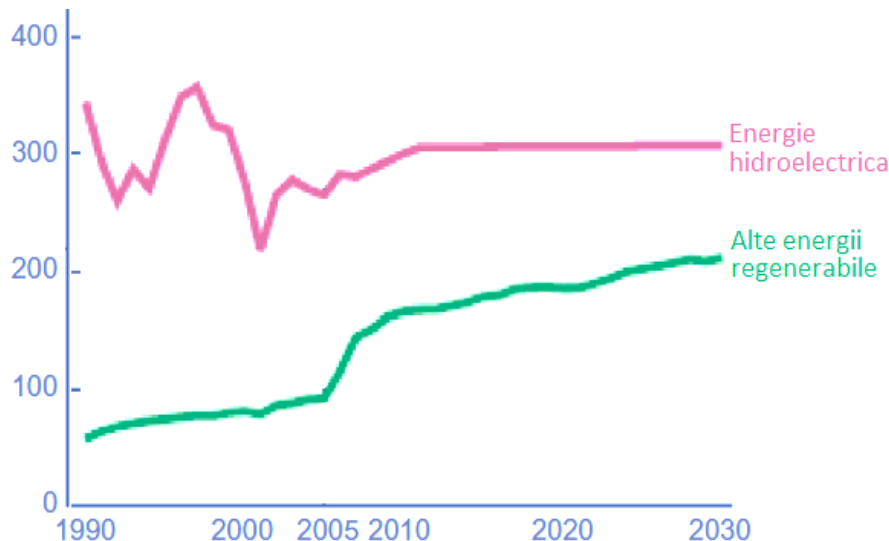


**Fig. 1** – Emisii anuale de gaze de seră (CO<sub>2</sub>, metan, N<sub>2</sub>O) ca urmare a exploatării resurselor convenționale de energie [3]

O presiune suplimentară asupra dezvoltării sectorului de energii regenerabile este adăugată și de creșterea continuă, prefigurată, a necesarului de energie datorită expansiunii economiei mondiale precum și ca urmare a creșterii continue a populației. Figura 3 arată tendința de dezvoltare a energiei electrice din surse regenerabile, prognozată până în anul 2030 [3].



**Fig. 2** – Repartizarea consumului global de energie, pe tipuri de surse



**Fig. 3** – Istorical și tendința de dezvoltare a energiei electrice din surse regenerabile până în anul 2030 (în mld. kWhs)

Sursele regenerabile sunt utilizate pentru a genera energie electrică, căldura, dar și pentru producția de combustibili pentru transport. În cele ce urmează sunt prezentate câteva exemple de conversie a resurselor/energiilor regenerabile în combustibili sau energii cu utilitate practică, cu precizarea că, datorită intensificării cercetărilor în acest domeniu, există diverse alte sisteme aflate la nivel de laborator sau în stații pilot demonstrative, cu șanse reale de preluare pe piață în viitorul apropiat.

Radiația solară poate fi folosită pentru producerea în mod direct de energie electrică cu ajutorul panourilor fotovoltaice, sau indirect prin utilizarea căldurii generate (căldura→apă→vapori→turbină→generator; motoare Stirling etc.). De asemenea, radiația solară este folosită pe scară relativ largă pentru producerea de apă caldă menajeră sau chiar industrială.

Turbinele eoliene cu ax vertical sau orizontal transformă energia cinetică a curenților de aer în mișcare (denumită energie eoliană) în energie electrică. În unele cazuri energia eoliană este folosită pentru pomparea apei din puțuri.

Cea mai comună utilizare a unei energii naturale regenerabile, fără a avea un caracter de noutate, o constituie energia cinetică a apelor curgătoare, care este transformată în energie electrică prin acționarea unor sisteme turbină-generator electric. Mai nou, sisteme similare valorifică energia mareică produsă de deplasarea apelor oceanice datorită mareelor, dar există și tehnologii aflate momentan în stadiul de cercetare sau demonstrare, care valorifică energia valurilor transformându-le în energie electrică.

În unele zone geografice cum ar fi Islanda, energia termică generată și stocată în interiorul Pământului se află în apropierea suprafeței, ceea ce permite captarea acesteia și convertirea în energie electrică sau utilizarea ca sursă de încălzire rezidențială, pentru procese industriale, pentru desalinizarea apei sau în agricultură. Este cunoscută sub denumirea de energie geotermală.

Biomasa este reprezentată de materialele organice recente, de origine vegetală sau animală și este disponibilă sub formă de produse agricole, forestiere, diverse tipuri de deșeuri și reziduuri. Datorită abundenței acesteia, biomasa capătă o pondere este din ce în ce mai însemnată atât pentru producerea de energie termică (în general prin arderea directă sau gazeificarea unor materiale de natură vegetală), electrică, cât și pentru producerea de biocombustibili ecologici (biodiesel, bioetanol, biogaz, biobutan, bio-hidrogen etc.). Deși arderea sau conversia biomasei generează CO<sub>2</sub>, procesul este considerat neutru din punct de vedere al emisiei de gaze de seră datorită faptului că aceeași cantitate de CO<sub>2</sub> a fost absorbită de plante din atmosferă pe parcursul ciclului de viață al acestora.

Se poate considera că cercetările în acest domeniu sunt încă în faza incipientă și vor continua în vederea optimizării tehnologiilor de conversie, reducerii costurilor de producție a energiilor și combustibililor regenerabili, creșterii factorului de sustenabilitate, precum și identificării și eliminării riscurilor potențiale asociate implementării acestora pe scară largă.



# Capitolul 1

---

## *Conversia energiei solare în energie termică*

---

### 1.1 Generalități

Majoritatea formelor de energie regenerabilă au ca sursă primară energia solară. Încalzirea diferențiată a atmosferei și a oceanului în diferite zone geografice contribuie la formarea curenților de aer și astfel, la generarea de energie eoliană. Ciclul apei în natură și prin urmare, existența apelor curgătoare, începe cu evaporarea care se produce în principal la nivelul oceanului planetar tot ca urmare a radiației solare, făcând astfel posibilă valorificarea hidroenergiei. Dezvoltarea plantelor se produce în urma unor procese biochimice al căror motor principal îl constituie radiația solară care induce fotosinteza. Biomasa obținută este utilă pentru producerea de căldură sau biocombustibili.

În Europa, energia razelor solare incidente este de 200...1000 W/m<sup>2</sup>, în funcție de latitudine, perioada anului calendaristic și condițiile climatice. Colectoarele solare se folosesc pentru captarea acestei energii radiante a soarelui în vederea încălzirii unor spații închise, pentru producerea de apă caldă, sau pentru utilizarea ca sursa de energie într-un sistem de refrigerare. De asemenea, căldura obținută poate fi folosită pentru a genera indirect energie electrică prin producerea de abur și utilizarea unor sisteme de tipul turbină-generator, sau prin alimentarea cu aer cald a unor sisteme de tipul motor Stirling-generator. Aceste din urmă aspecte vor fi discutate într-un capitol ulterior.

Un sistem de conversie a energiei solare în energie termică trebuie să fie optim din punct de vedere al performanței, costurilor de achiziție și funcționare și durabilității. Structura clasică a unui sistem de încălzire a apei folosind energia radiantă solară constă în următoarele componente (figura 1.1):

1. Unul sau mai multe colectoare solare, care pot fi plane, cu tuburi vidate, sau cu tuburi cu încălzire directă a apei;
2. Sistemul de transfer de căldură și sistemul de (re)circulare; schimbătorul de căldură (daca este cazul, în funcție de tipul instalației);
3. Sistemul de stocare a apei calde;
4. Sistemul de comandă și control;
5. Sistemul auxiliar de încălzire, care furnizează căldură suplimentară în situațiile în care radiația solară nu este suficientă. De obicei acesta constă într-o rezistență electrică sau un echipament de încălzire cu gaze naturale.

## 1.2 Sisteme solare active și pasive

Sistemele solare de furnizare de căldură se pot încadra în două mari categorii: active și pasive. Cele active utilizează sisteme de comandă și control și pompe pentru a circula apa sau agentul termic prin colectorul solar și se împart în două subcategorii [4]:

- Sisteme solare active directe, care pompează apa dedicată utilizării ulterioare către colectorul solar. Sunt recomandate pentru utilizare în zonele geografice în care nu există pericolul de îngheț. În caz contrar se impune golirea sistemului înainte de a începe perioada rece.
- Sisteme solare active indirecte, care dispun de un circuit închis prin care circula un agent termic (apa, de obicei în amestec cu un antigel), din care face parte și colectorul solar.

Figura 1.1 *a* prezintă un sistem activ indirect. Agentul termic preia energia termică în zona panoului solar. Transferul de căldură de la agentul termic către apa din rezervor se face prin schimbătorul de căldură aflat la partea inferioară a rezervorului. În cazul în care agentul termic este un lichid antigel, acest sistem este funcțional inclusiv în perioadele de iarnă, în condiții de vreme însorită.

Pentru aplicații de mici dimensiuni, cum ar fi furnizarea de apă caldă pentru locuințe individuale, sistemele active indirecte includ un rezervor în care schimbătorul de căldură se va afla la partea inferioară, recomandându-se ca rezistența electrică de rezervă să fie amplasată la partea superioară. Diverse alte configurații sunt oferite de furnizorii de echipamente, mai des întâlnite fiind rezervoarele cu două schimbătoare de căldură, cel de-al doilea putând fi cuplat la o centrală cu funcționare pe gaze naturale sau pe biomasă.

Sistemele pasive nu dispun de pompe și pot fi de tip integrat sau cu circulația apei prin efectul de termosifon. În cazul sistemelor integrate apa circula către colectorul solar datorită presiunii din rețeaua de alimentare. Principiul termosifonului permite circulația naturală a apei, datorită diferențelor de temperatură dintre zonele calde și cele reci ale circuitului, fără a necesita pompe. În figura 1.1. *b* circulația apei între colector și rezervor se face pe principiul termosifonului;

presiunea din rețea nu intervine în acest proces, ci alimentează rezervorul pe măsură ce apa este consumată.

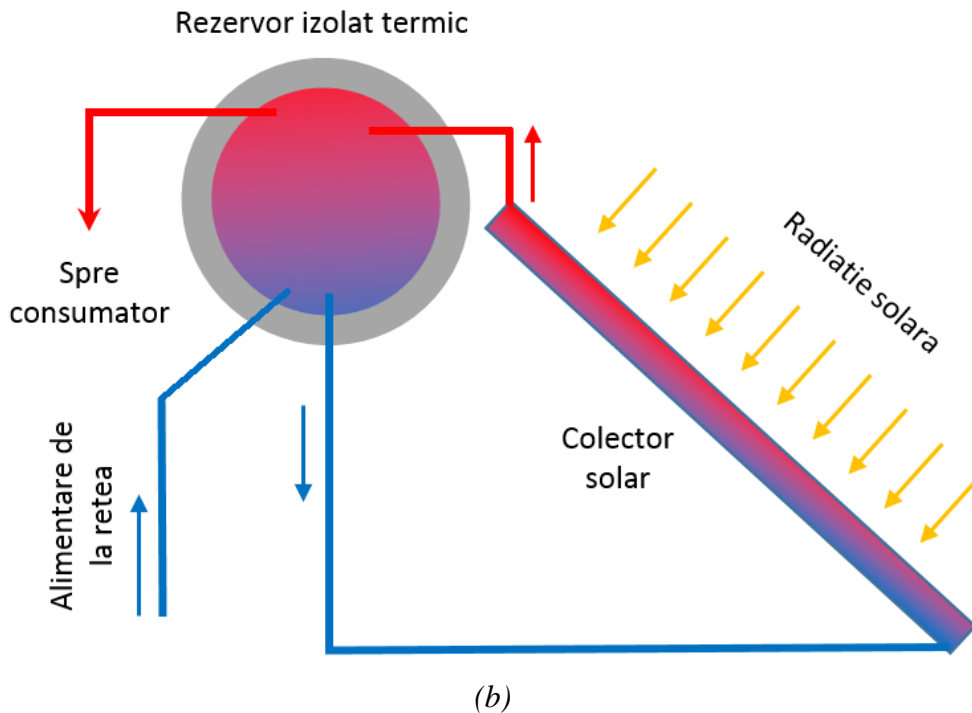
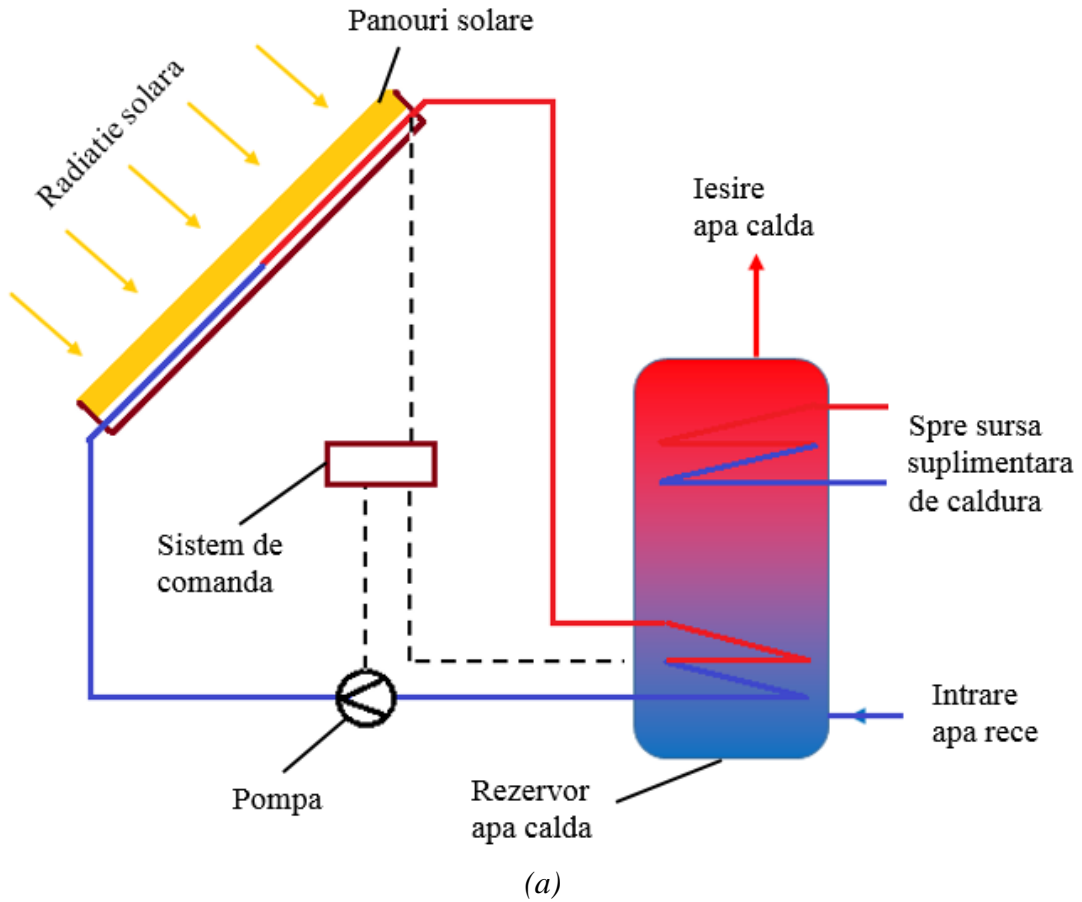


Fig. 1.1 – Structura tipică simplificată a unui sistem solar de încălzire a apei: sistem activ indirect; (b) sistem pasiv direct

Din punct de vedere al întreținerii, fiabilității și prețului de cost, sistemele pasive sunt mai avantajoase decât cele active întrucât nu au componente electrice, fiind mai simple constructiv. Există însă și dezavantaje care trebuie luate în considerare la achiziționarea sau proiectarea unui sistem pasiv:

- Au o eficiență mai scăzută decât sistemele active;
- Rezervorul de apă trebuie să fie amplasat mai sus decât colectorul solar.
- Întrucât nu există protecție la îngheț, nu funcționează în caz de vreme rece (este necesară evacuarea circuitului și scoaterea din funcțiune în timpul iernii);
- În regiunile cu apă dură se formează în timp depuneri de calcar pe întregul circuit al apei.
- Nu oferă protecție în caz de supraîncălzire. Acest fenomen apare în zilele însorite, când nu este consumată apa caldă produsă de sistem.

### 1.3 Suprafețe selective

Suprafețele selective sunt de o importanță deosebită în ceea ce privește randamentul colectoarelor solare. Selectivitatea permite absorbția maximă a radiației solare cu lungimi de undă scurte și împiedică pierderile de căldură prin radiație termică proprie și prin convecție (figura 1.2).

Radiația cu lungimi de undă cuprinse între 0.3 și 2  $\mu\text{m}$  reprezintă 95% din spectrul radiației solare. Radiația termică cu lungimi de undă cuprinse între 3 și 30  $\mu\text{m}$  reprezintă 99% din radiația termică totală la temperatura de 325 K (52°C) [5]. Pentru a obține o suprafață selectivă cu absorptivitate mare și emisivitate redusă, materialul utilizat trebuie să aibă reflectivitate redusă în domeniul lungimilor de undă din spectrul radiației solare și reflectivitate mare în domeniul infraroșu (termic).

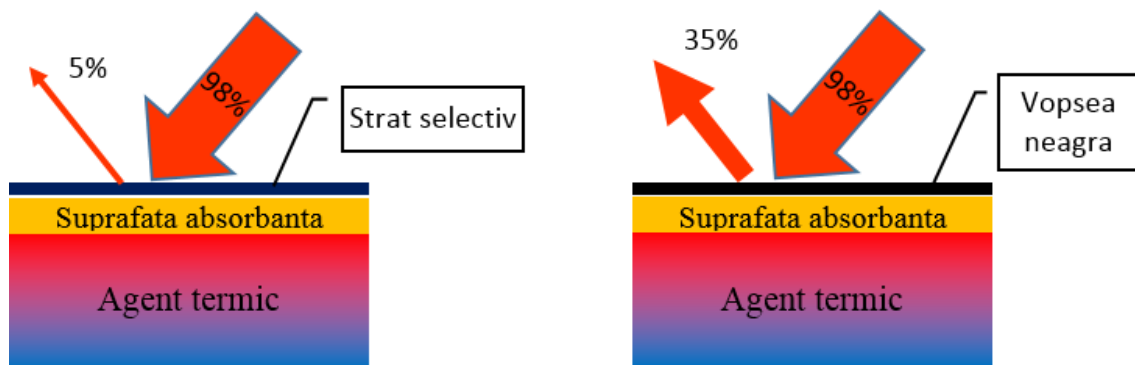


Fig. 1.2 – Exemplu de funcționare a stratului selectiv (orig.)

Cuprul, aluminiul și nichelul prezintă reflectivitate mare în domeniul infraroșu (peste 0.95 pentru suprafețele polișate) și absorptivitate solară redusă. Aceste neajunsuri pot fi însă depășite prin acoperirea cu un strat subțire de material (0.4 - 1.5  $\mu\text{m}$ ) cu absorptivitate solară mare și factor de transmisie mare în domeniul radiației infraroșii.



Nichelul negru reprezintă un complex de sulfură de nichel și zinc care îndeplinește cerințele menționate mai sus, putându-se obține o absorptivitate de 0.96. Substratul lustruit de nichel poate furniza o emisivitate scăzută (aproximativ 0.08). În cazul peliculei de oxid de cupru pe o suprafață de cupru se poate obține o absorptivitate de 0.9 și emisivitate de 0.15. Suprafețele selective denumite "crom negru" reprezintă de fapt un strat subțire de crom într-o matrice amorfă de oxid de crom, care se depune pe o suprafață metalică lucioasă.

Alternativ, se pot utiliza și unele materiale nemetalice cu reflectivitate mare în domeniul infraroșu în comparație cu suprafețele metalice. Se poate obține o bună selectivitate prin combinarea unui strat subțire din unul dintre aceste materiale cu un substrat cu absorptivitate mare a radiației solare.

#### 1.4 Colectoare plane

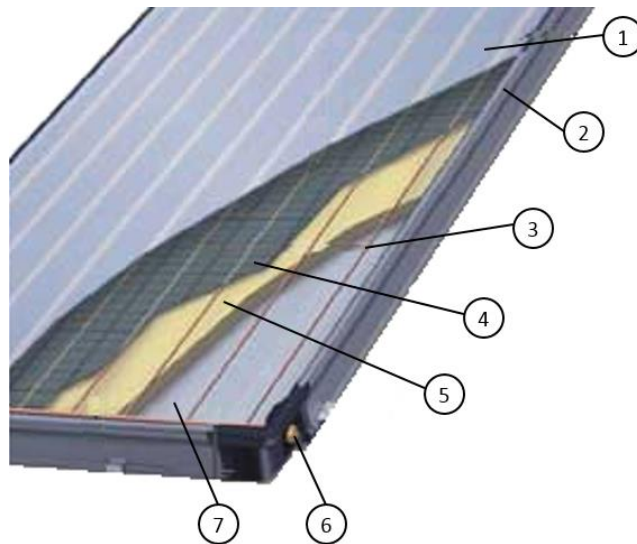
Colectoarele plane sunt destinate încălzirii unui agent termic fluid (apă, aer sau o soluție cu lichid antigel) la temperaturi de până la 80 °C. De obicei se utilizează pentru producerea de apă caldă pentru aplicații rezidențiale sau comerciale, pentru încălzirea piscinelor, a spațiilor închise, dar și pentru furnizarea de căldură pentru unele procese industriale.

Suprafața expusă radiației solare este de obicei acoperită în acest scop utilizându-se sticlă solară securizată cu conținut redus de fier, sau policarbonat transparent, cu rezistență mecanică la grindină și la încărcarea cu zăpadă, fiind recomandat un grad de transparență cât mai ridicat (peste 90% pentru sticlă). Materialele utilizate pentru acoperire trebuie să aibă transmitanța cât mai mare în domeniul vizibil al spectrului de lungimi de undă, dar cât mai mică în domeniul radiației infraroșii pentru a menține în interior căldura re-radiată de absorbant. Alte caracteristici importante ale materialelor de acoperire constau în absorptivitatea scăzută a căldurii, stabilitate ridicată la temperaturile de lucru ale panoului, rezistență la solicitări mecanice și durabilitate la condiții vitrege de mediu, precum și un cost redus. Variația transmitanței prin radiație a materialelor transparente depinde de procesul de fabricare, compoziția chimică și de structura moleculară. De exemplu, majoritatea materialelor plastice au transmitanța radiației din domeniul vizibil mai mare de 0.85 însă în cazul radiației infraroșii, transmitanța variază într-un domeniu larg, de la 0,01 pentru polimetilmetacrilat la 0,77 în cazul polietilenei [5].

În prezent cel mai utilizat material de acoperire este sticla, datorită transmitanței mari în domeniul vizibil al spectrului și scăzute în domeniul radiației infraroșii, precum și datorită stabilității în condiții de temperaturi ridicate. Dezavantajele constau în rezistența mecanică scăzută (în raport cu masele plastice), masa relativ mare și prețul de cost ridicat. Ca alternativă se pot utiliza masele plastice transparente, care au rezistență sporită și a căror masă reprezintă aproximativ 10% din masa unei suprafețe de sticlă ce acoperă aceeași arie. Pe de altă parte, materialele plastice ridică probleme legate de stabilitate la temperaturile de funcționare ale colectoarelor, dar și de durabilitate, ele degradându-se în timp sub acțiunea radiației solare ultraviolete. De aceea au fost dezvoltate tehnologii de tratare chimică prin care o parte dintre problemele enumerate pot fiă.

Schema clasică a unui panou plan este prezentată în figura 1.3. Agentul termic lichid rece pătrunde pe la partea inferioară (6) a panoului, circulă prin sistemul de conducte (3) aflate în contact cu suprafața fierbinte a plăcii metalice absorbante (4) și este evacuată pe la partea superioară a panoului. Izolația termică și carcasa etanșă împiedică în mare măsură pierderile de căldură prin convecție și conducție, maximizând astfel transferul termic către agentul din sistemul de conducte. În același scop, suprafața plăcii absorbante este acoperită cu un strat selectiv față de lungimea de undă, de culoare închisă, care absoarbe energia solară și împiedică pierderea căldurii acumulate. Placa absorbantă poate fi metalică (aluminiu, oțel, sau cupru) sau dintr-un polimer stabil din punct de vedere termic. Deși este mai scump, cuprul are un coeficient de schimb de căldură superior și este mai puțin predispus la coroziune decât aluminiul. Sistemul de transfer de căldură poate avea următoarele configurații:

- Conducte dispuse în sistem harpă (figura 1.3). Acestea sunt cuplate la o conductă de colectare aflată la partea superioară a panoului. Sistemul este folosit în general pentru instalațiile care lucrează la presiuni scăzute, agentul termic putând fi antrenat prin pompare sau circulând pe principiul termosifonului.



**Fig. 1.3** – Structura unui colector solar plan: 1- sticlă montată etans; 2- cadru pentru montare pe acoperiș; 3- conducte apă sau lichid antigel; 4- suprafață de absorbție a radiației solare; 5- izolație termică; 6-intrare apă rece; 7- carcasă etanșă.

- Conducta în serpentină. Sunt mai eficiente decât varianta cu dispunere în harpa și se folosesc pentru producerea de apă caldă menajeră, însă nu și pentru încălzirea spațiilor închise.
- Utilizarea în locul conductei a unei a doua plăci metalice, profilată prin ștanțare și sudată pe spatele plăcii absorbante. Forma obținută prin ștanțare crează o zonă de circulație pentru agentul termic. Se obține o suprafață de contact mai mare în raport cu varianta cu conducte, rezultând o eficiență sporită a transferului de căldura.
- Sisteme cu un strat de foi transparente, respectiv opace. Pierderile de căldură sunt minimizează întrucât o parte din radiația reflectată de o foaie din strat va fi direcționată către

o altă foaie fără a se pierde în mediu, în final un procent mai mare din radiația solară incidentă fiind concentrată pe stratul absorbant.

Mai rar întâlnite sunt colectoarele plate cu suprafața neacoperită, întregul sistem fiind expus în mod direct radiației solare. Materialul uzual pentru absorbant este polipropilena, cauciucul siliconic sau cauciucul EPDM (*Etilen-Propilen-Dien-Monomer*) cu stabilitate la radiația ultravioletă. Datorită pierderilor ridicate de căldură prin convecție, acestea se utilizează de obicei în situațiile în care este necesară obținerea unor temperaturi mai scăzute ale fluidului, ca de exemplu încălzirea piscinelor.

Panourile plane pentru încălzirea aerului au o construcție similară. În interiorul carcasei este montată placa absorbantă. Aerul circulă de la partea inferioară la cea superioară a panoului prin convecție sau sub acțiunea unui ventilator, trecând peste placa absorbantă de la care primește energie sub forma de căldură. Din punct de vedere al transferului de căldură, eficiența este mai redusă decât în cazul panourilor pentru încălzirea apei sau a soluției de lichid antigel, însă sunt evitate problemele legate de supraîncălzirea agentului termic care apar atunci când pompa de recirculare a lichidului nu funcționează. De asemenea este evitată folosirea lichidului antigel, care necesită înlocuire la perioade cuprinse între 3 și 5 ani în funcție de tipul și caracteristicile acestuia și de temperaturile la care a fost supus.

În condiții optime de funcționare, eficiența tipică a acestor panouri este de 40-50%, însă aceasta variază în funcție de calitate și de valoarea temperaturii care trebuie obținută.

### 1.5 Colectoare cu tuburi vidate



Fig. 1.4 – Colector solar cu tuburi vidate

Colectoarele solare din această categorie sunt formate din tuburi colectoare dispuse paralel (figura 1.4). Fiecare tub este realizat din sticlă borosilicat cu o bună rezistență mecanică și are perete dublu, spațiul dintre pereți fiind vidat pentru a întrerupe pierderile de căldură prin transfer termic între interiorul tubului colector și mediu. Pentru a menține vidul se depune în interiorul peretelui dublu, la capătul inferior, o peliculă de bariu de culoare argintie. Aceasta va absorbi o serie de gaze care pot fi emise pe parcursul ciclului de viață al tubului, cum ar fi CO, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O și H<sub>2</sub>, menținând astfel starea de vacuum. Atunci când această stare se pierde pelicula își schimbă culoarea din argintiu în alb, oferind o modalitate facilă de identificare a tuburilor defecte. Pornind de la aceste principii, au fost dezvoltate mai multe variante constructive.

În figura 1.5 se prezintă varianta în care tuburile sunt conectate la un rezervor cilindric dispus la partea superioară a acestora. Pe peretele interior este depusă o peliculă absorbantă pentru îmbunătățirea randamentului. Datorită densității mai reduse, stratul de apă care primește căldura datorită radiației solare se va ridica la partea superioară a rezervorului iar apa rece va coborâ în tubul vidat, creându-se astfel un circuit natural permanent (efectul de termosifon). Acest sistem prezintă avantajul încălzirii directe a apei, fără necesitatea unui schimbător de căldură, dar nu poate fi utilizat în cazul presiunilor mai ridicate întâlnite în rețelele de alimentare cu apă datorită fragilității tuburilor de sticlă.

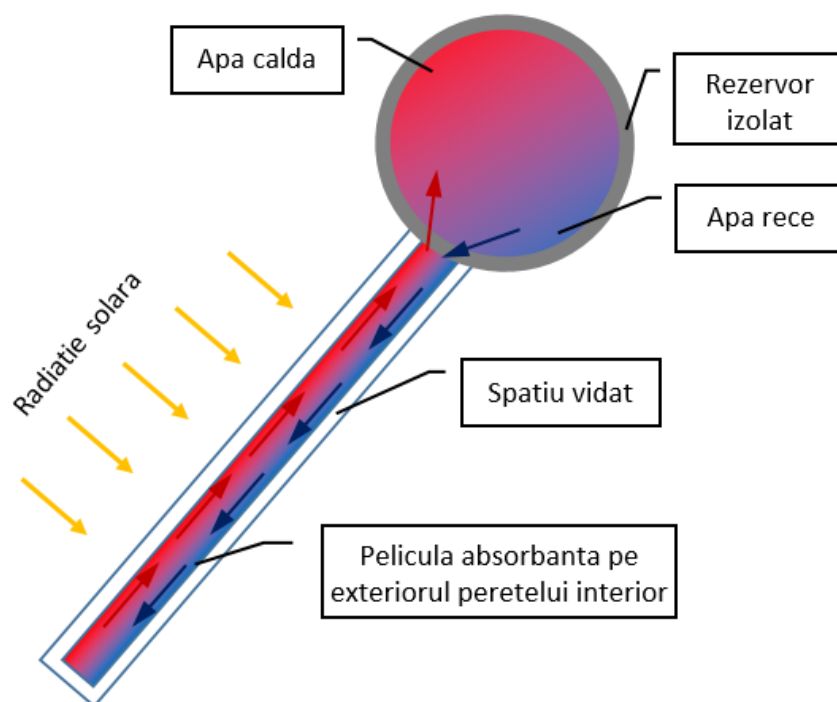


Fig. 1.5 – Colector solar cu tuburi vidate cu încălzirea directă a apei

Acest dezavantaj a fost înlăturat prin utilizarea sistemelor prezentate în figura 1.6. Țeava de cupru prin care circulă apa (sau agentul termic, pentru sistemele cu funcționare în circuit închis) se află în contact cu o suprafață absorbantă, întregul ansamblu fiind montat în interiorul tubului vidat. Se remarcă faptul că această soluție prezintă o similitudine constructivă cu panourile plane, având

avantajul unei diminuări mult mai eficiente a pierderilor termice. Țeava de cupru este realizată cu două circuite concentrice la interior, cu intrarea apei reci pe circuitul exterior și ieșirea apei calde pe circuitul interior.

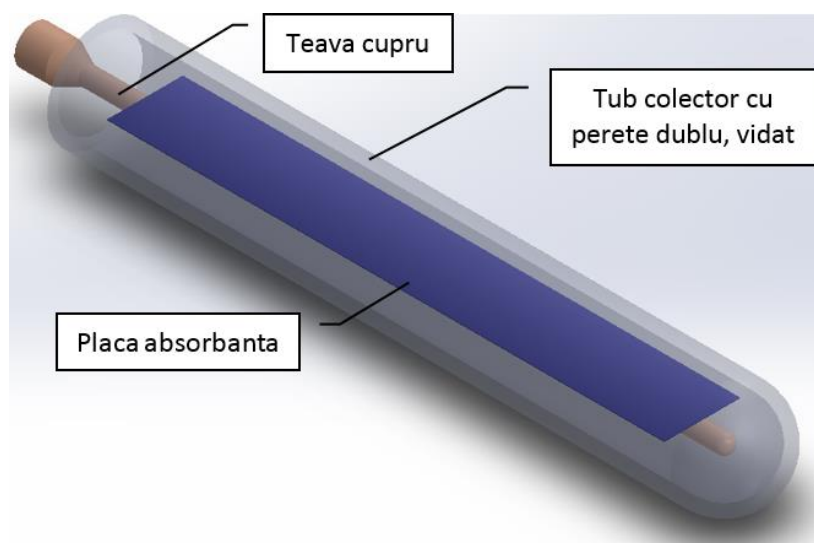
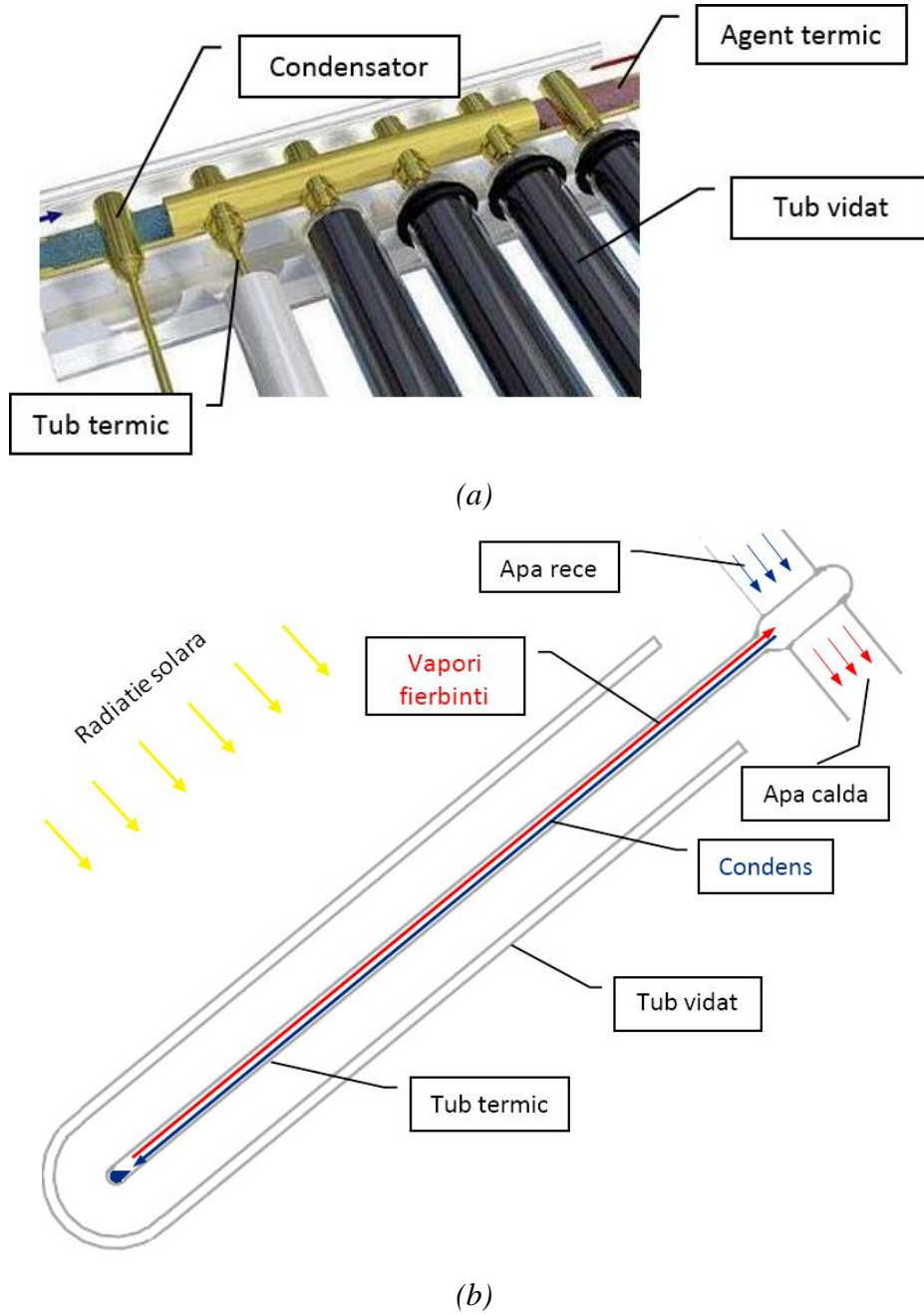


Fig. 1.6 – Tub colector vidat, cu încălzirea directă a apei

Cele două soluții prezentate au dezavantajul fragilității tuburilor de sticlă, în ciuda rezistenței superioare a acestora. În cazul deteriorării unui tub va fi afectat întregul sistem. O variantă constructivă mai eficientă din acest punct de vedere constă în amplasarea la interiorul tuburilor colectoare a unor țevi de cupru închise la ambele capete numite tuburi termice, în interiorul cărora se află un agent termic care trece în stare de vapori sub acțiunea radiației solare. Pe suprafața exterioară a tubului interior de sticlă se depune un strat absorbanț selectiv de culoare închisă, eliminându-se astfel necesitatea utilizării unei placi absorbanțe. Capătul tubului termic aflat în afara tubului vidat are rolul de condensator și se află în contact termic (schimbător de căldură) cu apa sau cu agentul termic din circuitul panoului. Substanța în stare de vapori se ridică spre acest capăt unde condensează în contact cu suprafața mai rece, cedând căldura apei sau lichidului antigel din circuitul închis al panoului. Acest mod de funcționare poate fi observat în figura 1.7.

Deteriorarea unui tub nu întrerupe funcționarea sistemului ci îi afectează doar capacitatea de încălzire. Deși este o soluție mai costisitoare, randamentul este superior celorlalte variante constructive, temperaturile realizate putând depăși  $180^{\circ}\text{C}$  în interiorul tubului termic.

În raport cu panourile plane, tuburile vidate au o eficiență ușor mai redusă în condiții perfect însorite, însă sunt mai eficiente în perioadele reci și foarte reci, precum și pe vreme înnorată [6]. Pe parcursul unui an performanța colectoarelor cu tuburi vidate poate fi de până la două ori mai mare decât în cazul panourilor plane, la aceeași suprafață de expunere la radiația solară.



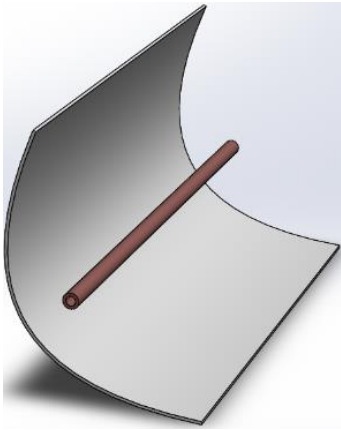
**Fig. 1.7** – Sistem de încălzire a apei cu tuburi vidate și tuburi termice: (a) schema de montare în zona schimbătorului de căldura [7]; (b) funcționarea tubului termic (orig.).

## 1.6 Concentratoarele solare

Colectoarele cu concentrarea radiației solare utilizează oglinzi cu suprafața curbată pentru a concentra radiația asupra unui receptor prin care circulă apa sau aerul care trebuie încălzite. Cele mai utilizate sunt colectoarele parabolice și cele de tip Fresnel.

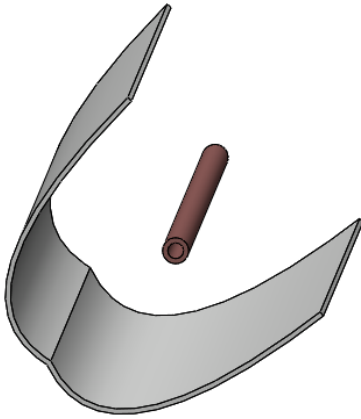
În funcție de forma utilizată, în continuare se prezintă pe scurt câteva caracteristici și performanțe ale acestor tipuri de concentratoare.





**Concentratorul cu jgheab reflector parabolic** concentrează fluxul de radiație solară asupra unui receptor liniar (tub absorbant) amplasat în linia focala. Coeficientul de concentrare  $C$  se poate afla în intervalul [70, 100] iar temperaturile realizate sunt cuprinse între 65 și 300°C. Ca receptor se utilizează un sistem de două tuburi, unul în interiorul celuilalt. Suprafața tubului metalic interior, prin care curge agentul termic, este acoperită cu o peliculă absorbantă selectivă. Tubul exterior este confecționat din sticlă borosilicat acoperită cu un strat antireflectorizant. Spațiul dintre tuburi este vidat în vederea reducerii pierderilor de căldură prin convecție. În general dispun de

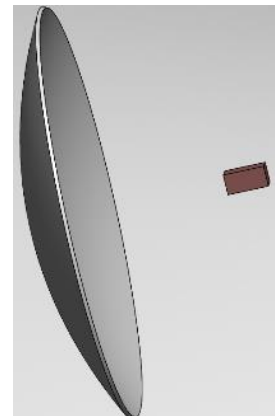
sisteme automate care le rotesc în jurul axei focale, urmărind evoluția soarelui pe parcursul întregii zile pentru o eficiență maximă.



**Concentratorul parabolic compus** păstrează performanțele jgheabului reflector parabolic, dar nu impune necesitatea urmării traiectoriei soarelui pe parcursul zilei, deși varianta mobilă conferă performanțe ușor superioare. Se simplifică astfel construcția instalației suport însă realizarea reflectorului este mult mai complexă. Profilul acestuia reprezintă intersecția a două parabole care au liniile focale coincidente. Dacă funcționează în regim staționar, coeficientul de concentrare  $C$  se poate afla în intervalul [1, 5] iar temperaturile realizate pot atinge 240°C. În regim mobil, de orientare automată, temperaturile pot atinge valoarea de 300°C.

**Concentratoarele cu reflector cilindric** au o construcție similară celor parabolice. Diferența constă în forma reflectorului care, în secțiune, are formă cilindrică. Aceasta caracteristică geometrică face ca radiația solară să fie concentrată într-un plan focal, ceea ce-i aduce unele diferențe de performanță în raport cu concentratoarele parabolice, respectiv un coeficient de concentrare  $C$  în intervalul [10, 50] și temperaturi între 65 și 270°C. Avantajul principal constă în faptul că poate funcționa în regim staționar, eliminându-se necesitatea sistemului automat de orientare.

**Concentratorul cu oglinda parabolică discoidală** concentrează fluxul de radiație solară asupra unui receptor aflat în punctul focal. Coeficientul de concentrare  $C$  se poate afla în intervalul [1000, 3000] iar temperaturile realizate pot depăși 1000°C. Instalația trebuie orientată automat pentru a urmări traiectoria soarelui, în acest scop având două grade de libertate. Acest tip de concentrator se folosește cu precădere pentru producerea de energie electrică prin funcționare în tandem cu un motor Stirling sau prin vaporizarea apei și utilizarea vaporilor pentru antrenarea unei turbine.



Mai rar se utilizează pentru aplicații de producere a apei calde. **Concentratorul cu oglinda sferică** este o variantă similară dar simplificată. Deși are o eficiență mai redusă, aceasta soluție utilizează o oglindă sferică, mai simplu de construit și care nu necesită urmărirea traiectoriei soarelui. Coeficientul de concentrare  $C$  se poate afla în intervalul [100, 300] iar temperaturile realizate sunt cuprinse între 65 și 730°C.

### 1.7 Amplasarea colectoarelor solare

Cantitatea de energie pe care o poate absorbi un colector depinde nu doar de caracteristicile constructive ale acestuia ci și de energia radiată de soare, specifică zonei de amplasare, precum și de orientarea colectorului. La limita superioară a atmosferei, energia radiată de soare atinge valoarea de 1367 W/m<sup>2</sup> [8] – o constantă solară general acceptată, determinată cu ajutorul sateliților de cercetare științifică. Datorită interacțiunii cu atmosfera, o parte din această radiație este reflectată, dispersată, absorbită de vaporii de apă, de particule și de diverse gaze, astfel încât fluxul de radiație care ajunge la suprafața Pământului este format din radiație directă și difuză și are o valoare energetică mai mică decât valoarea constantei solare. Cu excepția concentratoarelor solare care folosesc doar radiația directă, celelalte colectoare pot utiliza ambele tipuri de radiație. În Europa de Vest, Centrala și de Est, energia termică totală primită de la Soare, măsurată la nivelul solului pe o suprafață perpendiculară pe direcția razelor, poate atinge în general și în condiții optime 1000 W/m<sup>2</sup>. Această valoare a fost stabilită în baza unor măsurători multianuale și reprezintă o medie a rezultatelor obținute, ceea ce presupune că există unele zone și perioade în care valoarea respectivă poate fi mai ridicată. Într-o zi înnorată, când este prezentă doar radiația difuză, energia maximă poate fi de 100...300 W/m<sup>2</sup> [9]. Aceste valori precum și variația lor pe perioada unui an și cu zona geografică constituie parametri deosebit de importanți în proiectarea și alegerea colectoarelor solare. Figura 1.8 prezintă harta radiației solare la nivelul Europei și în particular, al României, măsurată pe o suprafață orizontală la nivelul solului, putând fi utilizată pentru evaluarea potențialului energetic în diverse regiuni.

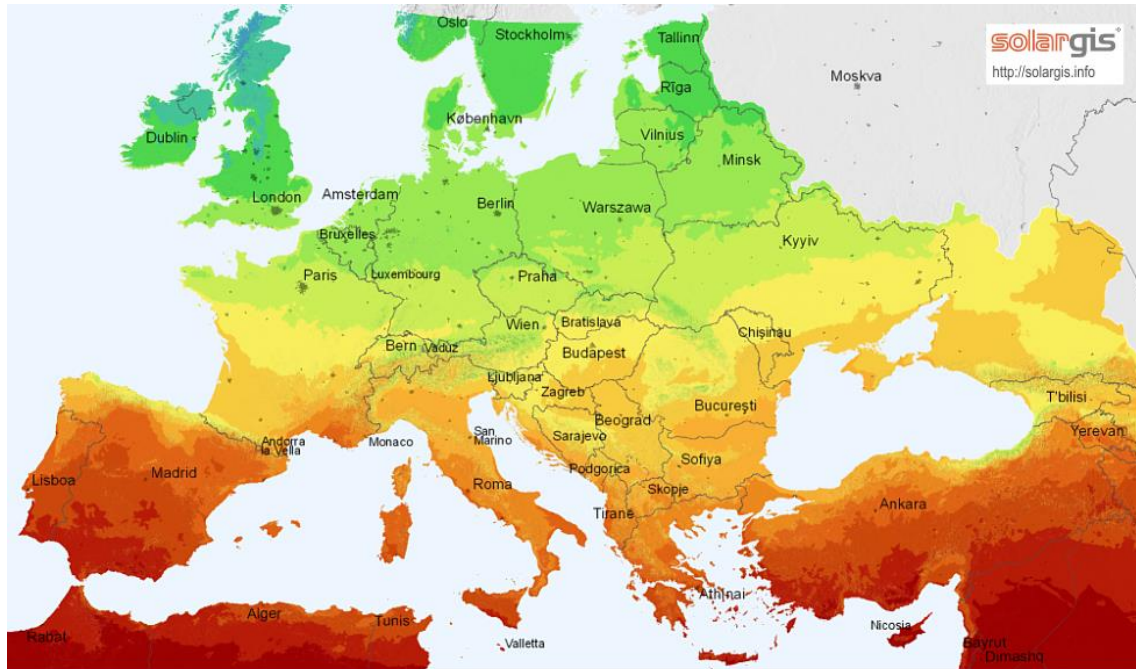
O orientare corectă a colectorului maximizează cantitatea de energie captată. Poziția acestuia este definită de două unghiuri:

- unghiul de azimut, care se măsoară în raport cu axa Nord-Sud (în emisfera nordică) (figura 1.9 a). Valorile pe care le poate lua acest unghi trebuie să se situeze între ±40° pentru a nu afecta performanțele captatorului [10].
- Unghiul de înclinare față de orizontală (figura 1.9 b). O recuperare a energiei solare de 90-95% se poate obține pentru unghiuri de înclinare cuprinse între 5 și 65° [10].

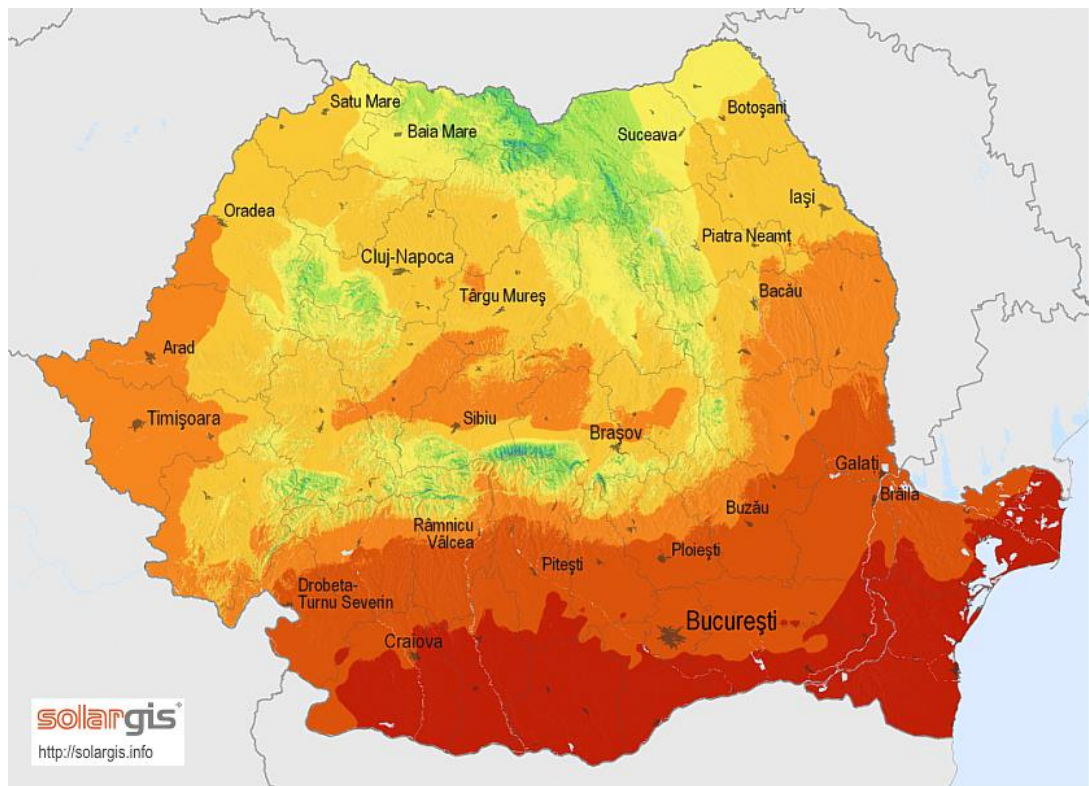
În situațiile în care condițiile locale permit doar montarea verticală a captatorilor, dacă se menține o abatere de maxim ±20% față de direcția Sud se poate recupera un procent de 80% din radiația solară [10]. Se poate concluziona că unele variații de amplasare în afara limitelor menționate nu afectează în mod semnificativ performanțele. De asemenea, în cazul în care se pune accent pe optimizarea performanței în timpul iernii pentru sistemele cu protecție la îngheț, se recomandă un



unghi de înclinare spre limita superioară, cu o ușoară reducere totuși a performanței pe parcursul verii.



(a)



(b)

Fig. 1.8 – Harta radiației solare la nivelul Europei și al României [11]

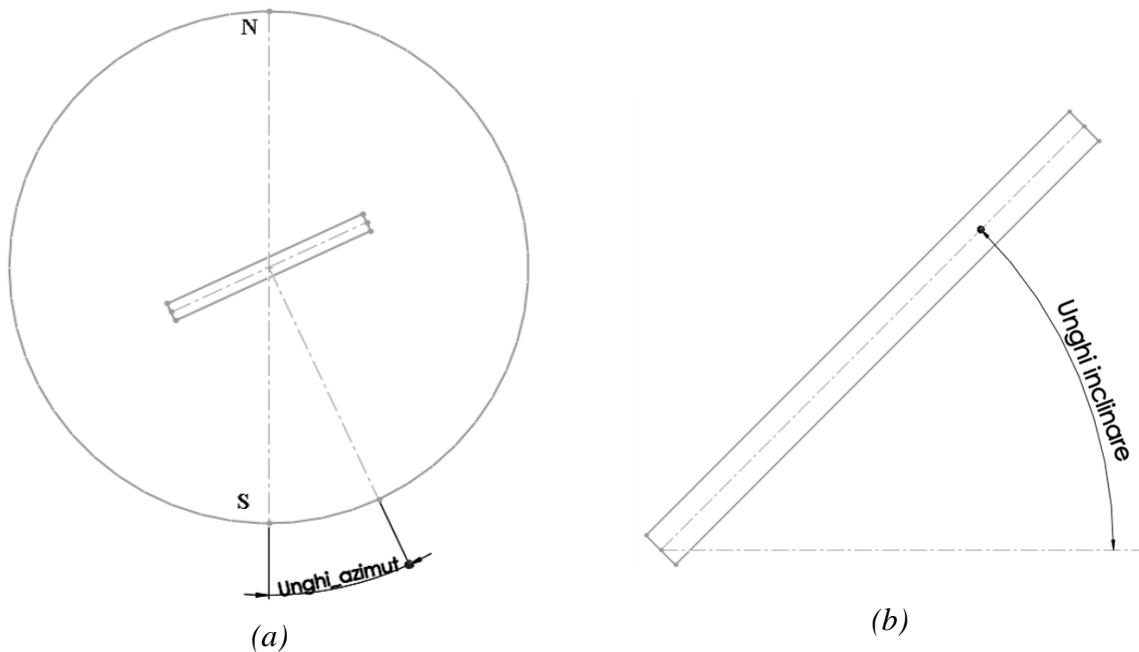


Fig. 1.9 – Unghiurile care definesc poziția colectorului: unghi de azimut (a) și de înclinare (b) (orig.)

### 1.8 Elemente de calcul al eficienței

Cantitatea de energie termică pe care o produce un colector solar ( $Q_{cs}$ ) pe parcursul unei zile se poate calcula cu următoarea ecuație [12]:

$$Q_{cs} = Q_p \eta (1 - c_1 T + c_2 T^2),$$

unde:

- $Q_p$  este cantitatea medie de energie termică, în kWh/m<sup>2</sup>, pe care o primește 1 m<sup>2</sup> de colector solar pe parcursul unei zile;
- $\eta$  reprezintă eficiența colectorului plan și depinde de caracteristicile constructive ale acestuia;
- $c_1$  și  $c_2$  sunt coeficienți determinați experimental, care de asemenea depind de caracteristicile constructive ale colectorului;
- $T$  este un parametru (în °C) care depinde de temperatura agentului termic ( $T_{at}$ ) și de cea a mediului înconjurător ( $T_m$ ), putând fi calculat cu relația:

$$T = \frac{T_{at} - T_m}{\frac{E_{sg}}{E_g}}$$

În aceasta ultima relație, cele două mărimi de la numitor se definesc ca fiind:

- $E_{sg}$  este media zilnică de energie solară globală primită pe parcursul unei luni de o suprafață orizontală de 1m<sup>2</sup> (în kWh/m<sup>2</sup>) la nivelul solului;

- $E_g$  este media zilnică de energie solară globală primită pe parcursul unei luni de o suprafață orizontală de  $1\text{m}^2$  (în  $\text{kWh/m}^2$ ) în afara atmosferei terestre.

Cantitatea de energie  $E_{sg}$  se poate calcula în funcție de constanta solară, latitudine ( $\varphi$  în  $^\circ$ ), unghiul de declinare al soarelui ( $\delta$ , în grade) și de energia solară radiantă maximă ( $R_{max}$ , în  $\text{kWh/m}^2$ ) asupra suprafeței colectorului pe parcursul unei zile:

$$E_{sg} = \frac{4 \cdot \arccos(\text{tg}\varphi \cdot \text{tg}\delta)}{15\pi} R_{max}$$

Energia solară radiantă maximă se calculează cu relația:

$$R_{max} = 1367 \cdot [\cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(h) + \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi)],$$

unde  $\cos(h)$  reprezintă unghiul de zenit al soarelui și depinde de ora din zi la care se calculează. La amiază  $h=0$ , deci unghiul de zenit va avea valoarea 1. Unghiul de declinare a soarelui se poate calcula în funcție de ziua din an ( $d$ ; de ex. pentru 1 ianuarie  $d=1$ ) utilizând următoarea formula [13]:

$$\delta = \sin^{-1}(\sin(23.45) \cdot \sin(\frac{360}{365}(d - 81)))$$

Cu aceste mărimi introduse în prima relație, se poate determina cantitatea de energie termică produsă de un colector solar într-o zi. Pentru panourile plane, următorul tabel cuprinde valori orientative, cu caracter informativ, ale randamentului și coeficienților experimentali  $c_1$ , respectiv  $c_2$ . Abaterile de la valorile prezentate pot fi semnificative, ele depinzând de tehnologia și de materialele utilizate pentru fabricarea colectorului. Pe site-urile unor laboratoare de testare sau în literatura de specialitate pot fi găsite valori concrete.

Tabelul 1.1 – Valori orientative pentru eficiența și coeficienții experimentali  $c_1$  și  $c_2$

Caracteristica constructivă	$\eta$	$c_1$	$c_2$
Colector acoperit cu un geam	0.80	10.7	29.3
Colector acoperit cu două geamuri	0.95	6.9	12.7
Colector cu strat selectiv, fără geam	0.70	5.6	8.7

## 1.9 Certificarea colectoarelor solare



Certificarea colectoarelor solare se poate face în laboratoare acreditate, disponibile în țările Uniunii Europene. Calitatea superioară a acestora este dovedită prin eticheta de certificare cunoscută sub numele de *Solar Keymark*, care include simbolul din figura alăturată. Prin certificare beneficiarii acestor tehnologii sunt asigurați că produsul pe care îl folosesc respectă un set impus de standarde tehnice și funcționale de înaltă calitate. Programul european de certificare a fost

întocmit de *European Solar Thermal Industry Federation* și de *Comitetul European pentru Standardizare*. În Statele Unite ale Americii organismul care coordonează procesul de certificare pentru produsele din această categorie este SRCC (*Solar rating and Certification Corporation*).

În majoritatea cazurilor subvențiile oferite pentru achiziționarea și instalarea de colectoare solare prin programe guvernamentale sunt valabile doar pentru produsele certificate.

# Capitolul 2

---

## *Conversia energiei solare în energie electrică*

---

### 2.1 Noțiuni de bază

Dacă se consideră consumul actual de energie electrică și populația la nivel mondial, radiația solară care atinge suprafața Pamântului ar putea asigura la orice moment aproximativ 20 GW pentru fiecare locuitor [14]. Există numeroase tehnologii de conversie a radiației solare în energie electrică. Cea mai facilă metodă constă în utilizarea panourilor fotovoltaice, care realizează conversia directă în curent continuu prin utilizarea materialelor semiconductoare care manifestă efect fotoelectric<sup>1</sup>. Soluția fotovoltaică se poate utiliza la orice scară, începând de la aplicații rezidențiale și ajungând până la parcuri de panouri fotovoltaice.

Conversia indirectă se face cu ajutorul concentratoarelor solare sau a sistemelor de lentile. Radiația luminoasă este concentrată asupra unui schimbător de căldură în care energia este transferată unui fluid, ulterior aplicându-se de obicei un ciclu convențional de producție a energiei (de ex. vapori – turbina – generator curent).

O a treia categorie cu potențial comercial, de asemenea indirectă, o reprezintă combinația dintre un concentrator solar și un motor Stirling care antrenează un generator electric. Sistemele din aceste două categorii utilizează radiația solară directă, fiind necesară orientarea automată a oglinzilor. Datorită complexității tehnice, se impune existența unui proces continuu de întreținere specializată. De aceea viabilitatea tehnică, dar și cea financiară (investiție inițială și costuri de întreținere), se obțin în cazul implementării la nivel de producție centralizată de energie.

---

<sup>1</sup> Excitarea electronilor sub acțiunea radiației luminoase.

Conform standardelor, modulele fotovoltaice sunt evaluate pentru un indice de masă a aerului (AM) de 1.5. Acesta definește gradul de absorbție a energiei luminoase în funcție de distanța parcursă prin atmosfera terestră (figura 2.1):

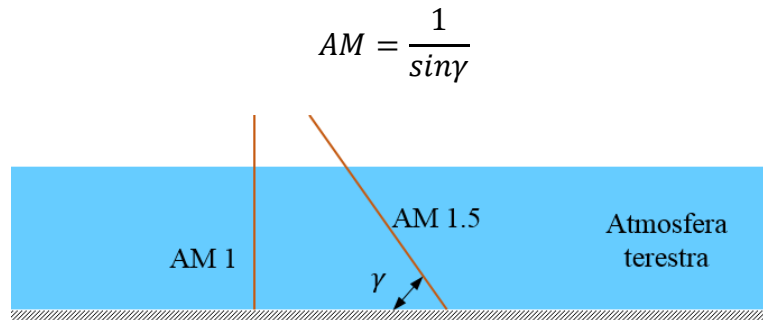


Fig. 2.1 – Indicele de masa a aerului

Înainte de a pătrunde în atmosfera terestră AM are valoarea 0, caz în care iradianța<sup>2</sup> este constanta solară respectiv 1367 W/m<sup>2</sup> (v. capitolul 1, paragraful 1.7). AM 1 corespunde unei traiectorii perpendiculare pe suprafața Pamântului (cel mai scurt traseu al radiației, prin atmosfera, către suprafața terestră), iar AM 1.5 atestă faptul că traseul radiației prin atmosfera terestră este cu 50% mai lung decât pentru AM 1, ceea ce corespunde unui unghi  $\gamma = 41.8^\circ$ .

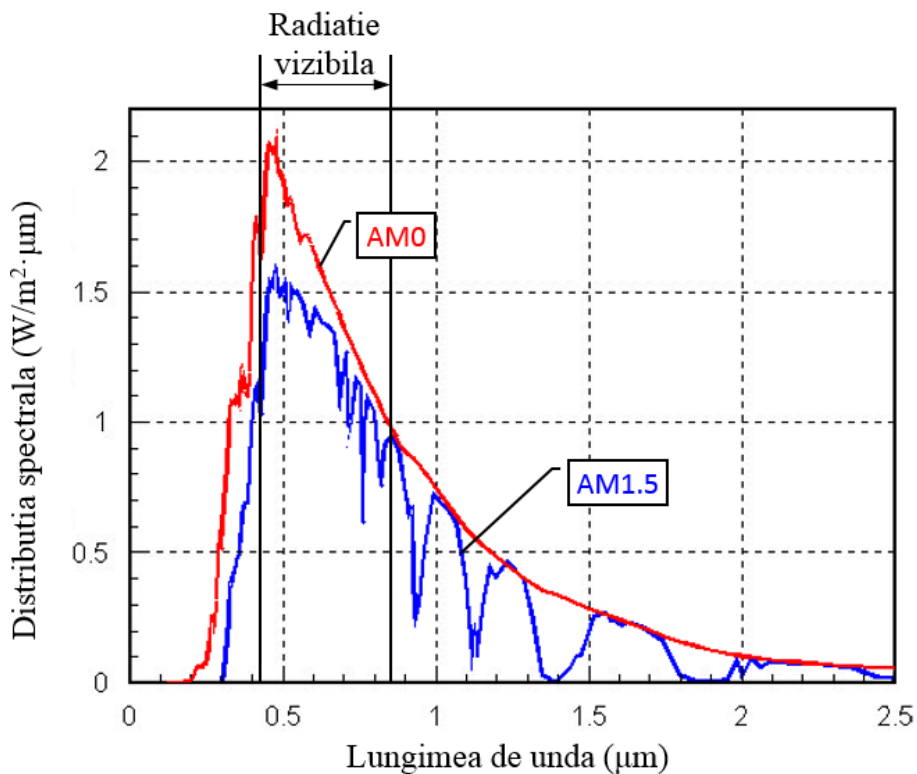


Fig. 2.2 – Intensitatea radiației solare pentru AM 0 și AM 1.5 [13]

Distribuția spectrală a energiei luminoase se măsoară în W/(m<sup>2</sup>·μm) și reprezintă intensitatea radiației solare pentru fiecare lungime de undă, putând fi determinată pentru orice indice de masă

<sup>2</sup> Puterea radiației luminoase perpendiculara pe unitatea de suprafață (W/m<sup>2</sup>)

a aerului (figura 2.2). În vederea unei eficiențe maxime, materialele utilizate în construcția panourilor fotovoltaice trebuie să convertească radiația solară în electricitate pentru lungimile de undă cu cea mai mare intensitate.

## 2.2 Celulele fotovoltaice

### 2.2.1 MATERIALE ȘI EFICIENȚĂ

Materialul cel mai frecvent utilizat în construcția celulelor fotovoltaice este siliciul. În prezent randamentul acestora atinge în general valori de 25% în condiții standard (temperatura celulei: 25°C; iradianța luminii incidente perpendicular pe celula: 1000 W/m<sup>2</sup>; AM 1.5). Pentru a reduce costurile de producție, laboratoarele de cercetare au pus la punct celulele în strat subțire<sup>3</sup>, în compoziția cărora intră materiale mai ieftine din punct de vedere al procesului de fabricație (cupru, cadmiu, indiu, galiu, telurii și siliciu), în comparație cu siliciul pur. Conform ultimelor rapoarte, eficiența acestora ajunge până la 20,3% [15]. O creștere semnificativă a randamentului, de aproximativ 10%, s-a obținut prin utilizarea a trei straturi diferite care convertesc trei secțiuni din spectrul solar, aceasta fiind cea mai eficientă soluție la ora actuală. Stratul superior este format din fosfura de galiu indiu (InGaP), stratul mijlociu – din arsenura de galiu indiu (InGaAs) și cel inferior din germaniu.

Alte tipuri de celule utilizează semiconductoare pe bază de materiale din grupa III-V. Celulele cu galiu arseniu (GaAs) prezintă o stabilitate bună la variațiile de temperatură, având o pierdere mai mică de putere la încălzire în comparație cu cele pe bază de siliciu. Procesul de fabricație este însă costisitor.

Celulele pe bază de cadmiu telur (CdTe) în strat subțire au costuri mai reduse decât cele pe bază de siliciu. Analiza ciclului de viață al acestei soluții a demonstrat faptul că au cea mai redusă amprentă de carbon, fabricarea lor necesită cel mai mic consum de apă și au cea mai scurtă perioadă de recuperare a investiției (mai puțin de un an) dintre toate soluțiile comerciale existente [16] [17]. Recent s-a anunțat o eficiență de 21%, obținută la nivel de laborator [18].

Celulele pe bază de polimeri sunt flexibile și, în comparație cu cele pe bază de siliciu, au masa mai redusă și un preț de cost semnificativ mai mic. Prezintă însă dezavantajul unui randament redus (o treime din randamentul celulelor pe bază de siliciu) și se degradează în condiții de radiație ultravioletă. Cercetările sunt în desfășurare pentru a depăși aceste neajunsuri, eficiența atinsă până în prezent depășind ușor 8%.

Diverse alte tehnologii sunt testate la nivel de laborator, o parte dintre acestea fiind prognozate a fi lansate pe piață în viitorul apropiat. Figura 2.3 [19] prezintă evoluția eficienței diverselor tipuri de celule fotovoltaice de-a lungul timpului, precum și laboratoarele care au raportat aceste valori.

<sup>3</sup> Se mai numesc și celule CIGS (Cupru-Indiu-Galiu-Diselenat)



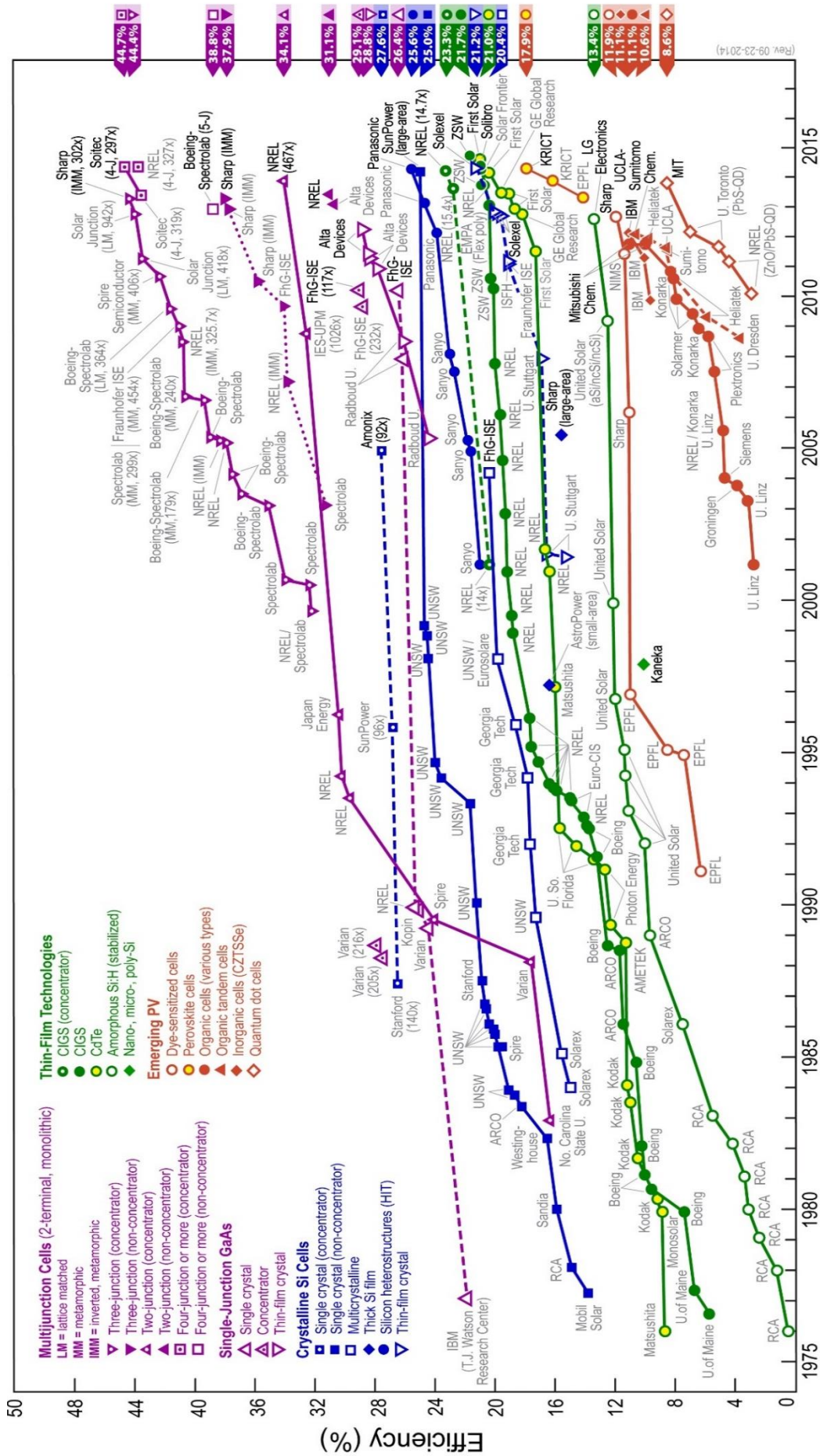


Fig. 2.3 – Evoluția eficiențelor diverselor tipuri de celule fotovoltaice (diagramă furnizată prin amabilitatea National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.)

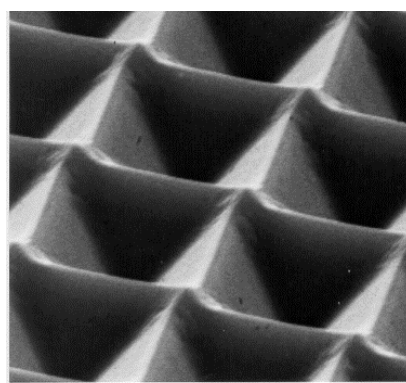


O parte dintre eficiențele foarte ridicate nu sunt încă implementate comercial, ci sunt utilizate în aplicații spațiale sau folosesc concentrator de radiație luminoasă.



Pentru a avea utilitate practică celulele solare (figura alăturată) trebuie să fie conectate între ele, în module (panouri solare). Uzual, fiecare modul cuprinde un set de 36 celule dacă este destinat încărcării bateriilor de 12 V, sau 60 de celule când destinația o reprezintă aplicațiile rezidențiale. Pentru aplicații comerciale de mari dimensiuni modulele vor avea de obicei câte 72 de celule solare (figura 2.4). Creșterea numărului de celule per modul este însoțită de creșterea tensiunii și a puterii generate.

Producătorii utilizează tehnici dintre cele mai diverse pentru a maximiza cantitatea de lumina incidentă asupra celulelor fotovoltaice. Astfel, suprafața celulei poate fi texturată, de exemplu în formă de piramide cu vârful în jos (figura alăturată - imagine microscop electronic [20]), astfel încât radiația luminoasă să se reflecte într-o măsură cât mai mare tot asupra pereților celulei și cât mai puțin înapoi în mediu. În același scop se aplică pe suprafața celulei un strat fin antireflectorizant, cu o grosime de aproximativ 0,05% din grosimea întregii celule. Pentru o imagine mai elocventă asupra acestor dimensiuni, trebuie precizat că celula fotovoltaică are o grosime de circa 0,3 mm iar cea a stratului dopat  $n$  – aproximativ 0,002 mm [10]. Acest strat poate reduce cantitatea de radiație reflectată în mediu cu aproximativ 10%.



O soluție de creștere a performanțelor constă în utilizarea unor lentile sau oglinzi pentru concentrarea unei cantități mai mari de radiație solară asupra celulelor. După cum se poate observa din figura 2.3, această variantă constructivă este mai eficientă decât variantele similare fără concentrare, atingându-se randamente care depășesc 44%. Totuși aceasta soluție constructivă aduce un randament sporit doar atunci când sunt expuse radiației solare directe, în timp ce în zilele înnorate eficiența lor este mult mai redusă (aproape nulă) în comparație cu soluțiile fără concentrare. Din punct de vedere constructiv această variantă este mai complexă, ceea ce adaugă costuri suplimentare. Pe de altă parte concentrarea luminii se poate face asupra unei suprafețe mult mai mici de material fotovoltaic, foarte costisitor în general. De aceea, per ansamblu costurile acestor sisteme vor fi mai reduse. Concentratoarele cu factor de focalizare 1000 X pot utiliza celule de dimensiunea unui vârf de creion. Există două categorii de tehnologii cu concentrare: de nivel redus (LCPV<sup>4</sup>) și de nivel înalt (HCPV<sup>5</sup>).

<sup>4</sup> Low concentrating photovoltaics;

<sup>5</sup> High concentrating photovoltaics;

Tehnologiile LCPV pot concentra lumina asupra oricărui material care prezintă efect fotoelectric, în timp ce tehnologia HCPV se aplică la celule solare pe bază de siliciu cu joncțiune triplă. Majoritatea tehnologiilor cu concentrare necesită sisteme de orientare automată a panourilor solare, astfel încât lumina incidentă concentrată să cadă direct pe materialul fotovoltaic. De aceea aceste sisteme se folosesc mai curând pentru parcuri comerciale, de mari dimensiuni, de panouri fotovoltaice, fiind prea costisitoare și complexe pentru aplicațiile rezidențiale.



Fig. 2.4 – Module cu câte 72 celule fotovoltaice [21]

### **2.2.2 CARACTERIZAREA ELECTRICĂ A CELULEI SOLARE**

Materialul utilizat la construcția celulei solare este de același tip cu cel folosit pentru tranzistor - semiconductorul. Acestuia i se adaugă impurități (operațiune numită dopare) pentru a-i modifica proprietățile electrice. De o parte și de alta a joncțiunii se adaugă tipuri diferite de impurități pentru a crea un potențial electric. În figura 2.5 stratul superior este dopat n (cu exces de electroni; de exemplu, se poate folosi fosfor sau arsen) iar cel inferior este dopat p (cu exces de sarcini pozitive; de exemplu se poate folosi galiu sau bor).

Sub acțiunea radiației solare este generat un curent continuu care traversează joncțiunea datorită diferenței de potențial (figura 2.5). Intensitatea curentului produs de celulă este direct proporțională cu iradianța (figura 2.6). Se observă că intensitatea curentului are o variație mare în raport cu iradianța, în timp ce tensiunea la borne variază între limite restrânse. Sarcinile electrice sunt “culese” de pe suprafața expusă radiației solare de o rețea de degete metalice fine, care nu acoperă mai mult de 10% din suprafața celulei.

În perioadele cu iluminare redusă sau pe parcursul nopții, celulele fotovoltaice pot însă deveni consumatori de energie. De exemplu, un modul care introduce energie electrică în rețea pe parcursul zilei, poate consuma energie din rețea în cursul nopții în cazul în care nu se iau măsuri

pentru a împiedica acest fenomen. Însa cea mai importantă consecință a acestui fenomen constă în faptul că celulele umbrite ale unui panou fotovoltaic vor consuma din energia produsă de celulele iluminate, transformând-o în căldură. Întrucât tensiunea inversă a unei celule umbrite este mult mai mare decât cea a unei celule expuse luminii, o singură celulă umbrită va absorbi energia produsă de mai multe celule expuse luminii. O soluție practică de rezolvare a acestor probleme constă în montarea unor diode între celulele învecinate.

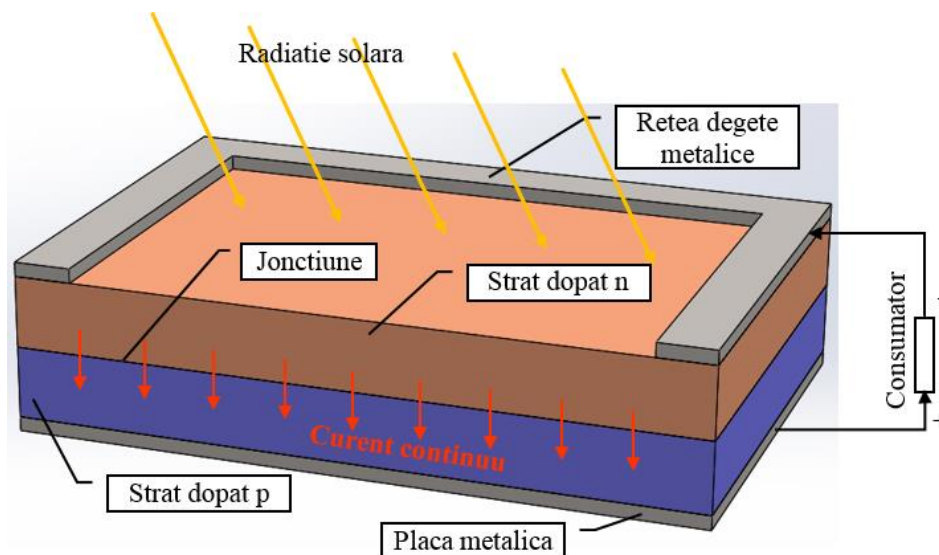


Fig. 2.5 – Structura și funcționarea celulei fotovoltaice (orig.)

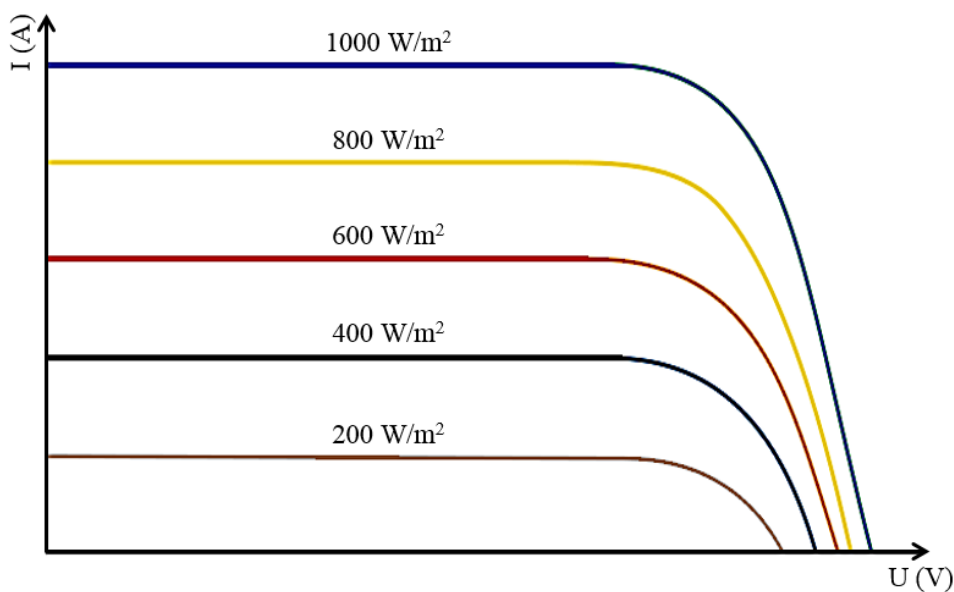


Fig. 2.6 – Dependența dintre curentul generat și iradianță

Indiferent de materialul din care sunt realizate, celulele fotovoltaice au același comportament din punct de vedere electric, deci pot fi caracterizate de aceiași parametri electrici pentru ca performanțele lor să poată fi comparate. Caracteristica intensitate-tensiune (IU) a unei celule arată variația curentului generat în raport cu căderea de tensiune pe consumator (figura 2.7 a). Tensiunea la funcționarea în gol este tensiunea la borne atunci când nu există un consumator

(intensitatea  $I=0$ ), iar curentul în scurtcircuit este intensitatea maximă a curentului debitat de celulă (ca și când ar exista un consumator cu rezistența electrică zero). Aceste două mărimi sunt precizate în fișele de catalog.

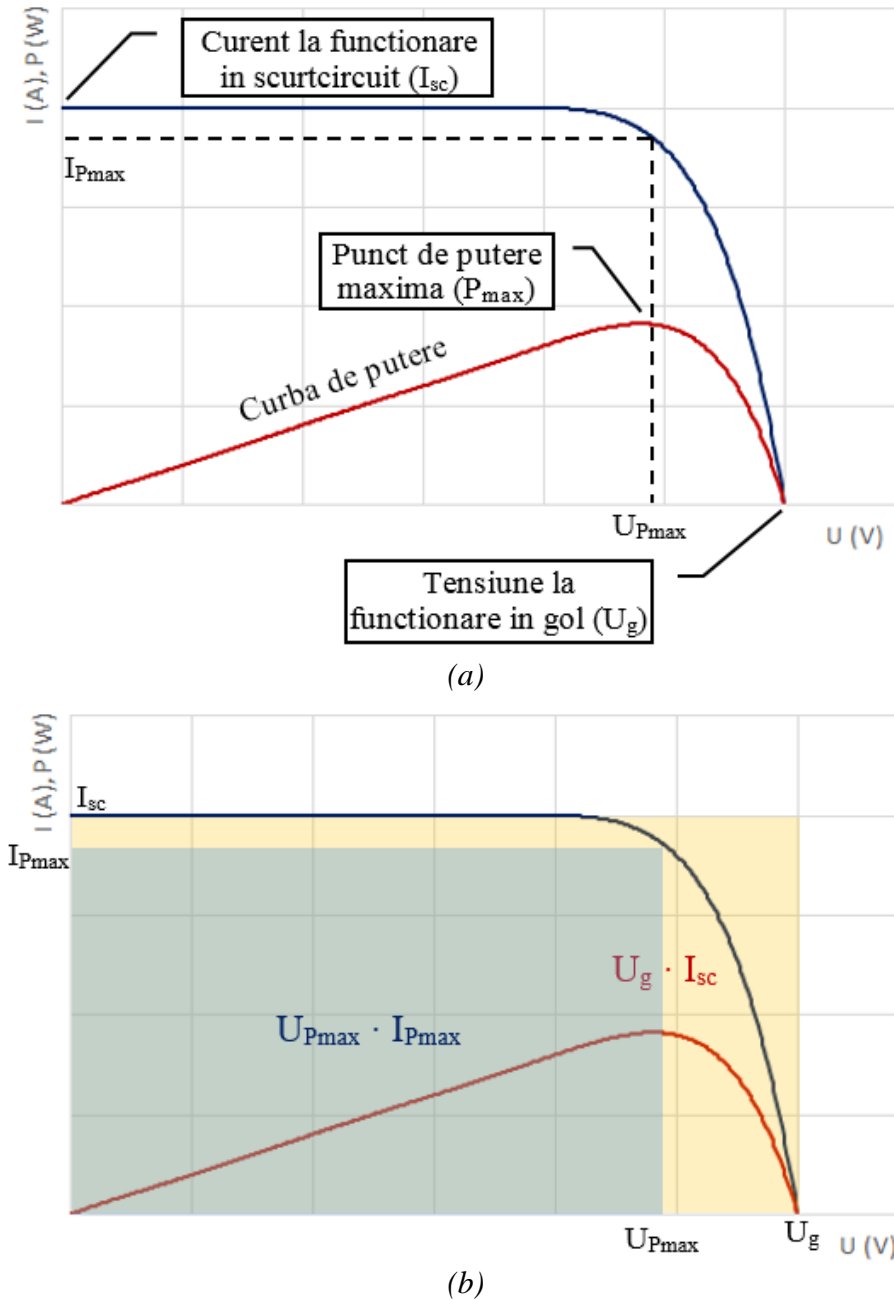


Fig. 2.7 – Principali parametri electrici ai celulei fotovoltaice

relația de calcul a puterii este  $P = U \cdot I$ , se observă că puterea este nulă atât pentru  $I_{sc}$  (când  $U=0$ ) cât și pentru  $U_g$  (când  $I=0$ ). Între cele două extreme, puterea are o valoare maximă<sup>6</sup>  $P_{max}$  denumită **putere nominală**. Puterea maximă va fi (figura 2.7 b):

$$P_{max} = U_{P_{max}} \cdot I_{P_{max}}$$

<sup>6</sup> în literatura straina de specialitate se numeste MPP (Maximum Power Point)

O celulă fotovoltaică ideală ar livra o putere maximă egală cu produsul valorilor maxime ale tensiunii și intensității curentului (figura 2.7 b):

$$P_{max}^{ideal} = U_g \cdot I_{sc}$$

Conform celor menționate mai sus, unul dintre factorii importanți care definesc performanța unei celule fotoelectrice este **factorul de umplere FU**<sup>7</sup>, acesta reprezentând raportul dintre puterea maximă reală a celulei testate și cea ideală (raportul celor două arii din figura 2.7 b):

$$FU = \frac{U_{Pmax} \cdot I_{Pmax}}{U_g \cdot I_{sc}} < 1$$

Factorul de umplere se utilizează pentru a calcula randamentul cu care celula fotovoltaică va converti energia solară în energie electrică:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_s \cdot A_{CF}} = \frac{U_g \cdot I_{sc} \cdot FU}{G \cdot A_{CF}}$$

unde  $G$  este iradianța în  $W/m^2$ , iar  $A_{CF}$  este aria celulei fotovoltaice expusă radiației solare (aria celulei din care se scade suprafața acoperită de colectori metalici – v. figura 2.5).

De exemplu, în condiții standard (temperatura celulei: 25°C; iradianța  $G$ : 1000  $W/m^2$ ; AM 1,5), o celulă cu un randament de 20% (0,2) și o suprafață de 100  $cm^2$  ( $10^{-2} m^2$ ) va fi capabilă să producă:

$$P_{max} = 1000 \cdot 10^{-2} \cdot 0.2 = 2 W$$

În schimb, dacă această celulă ar funcționa într-o zonă din sudul României în condiții climatice bune, când iradianța poate depăși 1400  $W/m^2$  (v. figura 1.8), puterea maximă produsă calculată cu aceeași relație ar fi de cel puțin 2,8 W, deci cu cel puțin 40% mai mult.

Figura 2.8 prezintă schema electrică echivalentă a unei celule fotovoltaice. Dioda reprezintă joncțiunea p-n și limitează consumul de energie electrică de către celulă în perioadele în care aceasta nu produce energie. Conexiunile electrice și conductorii care intervin în construcția celulei introduc rezistențe electrice nedorite, reprezentate în schemă prin rezistența  $R_{parazita}$ . Este evident faptul că aceasta trebuie să fie cât mai mică pentru a nu disipa inutil putere. Valorile tipice ale acestei rezistențe sunt 0,5  $\Omega cm^2$  pentru celulele de laborator și pot ajunge până la 1,3  $\Omega cm^2$  pentru celulele comerciale. Efectul principal al rezistenței parazite constă în micșorarea factorului de umplere, deci în reducerea randamentului.

Rezistența de șuntare ( $R_{șunt}$ ) este tot parazită și reprezintă defectele de fabricație care permit curgerea curentului pe alte trasee decât prin joncțiune (deci decât prin diodă). Ea este amplasată în paralel cu celula și trebuie să fie cât mai mare, pentru a favoriza o intensitate cât mai mare a

<sup>7</sup> în literatura străină de specialitate este denumit FF (Fill Factor)

curentului prin diodă. Cu cât rezistența de șuntare este mai mică, cu atât tensiunea la bornele celulei va fi mai mică. Acest efect este foarte pronunțat în condiții de lumină slabă. Celulele comerciale au valori ale rezistenței de șuntare de aproximativ  $1000 \Omega\text{cm}^2$ , iar pentru celulele de laborator valorile sunt de ordinul  $\text{M}\Omega\text{cm}^2$ .

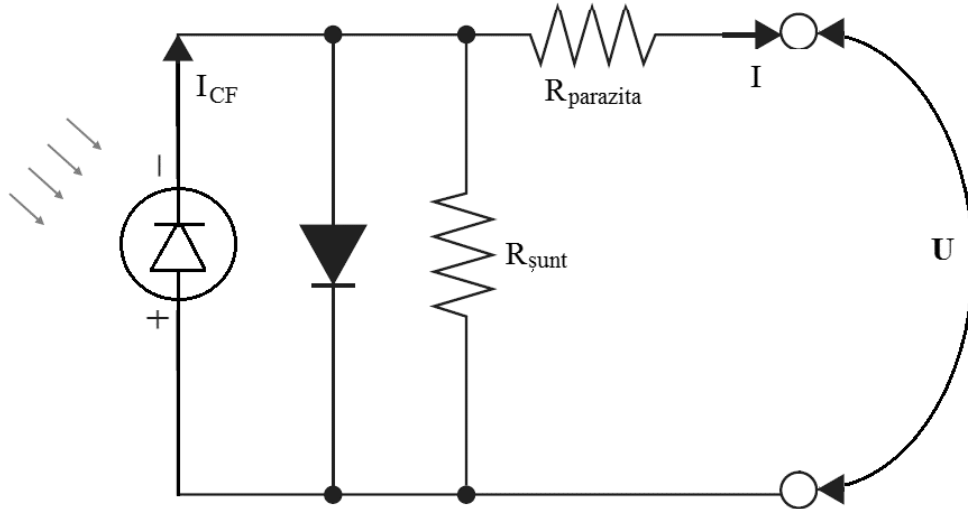


Fig. 2.8 – Schema electrică echivalentă a unei celule fotovoltaice

Valoarea curentului  $I$  în prezența celor două rezistențe se calculează cu următoarele relații:

1. În prezența rezistenței parazite:  $I = I_{CF} - I_0 \cdot e^{\frac{q(U+I \cdot R_{parazita})}{nKT}}$
2. În prezența rezistenței de șunt:  $I = I_{CF} - I_0 \cdot e^{\frac{q(U)}{nKT}} - \frac{U}{R_{șunt}}$
3. În prezența ambelor rezistențe:  $I = I_{CF} - I_0 \cdot e^{\frac{q(U+I \cdot R_{parazita})}{nKT}} - \frac{U+I \cdot R_{parazita}}{R_{șunt}}$

Mărimile care intervin în aceste ecuații și care nu apar în figura 2.7 sunt:

$T$  – temperatura celulei fotovoltaice, în K;

$q$  – sarcina electrică elementală;

$k$  – constanta lui Boltzmann;

$I_0$  – curentul invers de saturație, în absența iluminării;

$n$  – coeficientul de idealitate al diodei; acesta reflectă deviația unei diode reale față de modelul ideal și poate lua valori între 1 și 2; valoarea ideală a lui  $n$  ar fi 1.

O celulă ideală, cu randament maxim, ar avea rezistența parazită zero și rezistența de șuntare infinită. După cum se poate observa din relațiile anterioare, temperatura celulei fotovoltaice îi reduce performanța. Conform graficului din figura 2.9, deși creșterea temperaturii are ca efect o creștere ușoară a intensității curentului, tensiunea la borne se va reduce însă într-o măsură mult mai mare, ceea ce pe ansamblu conduce la o scădere a randamentului. Ca o concluzie, panourile fotovoltaice funcționează la parametri optimi în perioadele/zonile reci, însorite și cu o atmosferă cât mai uscată.

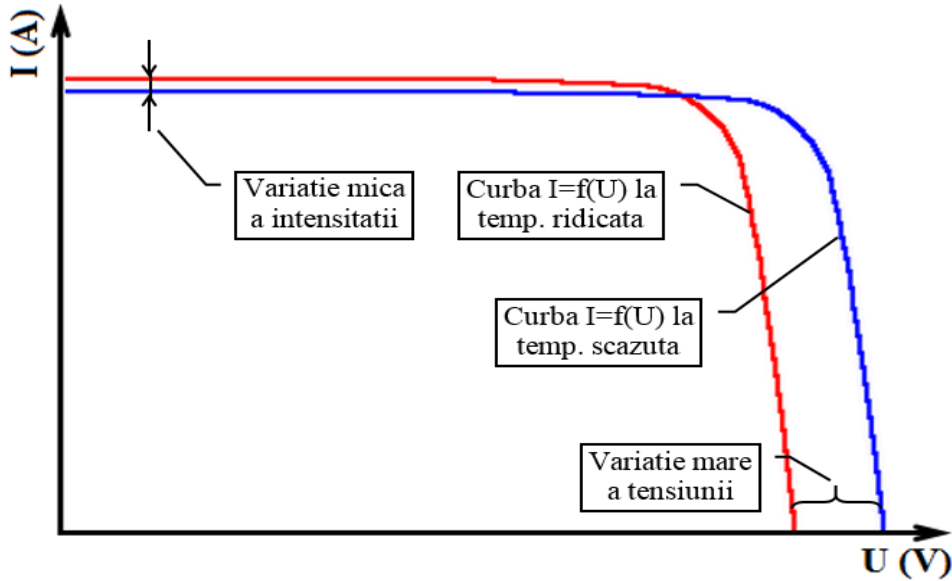


Fig. 2.9 – Influența temperaturii asupra caracteristicii  $I=f(U)$

### 2.2.3 ELEMENTE DE EFICIENȚĂ A SISTEMELOR FOTOVOLTAICE

O schemă simplificată a unui sistem fotovoltaic este prezentat în figura 2.10. Bancul de acumuloare poate să lipsească, caz în care o sursă alternativă de alimentare trebuie să fie disponibilă pentru perioadele de noapte și de vreme înnorată. Variațiile permanente de tensiune și intensitate a curentului furnizat de panourile fotovoltaice pot conduce la deteriorarea acumuloarelor. Pentru a preveni acest risc se utilizează un **controler de încărcare** care ajustează permanent cele două mărimi.

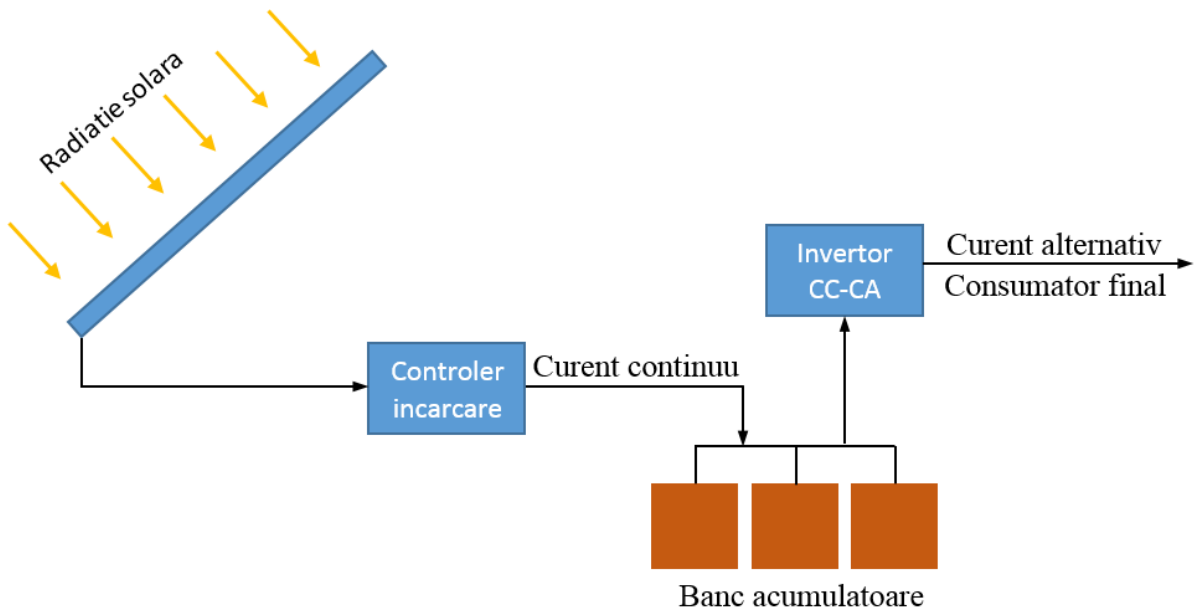


Fig. 2.10 – Schema simplificată a unui sistem fotovoltaic

Pentru a converti curentul continuu, provenit de la sistemul de panouri fotovoltaice și/sau de la bancul de acumuloare, în curent alternativ cu frecvența și tensiunea corespunzătoare regiunii în care se află sistemul fotovoltaic, este necesară integrarea în sistem a **invertorului solar**. Dacă

energia produsă este livrată în rețea, inverterul va trebui să asigure o formă sinusoidală a câmpului electric, sincronizată cu frecvența din rețea. În cazurile în care sistemul solar alimentează o zonă izolată de rețeaua națională, se pot utiliza invertoare mai simple, care trebuie să furnizeze energie într-o formă sinusoidală și la frecvența corespunzătoare cu cea pentru care au fost proiectate echipamentele electrice din zona respectivă. Inverterul poate fi conectat la un întreg sistem de panouri fotovoltaice, însă există și soluții în care fiecare panou este conectat la un micro-inverter.

În afară de aceste echipamente esențiale, există și alte dispozitive care pot fi integrate în sistem (contoare de energie electrică, echipamente de protecție, echipamente de urmărire a traiectoriei soarelui). Fiecare dintre acestea are un randament propriu, astfel încât randamentul sistemului fotovoltaic va fi semnificativ mai redus decât randamentul celulelor fotovoltaice care intră în componența panourilor. În cazul unui sistem rezidențial 15% este o valoare obișnuită a randamentului întregului sistem. Există mai multe metodologii de evaluare care permit compararea performanțelor unor sisteme diferite din punct de vedere al tehnologiei înglobate și al capacității de generare.

O primă metodologie face apel la eficiența conversiei energiei luminoase în energie electrică în curent alternativ, notată cu  $\eta_{AC}$ . Aceasta ia în calcul efectele cumulate ale tuturor echipamentelelor electrice din sistem, inclusiv rezistențele induse de cablaje și de conexiunile acestora.

$$\eta_{AC} = \frac{\text{Energia generată sub formă de curent alternativ}}{\text{Radiatia totală incidentă pe suprafața înclinată a panourilor fotovoltaice}}$$

Așadar, relația anterioară devine [22]:

$$\eta_{AC} = \frac{E_g}{A \cdot G_t}$$

unde:

$E_g$  – iradianța generată sub formă de curent alternativ;

$A$  – aria totală a panourilor fotovoltaice;

$G_t$  – iradianța totală pe suprafața panourilor.

Iradianța totală  $G_t$  ține cont de radiația solară neobstrucționată, direct incidentă pe panourile fotovoltaice, precum și de radiația difuză și cea reflectată pe panouri de structurile/elementele din zona de amplasare a sistemului de panouri fotovoltaice.

Un alt parametru utilizat în compararea unor sisteme diferite este randamentul de producție  $Y_f$  numit și randament final. Acesta reprezintă raportul dintre energia care este livrată sub forma de curent alternativ într-o anumită perioadă și puterea nominală  $P_{max}$  a panourilor fotovoltaice (stabilită deci în condiții standard și marcată pentru fiecare panou). Cifra poate fi interpretată și



ca numărul de ore de funcționare a sistemului fotovoltaic la puterea nominală pentru a produce aceeași cantitate de energie. Așadar, rezultatul se da în ore sau în kWh/kWp<sup>8</sup>.

$$Y_f = \frac{E_g}{P_{max}}$$

Randamentul de producție normalizează deci energia produsă în raport cu dimensiunea sistemului de panouri, fiind un mijloc eficient de comparare a cantităților de energie produse de sisteme cu puteri instalate diferite și tehnologii diferite amplasate în aceeași locație. Se obișnuiește să se ia în calcul energia  $E_g$  produsă pe parcursul unui an, dar se pot utiliza și înregistrările de pe parcursul unei zile sau al unei luni.

Pentru a compara tehnologii diferite amplasate în locatii diferite, deci cu caracteristici meteorologice diferite, se utilizează raportul de performanță  $RP$ . Acesta ia în calcul raportul dintre iradianța solară totală  $G_t$  în zona de amplasare și iradianța standard de referință  $G_{ref}$  (care este, de obicei, 1000 W/m<sup>2</sup>), apoi normalizează randamentul de producție în raport cu această valoare:

$$RP = Y_f \cdot \frac{G_{ref}}{G_t}$$

Se obișnuiește ca  $RP$  să fie calculat ca valoare medie, calculată cu datele înregistrate pe parcursul unui an.

#### **2.2.4 ESTIMAREA PERFORMANTELOR SISTEMELOR FOTOVOLTAICE**

Pentru a estima performanțele de exploatare ale unui sistem fotovoltaic, trebuie să se cunoască iradianța incidentă în zona și la unghiul de amplasare, ceea ce presupune existența unui istoric al iradianței în zona respectivă. De asemenea, în timpul exploatarei intervin numeroși factori care afectează performanțele raportate în condiții standard, cei mai importanți fiind degradarea în timp a celulelor fotovoltaice, depunerile de praf și alte impurități pe panouri, umbrirea și încălzirea celulelor. Estimarea presupune parcurgerea următorilor pași:

- Asocierea unui **coeficient individual** fiecărui factor de influență, în funcție de pierderile pe care acesta le provoacă. De exemplu, dacă invertorul provoacă pierderi de 10%, coeficientul asociat acestuia va avea valoarea 0,9 (90%, semnificând ceea ce rămâne din energia emisă după ce trece prin invertor).
- Se calculează un **coeficient global** pentru întregul sistem fotovoltaic, prin înmulțirea tuturor coeficienților individuali, obținându-se de fapt un randament al sistemului care nu ia însă în calcul pierderile datorate creșterilor de temperatură. Conform statisticilor, coeficientul global se situează în jurul valorii 0.77.
- Se corectează coeficientul global cu influența temperaturii de operare. Există numeroase statistici în baza cărora rezultă coeficienți de corecție cu temperatura (de exemplu 0,91

<sup>8</sup> kWp (Kilowatt peak) – puterea nominala, în kW

este raportată ca valoare uzuală de corecție pentru 45°C [23]), însă se pot folosi și diverse ecuații din literatura de specialitate care iau în calcul temperatura de funcționare în evaluarea performanței sistemului, numite ecuații de translație<sup>9</sup>.

- Se înmulțește coeficientul global cu randamentul în condițiile standard menționate de fabricant pe panourile fotovoltaice și se obține randamentul întregului sistem în condiții reale de exploatare.

Valorile coeficienților menționați mai sus sunt prezentate în tabelul următor (conform Laboratorului National pentru Energii Regenerabile – NREL, al Departamentului SUA pentru Energie [24]).

Tabelul 2.1 – Valorile coeficienților de corecție, cf. NREL [24]

Componenta	Valoare tipică a coeficientului	Interval de valori
Abaterea, în condiții de funcționare, de la condițiile standard de temperatură, spectru luminos și iradianță	0,95	0,80 – 1,05
Invertor și transformator	0,92	0,88 – 0,98
Dispersia parametrilor funcționali ai celulelor fotovoltaice	0,98	0,97 – 0,995
Diode și conexiuni	0,995	0,99 – 0,997
Pierderi în curent continuu în cablurile de legătură, prin disipare de căldură	0,98	0,97 – 0,99
Pierderi în curent alternativ în cablurile de legătură, prin disipare de căldură	0,99	0,98 – 0,993
Depuneri de praf și impurități pe panouri	0,95	0,30 – 0,995
Disponibilitate sistem	0,98	0 – 0,995
Umbrire	1	0 - 1
Urmărire traiectorie solară	1	0,95 - 1
Vechime panouri <sup>10</sup>	1	0,70 - 1
<b>Coeficient global în raport cu condițiile standard</b>	<b>0,769</b>	
Temperatură funcționare (pentru 45 °C)	0,91	
<b>Coeficient global, inclusiv temperatura</b>	<b>0,7</b>	

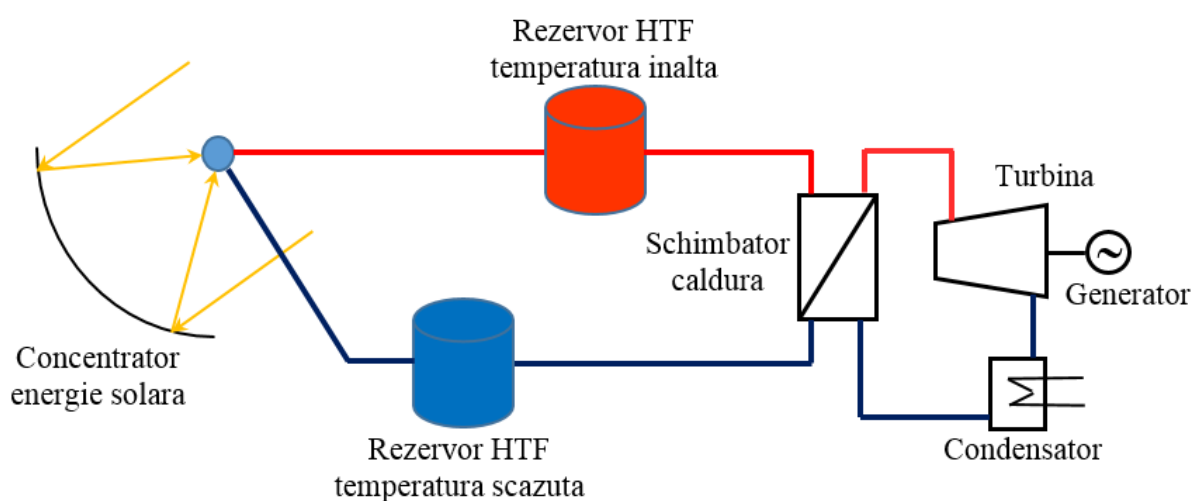
De exemplu, pentru un sistem comercial ale cărui panouri fotovoltaice au un randament în curent continuu (în condiții standard) de 18%, se poate estima că eficiența în condiții de exploatare va fi de 13.84% fără corecție de temperatură, sau 12.6% cu corecție de temperatură.

<sup>9</sup> în literatura de specialitate - Translation equations

<sup>10</sup> Majoritatea producătorilor de panouri fotovoltaice garantează că produsele lor vor funcționa la o capacitate de cel puțin 80% din capacitatea menționată în cartea tehnică, pe o perioadă de 25 ani. Celulele pe bază de siliciu monocristalin se degradează în medie cu 0.5% pe an, iar cele cu strat subțire cu 2% în primul an, apoi cu 0.4% pe an.

### 2.3 Centrale solare termo-electrice

După cum este menționat în paragraful 2.1, energia radiației luminoase concentrate asupra unui schimbător de căldură este transferată unui fluid, ulterior aplicându-se de obicei un ciclu Clausius-Rankine<sup>11</sup> de producție a energiei (vapori supraîncălziți – turbină – generator curent). În literatura de specialitate fluidul este cunoscut sub denumirea generică HTF (Heat-Transfer Fluid). Se obține un sistem de producție a energiei electrice cu concentrarea energiei solare – CSP (Concentrating Solar Power). Aceste sisteme pot utiliza radiația solară directă cu un randament care poate fi mai bun decât cel al panourilor fotovoltaice, însă nu pot valorifica radiația difuză. O centrală CSP poate funcționa independent, sau poate lucra în tandem cu o centrală convențională pentru a realiza economii în ceea ce privește combustibilii fosili.



**Fig. 2.11** – Schema de principiu a unui sistem cu două circuite termice

O primă clasificare a sistemelor CSP se poate face după tehnologia de producție:

- Centrale în care lichidul care preia energia solară este apă, care trece în faza de vapori supraîncălziți, putând fi atinse temperaturi de până la 500°C și presiuni de 11 Mpa [25]. Se numesc centrale cu generare directă de aburi. Aceștia alimentează o turbină cuplată la un generator electric. Au avantajul unui randament mai ridicat datorită temperaturilor mai mari la care poate ajunge aburul supraîncălzit. De asemenea, această tehnologie elimină necesitatea unui schimbător de căldură și presupune consumuri mai reduse de energie necesară pentru pomparea unui agent termic intermediar (HTF).
- Centrale cu două circuite termice, respectiv două cicluri de schimbare de căldură. În circuitul primar, energia solară este preluată de o sare topită sau de un ulei sintetic, fiind transferată apoi, printr-un schimbător de căldură, către un al doilea fluid (de obicei apă) din circuitul secundar care antrenează ansamblul turbină-generator (figura 2.11). Datorită capacității ridicate a sărurilor topite sau a uleiurilor utilizate de a înmagazina căldură,

<sup>11</sup> Ciclul Clausius-Rankine este un ciclu termodinamic motor aflat la baza funcționării termocentralelor, care produce lucru mecanic pe baza căldurii primite. Este foarte eficient pentru temperaturi de până la 800 °C.

sistemele din această categorie pot fi dimensionate pentru a livra energie și pe parcursul nopții sau al perioadelor înnorate.

Deși este uzuală folosirea uleiurilor, în comparație cu acestea sărurile prezintă avantaje din punct de vedere al proprietăților termofizice și anume: temperaturi mai ridicate de fierbere și de degradare, presiune scăzută de vapori, căldură specifică mare, valoare ridicată a conductivității termice, densitate mare la temperaturi scăzute [26] și costuri mai reduse. Toate acestea se traduc printr-o capacitate crescută de stocare a energiei termice într-un volum mai mic, ceea ce înseamnă o masă semnificativ mai redusă de fluid HTF. De asemenea, temperaturile mai mari la care pot ajunge sărurile (550°C, [27]) cresc randamentul global al centralelor solare. Primele semne de cristalizare încep la 238°C, iar solidificarea se manifestă la 120°C [28]. Aceste valori relativ ridicate presupun existența unor sisteme și măsuri de siguranță pentru menținerea sărurilor în stare lichidă pe întregul circuit. Datorită corozivității ridicate a sărurilor, structurile metalice cu care iau contact sunt confecționate din anumite oțeluri inoxidabile. Aceste dezavantaje atrag după sine costuri mai ridicate privind investiția inițială și întreținerea. Prin urmare, la proiectarea unei centrale funcționând pe acest principiu, se va urmări optimizarea tehnologică astfel încât reducerea de costuri aferentă avantajelor menționate să aibă o pondere superioară costurilor mai ridicate atrase de dezavantajele enumerate anterior. Cele mai utilizate săruri sunt amestecurile de azotat de sodiu (40%) și de potasiu (60%), însă sunt promițătoare și amestecurile de azotat de potasiu (53%), nitrit de sodiu (40%) și azotat de sodiu (7%) [29], sau amestecuri de azotat de calciu și de litiu (care are punctul de topire la temperaturi mai mici de 100 °C).

Din punct de vedere al modului de aranjare al colectoarelor solare, sistemele CSP se încadrează în două categorii:

- Cu focalizare liniară, aici putând fi utilizate jgheaburi parabolice (v. paragraful 1.6) sau reflectoare liniare Fresnel (oglinzi liniare înclinate, cu reflectarea radiației solare spre colector - figura 2.12 a). Se pot atinge coeficienți de concentrare de până la 100. Este necesar un sistem de orientare după o singură axă.
- Cu focalizare punctuală, unde se pot folosi oglinzi parabolice discoidale (v. paragraful 1.6) sau turnuri solare (câmp de oglinzi denumite heliostate, cu focalizare asupra unui focar așezat într-un turn – figura 2.12 b). Coeficienții de focalizare pot fi de ordinul miilor, în funcție de numărul oglinzilor sau al heliostatelor. Este necesar un sistem de orientare după două axe.

Randamentele maxime și cele medii anuale pe care le pot atinge centralele CSP care utilizează diverse tipuri de concentratoare solare sunt prezentate în figura 2.13 [30].



a)

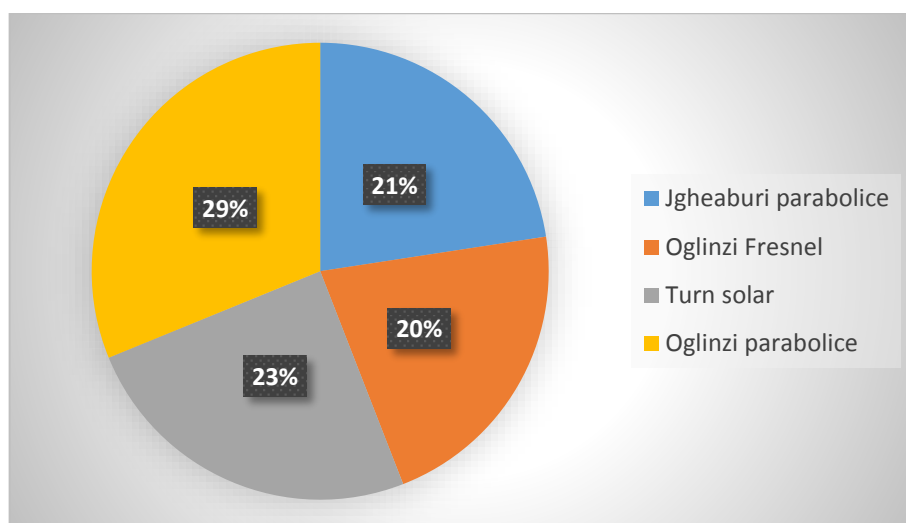


b)

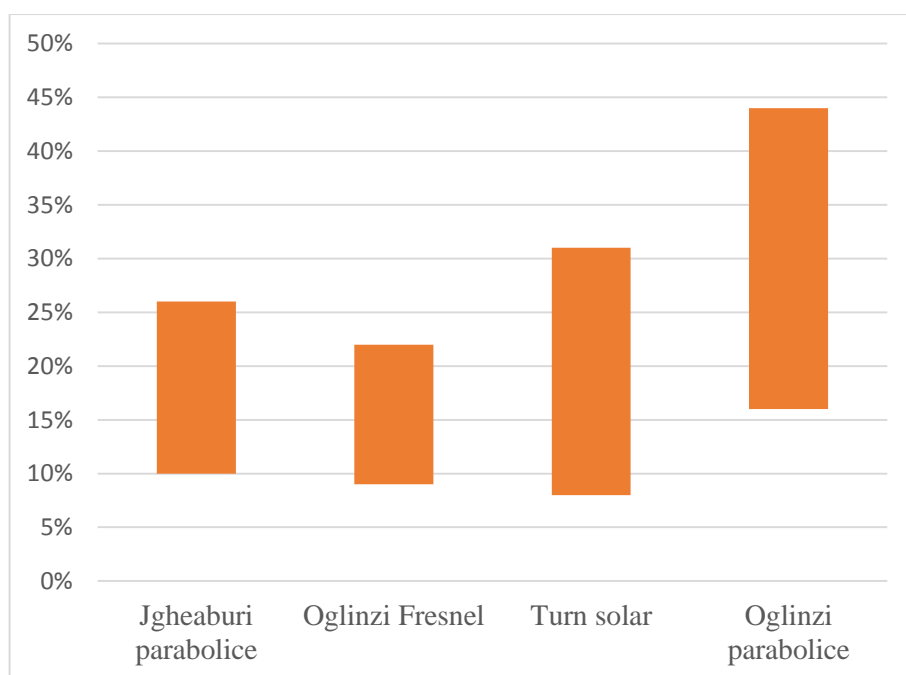
**Fig. 2.12** – (a) Concentratoare liniare Fresnel pentru proiectul demonstrativ FRESDEMO [31]; (b) Turn solar – proiectul SOLUCAR PS10 [32]

Pentru producerea energiei electrice se folosesc tehnologii convenționale, specifice termocentralelor, adaptate sistemelor solare de generare a căldurii. Pentru aplicațiile comerciale turbinele cu abur reprezintă cea mai comună alegere. Se pretează pentru capacități de peste 10

$MW_{el}$  și temperaturi de până la  $600^{\circ}C$ , energia termică putând proveni de la parcuri de jgheaburi parabolice sau reflectoare liniare Fresnel. Pentru puteri mai mici, de maxim  $10 kW_{el}$ , motoarele Stirling sunt mai potrivite, în ansamblu cu oglinzi parabolice discoidale.



a)



b)

**Fig. 2.13** – Randamente atinse de centralele CSP, în funcție de tipul concentratoarelor solare: (a) randamente maxime în condiții climatice optime; (b) randamente medii anuale;

Deși nu există încă aplicații comerciale în care să fie implementate ciclurile de funcționare ale turbinelor cu gaz, s-a dovedit experimental că acestea pot fi de asemenea adaptate, având potențialul de a lucra la temperaturi de până la  $1200^{\circ}C$  și acoperind o plajă largă de puteri (de la câțiva  $kW_{el}$  la câteva zeci de  $MW_{el}$ ). De asemenea s-a demonstrat că, pentru capacități de producție de ordinul megawaților electrici, dacă se combină ciclurile specifice turbinelor cu abur

și celor cu gaz, se pot atinge randamente sporite, obținându-se aceeași putere pe baza energiei livrate de colectoarele de pe o suprafață cu 25% mai mică. Tabelul 2.2 prezintă capacitățile de producție de energie electrică la care se pretează diversele tipuri de concentratoare solare, precum și suprafața specifică de teren necesară parcului de colectoare solare. Valorile sunt parțial demonstrate prin stații pilot, parțial estimate în baza cercetărilor experimentale.

Tabelul 2.2 – Capacități de producție și suprafața specifică de teren [30]

Tip concentratoare de radiație solară	Capacitate centrală electrică [MW <sub>el</sub> ]	Utilizare teren [m <sup>2</sup> /(MWh·an)]
Turn solar	10 - 200	8 - 20
Oglinzi parabolice discoidale	0,01 – 0,04	8 - 12
Jgheaburi parabolice	10 - 200	6 - 11
Concentratoare liniare Fresnel	10 - 200	4 - 9

Graficul din figura 2.14 arată evoluția capacităților CSP instalate la nivel mondial în ultima perioadă [33]. Dintre acestea 75% colectează radiația solară utilizând jgheaburi parabolice, aceasta fiind o dovadă a maturității comerciale a acestei tehnologii. În fruntea clasamentului țărilor care implementează tehnologia CSP se află Spania, urmată de SUA.

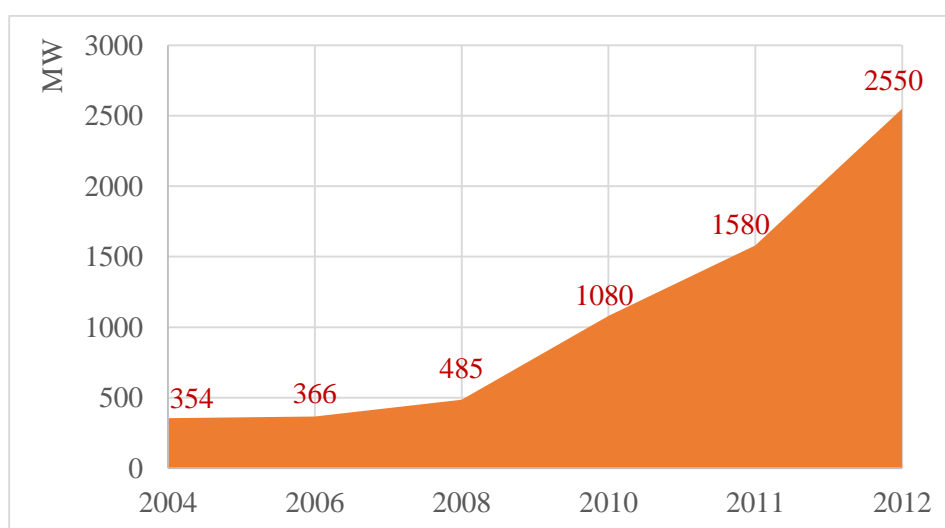


Fig. 2.14 – Evoluția capacităților CSP instalate la nivel mondial [33]

### 2.3.1 CENTRALE SOLARE CU SISTEME DE STOCARE A ENERGIEI TERMICE

Pentru stocarea energiei termice în vederea producerii de energie electrică pe timpul nopții sau în perioadele înnorate, se utilizează două rezervoare în care mediul de stocare este constituit dintr-un amestec eutectic<sup>12</sup> de azotat de sodiu și azotat de potasiu, proporțiile fiind 60%, respectiv 40%

<sup>12</sup> Amestec eutectic: amestec de substanțe pentru care temperatura de schimbare a stării (topire sau solidificare) este mai mică decât temperaturile de schimbare a stării corespunzătoare oricăreia dintre substanțele constituente.



(figura 2.15). Uleiul HTF cedează acestui amestec excesul de căldură produs în perioadele însorite prin intermediul unui schimbător de căldură, respectiv primește căldură de la rezervoarele de stocare în perioadele nefavorabile prin intermediul aceluiași schimbător. Temperatura atinsă de HTF în etapa de preluare a căldurii de la sistemul de stocare este cu aproximativ 10°C mai mică decât în cazul utilizării directe a radiației solare, ceea ce are ca efect și un randament total al centralei ușor mai redus.

Sistemele de stocare, indiferent de tipul lor, aduc beneficii nu doar prin prelungirea perioadei de producție a energiei electrice în condiții climatice nefavorabile, ci și prin egalizarea producției indiferent de variațiile radiației solare pe parcursul zilei. Deși pierderile de căldură ale acestor sisteme sunt inevitabile, ele au totuși valori reduse, cuprinse în intervalul 1-3% în cazul unui sistem cu stocare pentru o perioadă de 15 ore, investiția fiind de 20 de ori mai mică decât în cazul variantei în care energia electrică produsă în surplus ar fi stocată în baterii pentru livrare ulterioară în rețea [34].

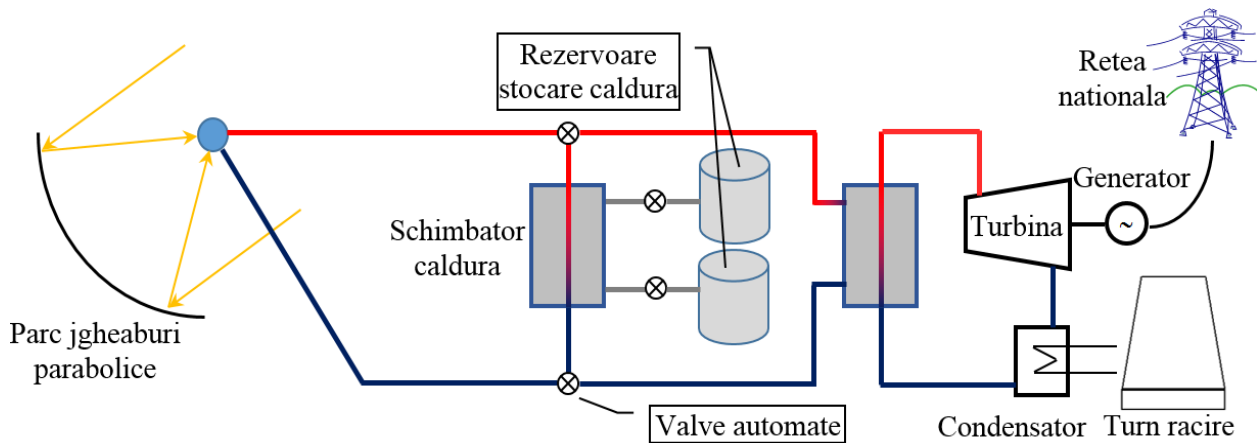


Fig. 2.15 – Schema de principiu a unei centrale solare cu stocare de energie termică

### 2.3.2 CENTRALE SOLARE CU JGHEABURI PARABOLICE

Dintre toate soluțiile CSP, aceste sisteme sunt cele mai comercializate la scară industrială. Radiația solară este captată de rânduri paralele de colectoare cu jgheaburi parabolice, orientate de obicei după direcția nord-sud (figura 2.16 a). Fiecare rând are lungimi cuprinse între 20 și 150m. Ca mediu de transfer de căldură se pot utiliza uleiuri minerale, săruri topite, abur, sau gaze (aer, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> etc.), în primele două cazuri fiind necesară existența unui schimbător de căldură pentru a transfera energia termică spre un al doilea circuit termic și a produce vapori.

Utilizarea unui gaz cu rol de HTF este favorabilă din punct de vedere al temperaturii maxime care se poate atinge (figura 2.16 b), însă prezintă dezavantajul un volumelor mari de gaz care trebuie vehiculate.





a)



b)

**Fig. 2.16** - (a) Colectoare cu jgheaburi aparținând complexului de centrale solare SEGS<sup>13</sup>; amplasare: deșertul Mojave, California; capacitate: 354 MW; suprafața ocupată: 647,5 ha; (b) Stație pilot pentru testarea utilizării CO<sub>2</sub> ca agent termic (Centrul de testare "Plataforma Solar de Almeria")<sup>14</sup>; temperatură și presiune gaz: 515°C, 100 bar

În varianta comercială, fluidul termic care circulă prin tubul absorbant amplasat în linia focală este un ulei (amestec de oxid de difenil și bifenil) care suportă temperaturi de până la 400°C, motiv pentru care funcționarea sistemului este limitată la această valoare. În varianta cu săruri topite temperaturile de funcționare pot atinge 500°C. Sistemul de urmărire a traiectoriei solare cu o axă este mai simplu decât sistemele cu două axe, însă nu are capacitatea de a maximiza coeficientul de concentrare. De asemenea, datorită faptului că este necesară orientarea întregului

<sup>13</sup> Sursa: [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/6/63/Solar\\_Plant\\_kl.jpg](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/6/63/Solar_Plant_kl.jpg)

<sup>14</sup> Sursa: <http://www.psa.es/webeng/instalaciones/parabolicos.php>

ansamblu jgheab – tuburi colectoare, se impune existența unor cuplaje flexibile între tuburile colectoarelor individuale, ceea ce generează dificultăți tehnice atunci când se utilizează săruri topite sau gaze la presiune înaltă.

În comparație cu alte soluții CSP, jgheaburile parabolice reprezintă o variantă mai simplă din punct de vedere constructiv, permițând transformarea radiației solare în energie termică la prețuri mai reduse. De asemenea, această tehnologie poate fi combinată și cu stocarea de energie termică. Dezavantajul pe care îl prezintă cu deosebire în comparație cu turnurile solare, constă în faptul că nu pot fi atinse temperaturi mai ridicate, ceea ce conduce la un randament al ciclului termodinamic motor teoretic mai redus, precum și la necesitatea unor capacități mai mari de stocare a energiei.

### **2.3.3 CENTRALE SOLARE CU REFLECTOARE LINIARE FRESNEL**

Reflectoarele liniare Fresnel (figura 2.12 a) utilizează fâșii de oglinzi lungi și înguste, plane sau ușor curbate, care se pot roti în jurul axei longitudinale pentru a focaliza lumina asupra unui sau mai multor tuburi absorbante. În aplicațiile comerciale, un rând de oglinzi poate avea lungimea de 400-1000 m, lățimea de până la 20 m, iar lungimea focală poate ajunge până la 30 m [35]. O variantă avansată constă în amplasarea în spatele tubului absorbant a unei oglinzi liniare care concentrează fasciculele primite de la oglinzi pe tub, într-o suprafață liniară cât mai îngustă.

Principalul avantaj constă în posibilitatea utilizării unor oglinzi cu preț scăzut care eventual pot fi curbate elastic datorită razei foarte mari de curbură. De asemenea, spre deosebire de tehnologia jgheaburilor parabolice, tuburile colectoare sunt fixe ceea ce elimină necesitatea cuplajelor flexibile, din acest motiv fiind preferate pentru tehnologii în care fluidul HTF lucrează la presiuni și temperaturi înalte (abur la temperatura de 500°C – valoare atinsă în stații pilot [36]). Din punct de vedere al pierderilor optice însă au o performanță anuală mai redusă cu 20-30%, având randamente scăzute în special în perioadele de răsărit și apus. Cu toate acestea, investiția inițială mai mică constituie un atu important al acestei tehnologii. În prezent centralele cu reflectoare Fresnel utilizează tehnologia cu generare directă de abur în colector, în aplicațiile existente lucrându-se cu presiuni de aproximativ 55 bar.

### **2.3.4 CENTRALE CU TURN SOLAR**

În figura 2.12 b este prezentat sistemul cu turn solar (numit și cu receptor central) de colectare a energiei solare. Oglinzile cu orientare după două axe, numite și heliostate, sunt în număr de sute sau mii și reflectă radiația solară asupra unui receptor amplasat în partea superioară a turnului. Câmpul de oglinzi, care au suprafețe de 20-200 m<sup>2</sup> fiecare, poate fi amplasat în fața turnului sau îl poate înconjura. În cazul centralelor cu capacități de producție de aproximativ 10 MW<sub>el</sub>, distanța de la cea mai îndepărtată oglindă la receptor poate depăși cu ușurință 1 km.

Receptorul este un schimbător de căldură care utilizează ca agent termic, aer sau săruri topite, ori apă dacă se implementează tehnologia generării directe de abur. În cazul sărurilor topite, receptorul este un schimbător de căldură cu tuburi cu o construcție similară celor din

termocentralele convenționale. Fluidul fierbinte este pompat la rezervoare de stocare a căldurii sau direct la schimbătoarele de căldură care livrează energie termică ciclului termodinamic motor. Receptoarele pot fi amplasate în exterior sau într-o nișă pentru a reduce pierderile de energie termică. În prima variantă tuburile se află la deasupra unei suprafețe (de ex. o suprafață cilindrică, dacă turnul este înconjurat de heliostate). La acest tip, fluxul termic solar pe receptor este de până la  $1 \text{ MW/m}^2$ . În cel de al doilea caz tuburile sunt așezate pe pereții interiori ai nișei. Deși în spațiul “ferestrei” de intrare în nișă fluxul termic solar are valori similare celei menționate anterior, radiația se distribuie pe întreaga suprafață interioară a nișei astfel încât valoarea fluxului termic pe receptor este mai redusă decât la amplasarea exterioară.

Atunci când se utilizează aerul, acesta este absorbit din mediul înconjurător printr-o structură tip fagure, formată din elemente metalice sau din elemente ceramice poroase (figura 2.17) asupra cărora este concentrată radiația solară. Sub influența unui sistem de ventilatoare, fluxul de aer traversează structura poroasă de la care primește căldura, este evacuat cu o temperatură de  $650\text{--}850^\circ\text{C}$  și ajunge într-un schimbător de căldură unde produce vaporizarea apei din circuitul termodinamic motor al grupului generator.

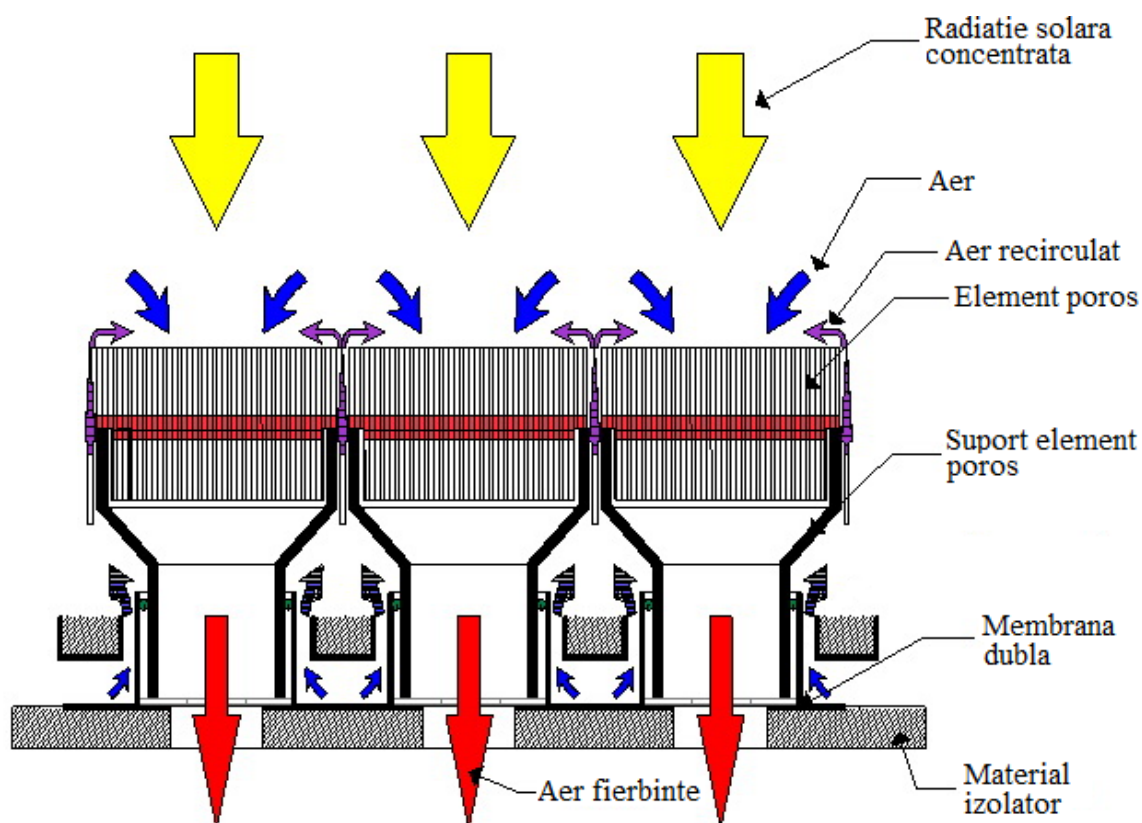
Pentru o funcționare continuă, neinfluențată de fluctuațiile de intensitate a radiației solare, circuitul termic al aerului poate include, imediat după receptor, un arzător suplimentar pe bază de gaze și/sau un acumulator de căldură care să asigure o temperatură optimă permanentă a aerului. În figura 2.17 b se observă faptul că suprafețele exterioare și intermediare ale componentelor receptorului sunt răcite de un flux de aer secundar care este ulterior amestecat cu aer proaspăt și absorbit prin elementele poroase. Se reduc astfel semnificativ pierderile prin radierea căldurii de către suprafețele libere ale receptorului.

În prezent sunt date în folosință câteva centrale cu turn solar în scop demonstrativ dar și comercial, iar altele sunt în construcție sau planificate a fi construite, în țări precum Spania, Germania, SUA, Australia, Emiratele Arabe Unite s.a. Se remarcă *Ivanpah Solar Electric Generating System*, o centrală cu trei turnuri solare a cărei construcție a început în 2010 în deșertul Mojave din California, fiind finalizată în februarie 2014. Pentru a atinge capacitatea de 392 MW (377 MW net), pe o suprafață de 1420 ha sunt instalate 173.500 heliostate, fiecare cu câte două oglinzi. Suprafața reflectorizantă a unei oglinzi este de  $7,02 \text{ m}^2$ , ceea ce înseamnă o suprafață reflectorizantă totală de  $2.437.144 \text{ m}^2$ . Producția anuală este de 1000 GWh, iar costurile totale de construcție se ridică la 2,2 miliarde dolari. Tehnologia utilizată constă în generarea directă de abur în receptoarele turnurilor solare.

Un concept nou presupune utilizarea aerului presurizat la 15 bar. Receptorul este amplasat într-o nișă în care radiația solară pătrunde printr-o fereastră transparentă de cuarț. Aerul poate atinge temperaturi de  $1100^\circ\text{C}$ , îmbunătățind randamentul ciclului termodinamic motor. În figura 2.18 se prezintă schema de principiu a unei centrale cu ciclu combinat abur-gaz, în care receptorul este presurizat iar turbina pe gaz funcționează de fapt cu aerul supraîncălzit provenit de la receptor.



a)



b)

**Fig. 2.17** – Tehnologia SolAir dezvoltata de Stobbe Tech<sup>15</sup>: (a) Focar în construcție cu elemente ceramice poroase pe bază de carbură de siliciu; (b) circulația fluxului de aer prin receptor

Turbina este conectată la compresorul care asigură presiunea de 15 bar și la generatorul de energie electrică. Aerul fierbinte rezidual de la turbină ajunge într-un schimbător de căldură complex, cedând căldura în circuitul turbinei cu abur. Eficiența ciclului termodinamic motor combinat poate atinge 50%, în comparație cu o eficiență de doar 35% în cazul ciclurilor cu o singură turbină, pe abur. Prin urmare, randamentul total al centralei cu ciclu mixt, care include și eficiența turnului solar, poate ajunge la 20%.

<sup>15</sup> Figuri inserate cu amabilitatea Stobbe Tech ([http://stobbe.com/?page\\_id=46](http://stobbe.com/?page_id=46))

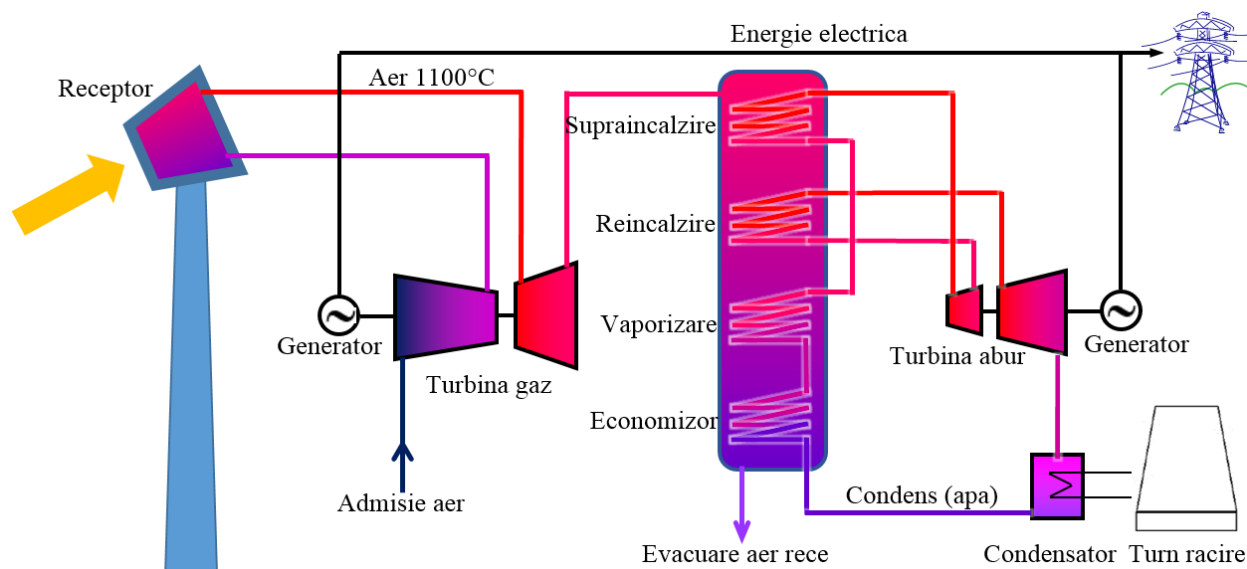


Fig. 2.18 – Schema de principiu a unei centrale cu ciclu combinat abur-gaz

### 2.3.5 CENTRALE SOLARE CU OGLINZI PARABOLICE DISCOIDALE

Elementul care concentrează radiația solară este o oglindă cu forma de paraboloid tridimensional, dotată cu sistem automat de urmărire a traiectoriei solare cu două grade de libertate, pentru ajustarea unghiului de azimut și a celui de înclinare (figura 1.9). Unitatea de conversie a radiației solare este o construcție compactă amplasată în zona punctului focal al oglinzii, care include trei componente: receptor termic, motor Stirling și generator electric. Rolul receptorului termic constă în convertirea în căldură a radiației solare concentrate și transferul fluxului de căldură către motorul Stirling. De obicei receptorul este format dintr-un set de conducte așezate în mănunchi, amplasate în punctul focal al oglinzii<sup>16</sup>, prin care circulă fluidul de răcire care este și fluid de lucru (de obicei hidrogen sau heliu) pentru motorul Stirling. Gazul este comprimat în zona rece a motorului și se dilată în zona caldă în mod ciclic, producând lucru mecanic.

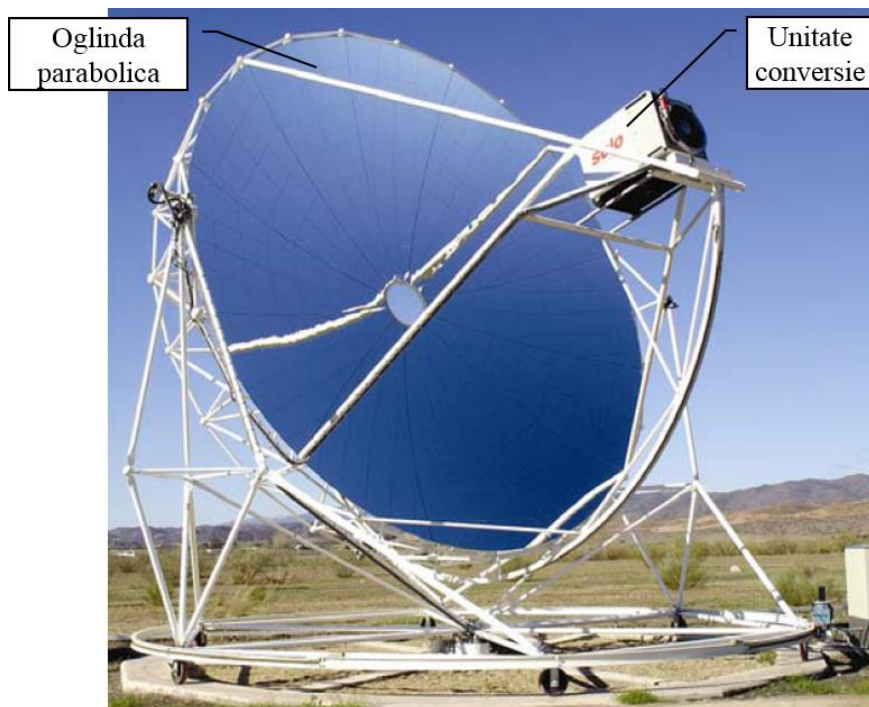
O altă variantă constructivă constă în utilizarea unor tuburi prin care circulă un agent termic intermediar. Acesta trece în stare de vapori (de obicei, vapori de sodiu) în contact cu suprafața fierbinte a receptorului și condensează pe schimbătorul de căldură prin care circulă gazul din circuitul motor (zona caldă a motorului), cedând căldura necesară dilatării acestuia. Condensul revine în zona fierbinte a receptorului și ciclul se reia [37]. Prețul motoarelor Stirling este ridicat, motiv pentru care în prezent se studiază posibilitatea utilizării microturbinelor.

Cea mai ridicată eficiență globală (radiație solară – energie electrică) a unui sistem cu oglindă parabolică a fost de 31,25%, fiind obținută pe sisteme dezvoltate de laboratoarele SANDIA în colaborare cu Stirling Energy Systems (figura 2.20). Randamentele motoarelor Stirling se situează în intervalul 30-40%, iar cele ale microturbinelor între 20 și 30%. Suprafața unei oglinzi este

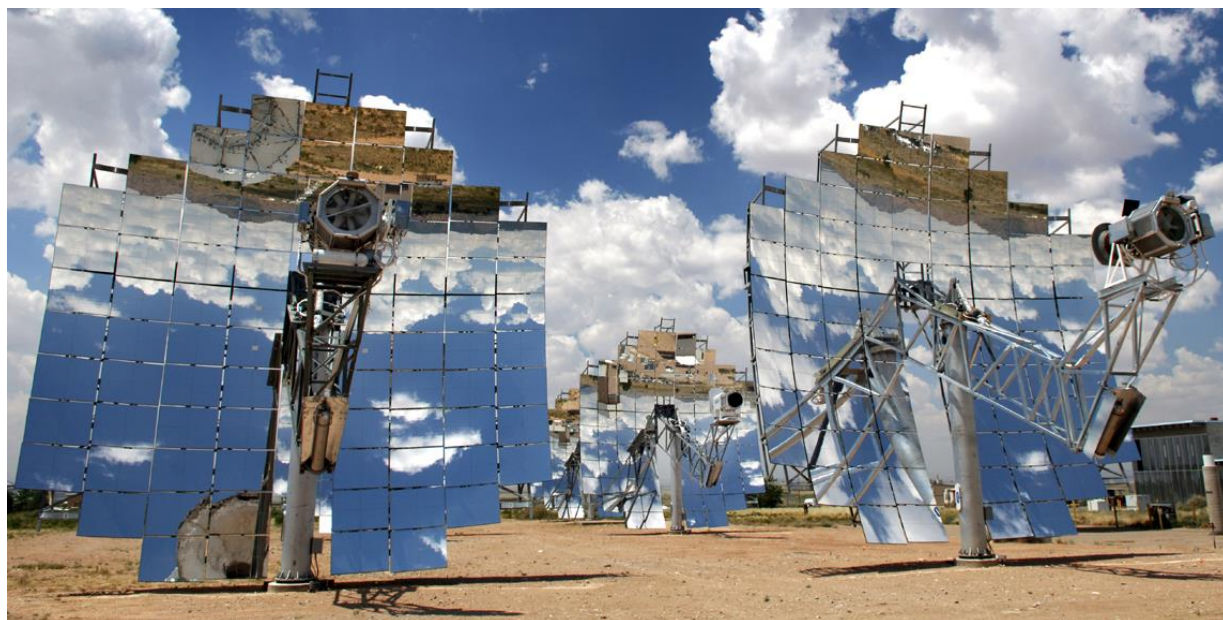
<sup>16</sup> Pentru exemplificare, se poate studia materialul de la adresa <http://newenergydirection.com/blog/2010/01/solar-stirling-engine/>



limitată la valori cuprinse între 100 și 400 m<sup>2</sup> datorită solicitărilor la care este supusă structura în condiții de vânt puternic. Coeficienții de concentrare ale diverselor tipuri constructive de oglinzi iau valori de 1000-3000, receptorul fiind încălzit până la 650°C. În prezent cele mai multe sisteme au puteri cuprinse între 9 și 25 kW.



**Fig. 2.19** – Proiectul EuroDish: oglinda parabolică discoidală cu unitate de conversie a radiației solare în energie electrică (receptor termic, motor Stirling, generator electric)<sup>17</sup>



**Fig. 2.20** – Sisteme dezvoltate de laboratoarele SANDIA și Stirling Energy Systems, cu un randament maxim raportat de 31,25%<sup>18</sup>

<sup>17</sup> Sursa: <http://www.psa.es/webeng/instalaciones/discos.php>

<sup>18</sup> Sursa: <https://share.sandia.gov/news/resources/releases/2008/solargrid.html>

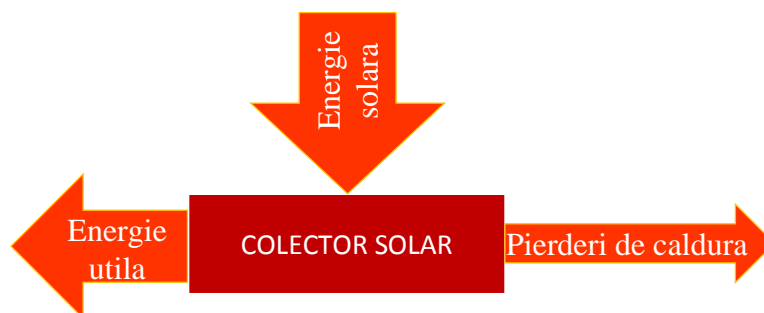
Principalele avantaje ale sistemelor cu oglinzi parabolice sunt modularitatea și eficiența foarte ridicată. Datorită modularității pot fi implementate ca unități individuale, pentru aplicații pe scară redusă care necesită livrare de energie electrică unor locații izolate. Spre deosebire de centralele pe bază de jgheaburi parabolice sau turnuri solare, o centrală cu oglinzi parabolice nu necesită construirea unui sistem centralizat de conversie a energiei termice în energie electrică. De aceea, modularitatea avantajează centralele solare pe bază de oglinzi parabolice interconectate atunci când se pune problema creșterii capacității de producție, fiind posibilă simpla adăugare și conectare de sisteme noi la cele existente. În cazul defecțiunilor apărute la unitățile individuale de conversie a energiei acestea pot fi înlocuite cu ușurință, fără a afecta funcționarea întregului ansamblu. Mai mult decât atât, transportul energiei electrice de la parcul solar către un punct central de distribuție este mai simplu și se face cu pierderi mai mici în comparație cu transportul energiei termice (cazul jgheaburilor parabolice, colectoarelor Fresnel etc.).

Pe de altă parte, dezavantajul major constă în faptul că încorporarea unor soluții de stocare a energiei termice în cadrul sistemului cu oglinzi parabolice este considerată nefezabilă, ceea ce are ca efect funcționarea doar în timpul zilei, în perioadele însorite. De asemenea, funcționarea motoarelor Stirling în diverse poziții a ridicat probleme tehnice serioase din punct de vedere al fiabilității, în special datorită problemelor de ungere. În plus, mentenanța și repararea unităților de conversie aflate la înălțimi se realizează cu dificultate.

Concluzionând, centralele pe bază de oglinzi parabolice reprezintă o soluție costisitoare în raport cu centralele cu turn solar sau cu jgheaburi parabolice, aceasta fiind și rațiunea pentru care momentan ponderea lor ca aplicații comerciale este neînsemnată. De asemenea, în ceea ce privește utilizarea lor individuală, prețul ridicat al unui astfel de sistem și competitivitatea sistemelor fotovoltaice fac în prezent ca această abordare să fie mai puțin viabilă.

### **2.3.6 ELEMENTE DE CALCUL**

Funcționarea oricărui tip de colector solar poate fi descrisă în termeni de bilanț energetic, luând în calcul energia solară absorbită de colector, pierderile de energie ale acestuia și energia utilă extrasă din colector și utilizată mai departe în ciclul termodinamic motor care are ca rezultat generarea de energie electrică (figura 2.21).



**Fig. 2.21** – Bilanțul energetic al colectorului solar

În lipsa unei modalități de extragere a energiei termice din colector (energia utilă este zero), acesta va ajunge la o temperatură de echilibru la care energia primită și pierderile de căldură sunt egale, numită **temperatură de stagnare**. Una dintre modalitățile de extragere a căldurii constă în utilizarea unui fluid căruia i se transferă energie termică din colector (HTF; v. paragraful 2.3). Presupunând că temperatura suprafeței prin care se transferă căldura este constantă, viteza cu care este extrasă căldura utilă se numește **flux termic** și va determina temperatura de lucru a colectorului.

Pentru ca o fracție cât mai mare din energia solară absorbită să fie extrasă sub forma de căldură utilă, este necesar ca pierderile de căldură să fie cât mai mici. Sunt disponibile două modalități de reducere a pierderilor: funcționarea colectorului la o temperatură cât mai apropiată de temperatura mediului, sau identificarea unor soluții constructive astfel încât pierderile de căldură la temperaturi înalte să fie reduse. În cel de al doilea caz, întrucât pierderile de căldură sunt direct proporționale cu aria suprafeței fierbinți, soluția evidentă constă în reducerea acestei suprafețe. Sistemele cu concentrare reflectă radiația care este incidentă pe o suprafață reflectorizantă mare (**colectorul**), asupra unui **receptor** cu o suprafață mică. Aria suprafeței prin care radiația solară pătrunde spre suprafața reflectorizantă se numește **deschidere** sau **apertura**. Aceasta se calculează scăzând suprafețele corespunzătoare spațiilor nereflectorizante (de exemplu, spațiile de dilatare dintre oglinzi). Pentru exemplificare, în figura 2.22 este reprezentat un jgheab parabolic reflector cu lungimea  $L$  și lățimea  $H$ , format din trei oglinzi cu rost de dilatare între ele (spațiul gol dintre oglinzi, proiectat în planul în care se măsoară dimensiunile  $L$  și  $H$ ; în acest plan rezultă lățimea  $S$ ). Apertura acestui colector va fi:

$$A_a = L \cdot (H - 2 \cdot S) [m^2] \quad (2.3.1)$$

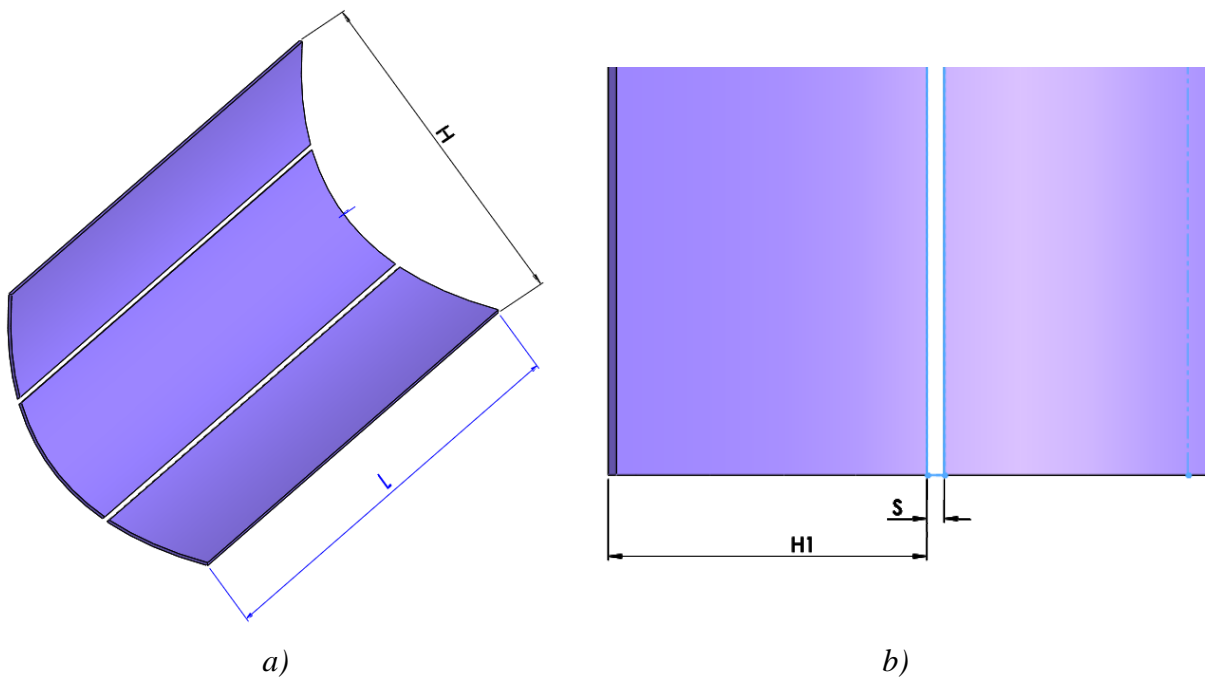


Fig. 2.22 – Calculul aperturii unui jgheab parabolic: (a) vedere în spațiu; (b) vedere parțială din față.



În unele lucrări apertura este precizată în metri, în acest caz fiind de fapt vorba despre lățimea acesteia (în figura de mai sus, dimensiunea  $H - 2S$ ).

**Raportul optic de concentrare ( $RC_o$ ) și raportul geometric de concentrare ( $RC_g$ )** sunt doi parametri importanți în determinarea performanțelor unui colector.  $RC_o$  reprezintă iradianța medie  $G$  integrată în raport cu aria receptorului  $A_R$ , raportată la insolația<sup>19</sup>  $I_0$  incidentă pe apertura colectorului:

$$RC_o = \frac{\frac{1}{A_R} \int G dA_R}{I_0} \quad (2.3.2)$$

Dacă se utilizează acest parametru, se presupune că suprafața receptorului este egală cu suprafața imaginii fasciculului solar distribuit uniform pe receptor. În cele mai multe cazuri însă, suprafața receptorului este mai mare decât suprafața acestei imagini, ceea ce duce la subestimarea pierderilor de căldură. Din acest motiv este mai eficientă utilizarea parametrului  $RC_g$ , care raportează apertura colectorului la aria suprafeței receptorului:

$$RC_g = \frac{A_a}{A_R} \quad (2.3.3)$$

**Eficiența colectării energiei solare** este definită ca fiind raportul dintre fluxul de energie termică utilă extrasă din colector  $\dot{Q}_u$  (figura 2.21) și iradianța solară specifică aperturii colectorului:

$$\eta_{CS} = \frac{\dot{Q}_u}{G \cdot A_a} \quad (2.3.4)$$

Mărimile prezentate se vor regăsi în calculele de eficiență ale centralelor solare. Un ciclu termodinamic motor (CTM) primește energie termică, din care o parte este convertită în energie mecanică, restul fiind evacuată. Randamentul termic al oricărui motor este:

$$\eta_m = \frac{\text{Lucrul mecanic produs de motor}}{\text{Energia termica la intrarea in CTM}} \quad (2.3.5)$$

În conformitate cu cel de al doilea principiu al termodinamicii, nu există ciclu termodinamic care să poată converti în lucru mecanic mai multă căldură decât ciclul Carnot. Randamentul unui motor care ar funcționa după ciclul Carnot este:

$$\eta_C = 1 - \frac{T_e}{T_i} \quad (2.3.6)$$

<sup>19</sup> Insolația măsoară energia radiației solare incidentă pe o suprafață de o arie dată într-o anumită perioadă de timp. Deși unitatea de măsură recomandată de Organizația Meteorologică Mondială este MJ/m<sup>2</sup>, în practică se utilizează Wh/m<sup>2</sup>. Atunci când aceasta este raportată la perioada pe care s-a făcut înregistrarea, în ore, se obține o densitate a puterii radiației solare, respectiv iradianța (W/m<sup>2</sup>).

unde  $T_i$  și  $T_e$  sunt temperaturile la intrarea, respectiv la ieșirea din ciclul termodinamic. Analizând această relație, se observă că randamentul este cu atât mai bun cu cât diferența dintre cele două temperaturi este mai mare sau, reformulând, cu cât este mai mare această diferență cu atât energia termică este convertită mai eficient în lucru mecanic.

Ciclul Carnot este pur teoretic. Motoarele reale funcționează după alte cicluri, cele mai bune randamente obținute fiind puțin peste jumătate din cel al unui motor ideal funcționând după ciclul Carnot. Cu toate acestea, efectul dat de diferența dintre cele două temperaturi asupra randamentului este același, indiferent de tipul ciclului termodinamic. Așadar, eficiența unui motor real,  $\eta_{mr}$ , este:

$$\eta_{mr} = K_m \cdot \eta_c \quad (2.3.7)$$

unde  $K_m$  este fracțiunea din randamentul ciclului Carnot realizată de motor.

Ecuatia (2.3.5) arată că eficiența motorului crește cu creșterea temperaturii maxime de funcționare. Eficiența motoarelor cu combustie este limitată datorită modificării proprietăților materialelor (metale și, uneori, ceramică) din care sunt construite sub influența temperaturilor care depășesc un anumit prag. Un alt factor care se manifestă atunci când motorul primește căldură de la un colector solar, constă în faptul că eficiența colectorului scade pe măsură ce îi crește temperatura, datorită faptului că și pierderile proprii de căldură cresc. Ecuatia 2.3.4 privind eficiența colectării energiei solare, mai poate fi exprimată și astfel:

$$\eta_{CS} = \eta_{opt} - \frac{C_{pc} \cdot (T_c - T_{med})}{RC_g \cdot G_n} - \frac{\varepsilon_t \cdot k \cdot (T_r^4 - T_{med}^4)}{RC_g \cdot G_n} \quad (2.3.8)$$

unde:

- $G$  este iradianța radiației concentrate ( $W/m^2$ ) pe suprafața  $A$  ( $m^2$ ) a colectorului;
- $\dot{Q}_u$  este fluxul de energie termică utilă livrată ( $W$ );
- $C_{pc}$  este coeficientul de transfer termic al colectorului, reprezentând aici pierderile specifice de căldură ale acestuia ( $W/m^2 \cdot K$ );
- $T_c$  și  $T_m$  reprezintă temperatura de lucru a colectorului, respectiv temperatura mediului ambiant ( $K$ );
- $T_c$  reprezintă temperatura de lucru a receptorului ( $K$ );
- $\eta_{opt}$  este randamentul optic al colectorului solar (raportul dintre fracția din iradianța pe colector transformată în căldură utilă și iradianța  $G$ );
- $G_n$  este componenta normală a iradianței radiației solare directe, pe apertura colectorului. Prin urmare, dacă acesta nu este dotat cu sistem de urmărire a traiectoriei solare, atunci iradianța va fi corectată cu cosinusul unghiului de incidență al radiației solare pe planul aperturii.

- $\varepsilon_t$  este emitanța termică a receptorului<sup>20</sup>. În procesul de proiectare, o mărime asupra căreia se poate interveni este emitanța, care influențează în mod negativ pierderile de căldură. Deși obiectivul constă în utilizarea unor materiale cu emitanță scăzută, acestea au și un coeficient de absorbție solară scăzut. De aceea, pentru acoperirea receptorului se utilizează pelicule selective, dintr-o clasă de materiale care au valori scăzute ale emitanței la temperaturi relativ scăzute ale suprafeței, însă care au valori ridicate ale coeficienților de absorbție.
- $k$  este constanta lui Boltzmann ( $5,6696 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ).

Randamentul total al unui sistem care convertește energia solară în energie electrică este produsul dintre randamentul colectorului solar și randamentul motorului. Dacă se consideră că temperatura de funcționare a motorului este egală cu temperatura receptorului, se poate determina din produsul ecuațiilor 2.3.6 și 2.3.8 temperatura optimă la care sistemul colector/motor funcționează cu randament maxim. Se fac următoarele notații pentru termenii care cuantifică pierderile de căldură din ecuația 2.3.8:

$$C_r = \frac{\varepsilon_t \cdot k \cdot (T_r^4 - T_{med}^4)}{RC_g \cdot G_n}$$

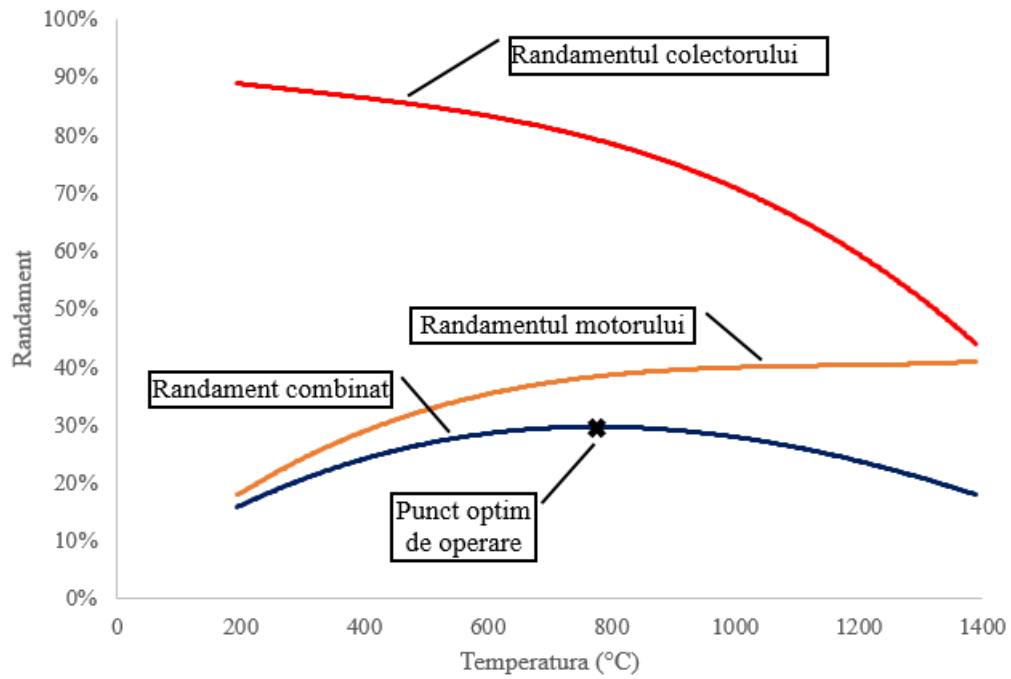
$$C_c = \frac{C_{pc} \cdot (T_c - T_{med})}{RC_g \cdot G_n}$$

Presupunând, ca ipoteză simplificatoare, că temperatura la ieșirea din motor este temperatura mediului ambiant, se poate scrie [38]:

$$4 \cdot C_r \cdot \left(\frac{T_{opt}}{T_{med}}\right)^5 - 3 \cdot C_r \cdot \left(\frac{T_{opt}}{T_{med}}\right)^4 + C_c \cdot \left(\frac{T_{opt}}{T_{med}}\right)^2 = \eta_{opt} + C_c + C_r \quad (2.3.9)$$

unde  $T_{opt}$  este temperatura optimă la care colectorul funcționează cu randament maxim. În exemplul din figura 2.23 [39] temperatura optimă de lucru a sistemului este de aproximativ 780°C. Se observă că o variație de 100°C în jurul acestui punct are ca efect o variație minimă a randamentului sistemului, de aproximativ 2%.

<sup>20</sup> Raportul dintre energia termică emisă de o suprafață și energia emisă de un corp negru la aceeași temperatură, în intervalul spectral 2,5-20 μm. Corpul negru este un corp ideal care absoarbe toată radiația incidentă și nu emite radiații în domeniul infraroșu (emitanța este 0).



**Fig. 2.23** – Randamentul sistemului colector solar – motor; raportul geometric de concentrare al colectorului este 1000

# Capitolul 3

## *Energia eoliană*

### 3.1 Resursa eoliană

Datorită încălzirii diferențiate de către soare a atmosferei terestre precum și ca urmare a forței Coriolis asociate cu mișcarea de rotație a Pământului, apar mișcări ample ale maselor de aer, ceea ce conduce la clasificarea energiei eoliene ca fiind o formă indirectă de energie solară. Se subînțelege deci că distribuția energiei eoliene este neuniformă de la o regiune la alta. Analizând deplasarea curenților de aer pe verticală, viteza curenților de aer crește gradual cu înălțimea, până când se stabilizează la o altitudine ce poate ajunge până la aproximativ 2000 m.

Datorită forțelor de frecare și a neuniformității geometrice a terenului și diverselor construcții, în apropierea suprafeței Pământului viteza scade semnificativ. Se ia în calcul factorul  $z_0$  de rugozitate a terenului, care reprezintă înălțimea teoretică până la care viteza vântului este zero. Tabelul 3.1 prezintă valori ale factorului de rugozitate pentru diverse tipuri de terenuri și construcții. De asemenea,  $z_0$  poate fi calculat direct dacă se efectuează simultan măsurători ale vitezei vântului la două înălțimi diferite și se aplică următoarea lege [40]:

$$\ln z_0 = \frac{v_1 \cdot \ln z_2 - v_2 \cdot \ln z_1}{v_1 - v_2} \quad (3.1.1)$$

unde  $v_1$  și  $v_2$  reprezintă vitezele măsurate ale vântului la înălțimile  $z_1$ , respectiv  $z_2$ .

Pentru valorificarea resursei eoliene, este de interes cunoașterea variației vitezei vântului până la o înălțime de maxim 150 m în raport cu suprafața terenului. Legea de variație a vitezei este definită de relația:

$$v_1 = v_2 \cdot \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^a \quad (3.1.2)$$

Constanta  $a$  este exponentul lui Hellman și depinde de stabilitatea aerului, tipul suprafeței terenului, perioada din zi și anotimpul, temperatura și rugozitatea suprafeței. Câteva exemple de valori ale exponentului lui Hellman sunt prezentate în tabelul 3.2. Valoarea acestuia se poate calcula cu următoarea relație logaritmică [41]:

$$a = 0.096 \cdot \ln z_0 + 0.016 \cdot (\ln z_0)^2 + 0.24 \quad (3.1.3)$$

Tabelul 3.1 – Valorile factorului de rugozitate pentru diverse tipuri de teren [42] [40]

Tipul terenului/construcțiilor	$z_0$ [m]
Suprafețe plane umede, turbării, suprafețe plane arctice	$10^{-5} - 3 \times 10^{-5}$
Suprafețe plane nisipoase sau înzăpezite	$2 \times 10^{-4} - 10^{-3}$ (tipic 0,051)
Suprafață oceanică liniștită	$2 - 3 \times 10^{-4}$
Iarbă cosită	0,001 – 0,01
Iarbă de înălțime mică	0,01 – 0,04 (tipic 0,032)
Teren agricol nelucrat (pârloagă)	0,02 – 0,03
Iarbă de înălțime mare, culturi agricole joase	0,04 – 0,105 (tipic 0,103)
Culturi agricole de înălțime mare, suprafețe cu arbuști	0,254
Teren împădurit	0,1 – 1 (tipic 0,505)
Teren cu construcții de mică înălțime, suburbii	1 – 2
Oraș	1 – 4

Tabelul 3.2 – Exemple de valori ale exponentului lui Hellman [43]

Locație și starea atmosferei	$a$
Atmosferă instabilă deasupra unei suprafețe de apă	0,06
Atmosferă neutră deasupra unei suprafețe de apă	0,10
Atmosferă instabilă deasupra unei zone plane de coastă	0,11
Atmosferă neutră deasupra unei zone plane de coastă	0,16
Condiții atmosferice constante deasupra unei suprafețe de apă	0,27
Atmosferă instabilă deasupra habitatelor umane	0,27
Atmosferă neutră deasupra habitatelor umane	0,34
Condiții atmosferice constante deasupra unei zone plane de coastă	0,40
Condiții atmosferice constante deasupra habitatelor umane	0,60

Puterea vântului este proporțională cu cubul vitezei acestuia. De exemplu, puterea disponibilă pentru o viteză de 10 m/s este de opt ori mai mare decât pentru o viteză de 5 m/s. Pentru a calcula

puterea dezvoltată de o turbină eoliană, se pornește de la ecuația energiei cinetice  $E_c$  a masei de aer  $m$  care se deplasează cu viteza  $v$ :

$$E_c = \frac{mv^2}{2} = \frac{\rho V v^2}{2} \quad (3.1.4)$$

Masa  $m$  a fost exprimată ca produsul densității  $\rho$  și al volumului  $V$  de aer. Pentru a determina volumul, se ia în considerare aria  $A$  acoperită de rotorul turbinei eoliene, perpendiculară pe direcția curgerii aerului. Pentru o turbină cu ax orizontal care are diametrul rotorului  $D$ , aria este

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (3.1.5)$$

iar volumul de aer care traversează rotorul în timpul  $t$  este

$$V = A \cdot v \cdot t = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v \cdot t \quad (3.1.6)$$

Ecuția 3.1.4 devine

$$E_c = \frac{\rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot t}{8} \quad (3.1.7)$$

Energia utilă  $E_u$  pe care o turbină o recuperează din energia vântului și o convertește în energie electrică se calculează ca fiind:

$$E_u = E_i - E_e - E_f \quad (3.1.8)$$

În ecuația 3.1.8,  $E_i$  și  $E_e$  reprezintă energia masei de aer înainte, respectiv după ce a interacționat cu turbina, iar  $E_f$  este energia pierdută prin frecare în transmisia turbinei și în generator. În literatura de specialitate se obișnuiește ca energia utilă să fie exprimată în raport cu  $E_i$  și cu randamentul turbinei cuantificat prin coeficientul aerodinamic de putere al acesteia  $C_p$ :

$$E_u = E_i \cdot C_p = \frac{\rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot t}{8} \cdot C_p \quad (3.1.9)$$

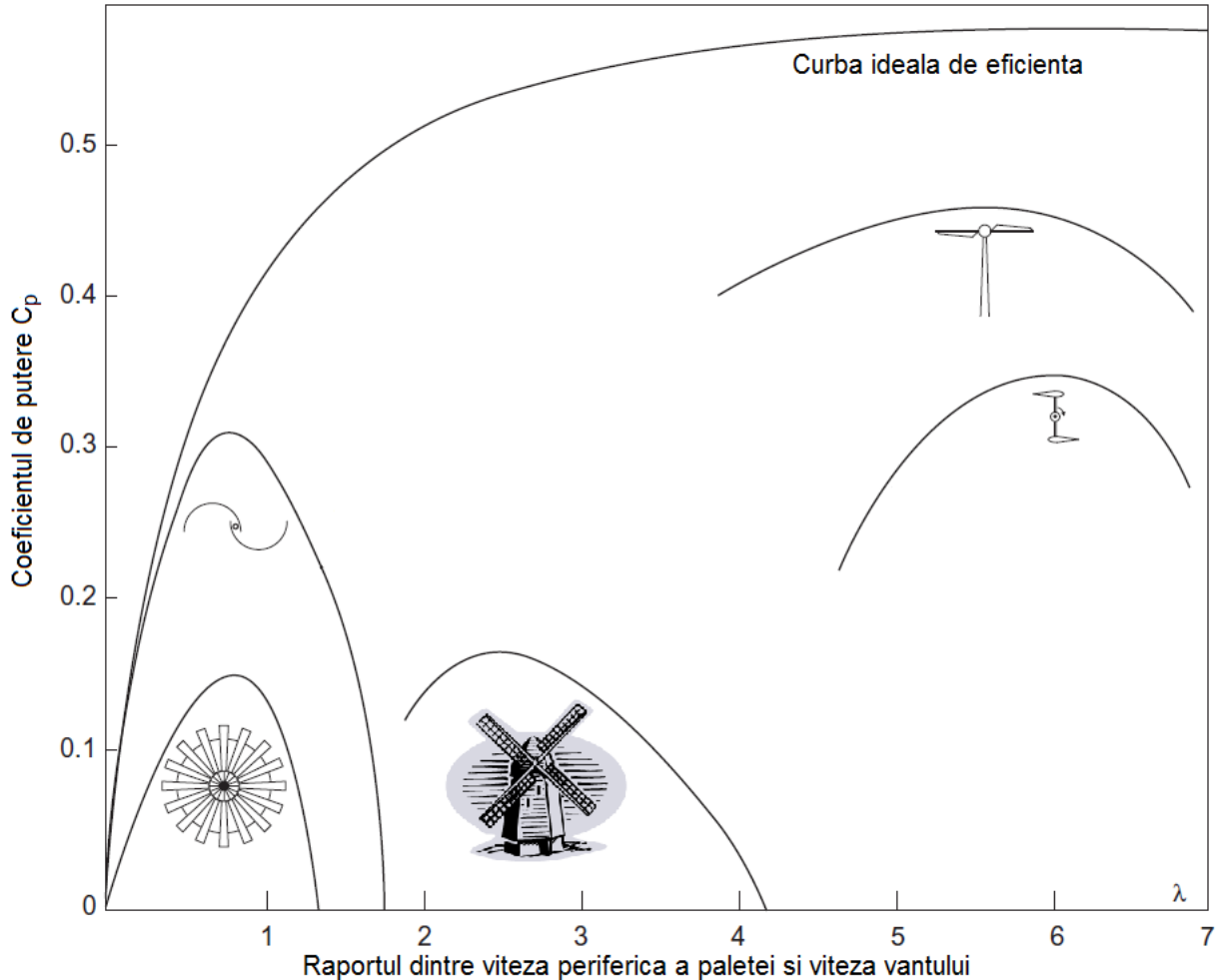
sau, ținând cont de faptul că puterea este energia livrată în unitatea de timp, rezultă relația de calcul a puterii turbinei:

$$P = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot C_p \quad (3.1.10)$$

Relația anterioară este valabilă pentru turbinele cu ax orizontal. Generalizând pentru orice tip de turbină al cărei rotor acopera aria  $A$ , aceasta devine:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot C_p \quad (3.1.11)$$

Chiar și în situația în care nu ar exista pierderi prin frecare, randamentul maxim al unei turbine nu ar putea depăși valoarea 59,3%, deci un coeficientul  $C_p$  de maxim 0,593. Această limită a fost calculată de Albert Betz în baza principiilor de conservare a energiei și publicată în 1920. Turbinele moderne de mare capacitate ating randamente de 40 – 45%. În figura 3.1 se observă variația coeficientului de putere  $C_p$  al diferitelor tipuri de turbine eoliene în funcție de raportul dintre viteza periferică a paletelor și viteza vântului.



**Fig. 3.1** – Variația coeficientului  $C_p$  cu raportul dintre viteza periferică a paletelor și viteza vântului, pentru diferite tipuri de turbine eoliene

Din relațiile 3.1.10 și 3.1.11 se observă că puterea dezvoltată de turbina eoliană este proporțională cu puterea a treia a vitezei vântului, cu pătratul diametrului rotorului și cu densitatea aerului. Aceasta din urmă depinde de altitudine, temperatură, umiditate și de coordonatele zonei geografice (latitudine și longitudine).

În majoritatea cazurilor generatorul antrenat de turbina eoliană începe să producă energie electrică atunci când puterea vântului depășește puterea necesară învingerii forțelor de frecare din transmisie și pierderile prin frecarea dintre curenții de aer și paletele turbinei. Viteza vântului la care turbina atinge puterea nominală este numită viteză nominală. La viteze ale vântului care pun în pericol integritatea structurală a turbinei datorită forțelor centrifuge, rotorul este amplasat pe o



direcție care diferă de direcția vântului iar generatorul este oprit. În cazul turbinelor cu generatoare sincrone, pentru a extrage maximum de putere și pentru viteze ale vântului mai mari decât viteza nominală, se controlează valoarea coeficientului de putere  $C_p$  prin rotirea paletelor sau a vârfulor lor în jurul axei longitudinale, modificând astfel unghiul de atac al paletei. Figura 3.2 arată variația coeficientului  $C_p$  în funcție de raportul  $\lambda$  dintre viteza periferică a paletei și viteza vântului, pentru unghiuri de atac de până la  $15^\circ$ . Cantitatea de energie pe care rotorul o poate extrage din energia vântului depinde de turație. Dacă aceasta este prea mică, o parte din masa de aer în mișcare va trece printre palete fără a le influența, iar dacă turația este prea mare turbulențele create de o paletă vor interacționa cu paleta următoare influențându-i negativ funcționarea. Turația optimă este definită în general de raportul  $\lambda$  dintre viteza periferică a paletei  $v_p$  și viteza vântului  $v_v$ :

$$\lambda = \frac{v_p}{v_v} \quad (3.1.12)$$

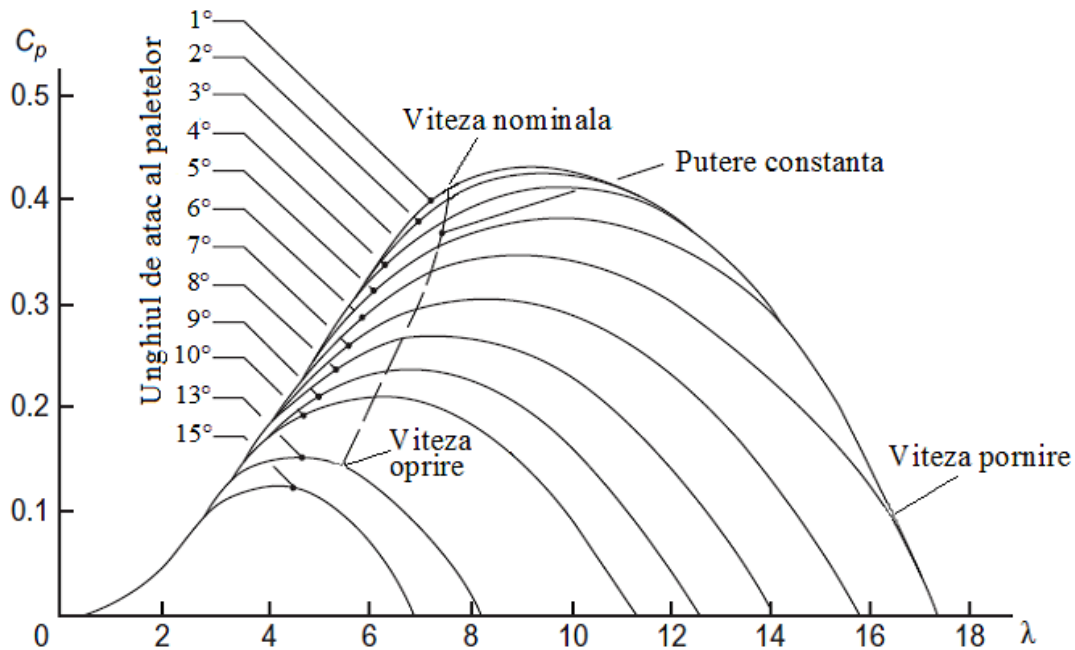
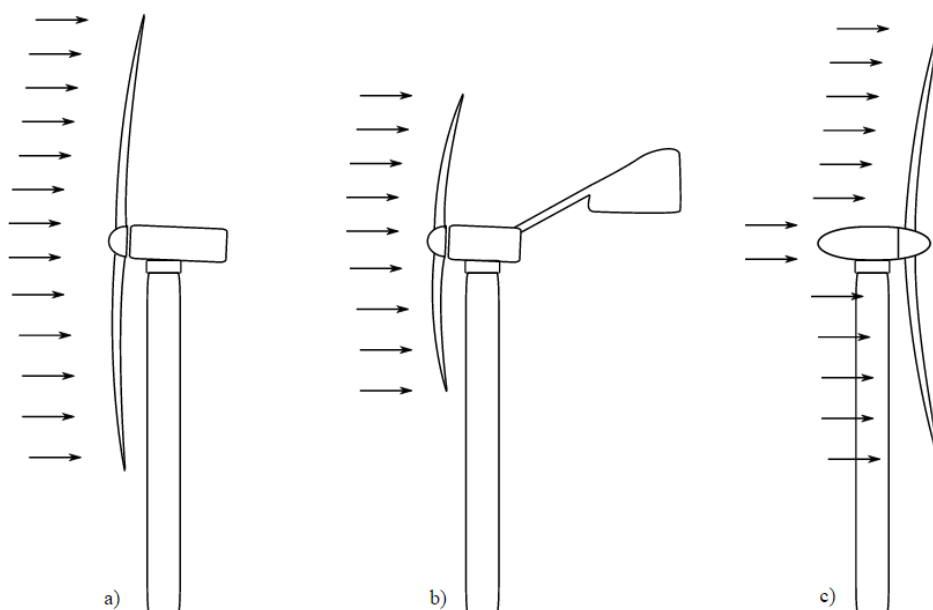


Fig. 3.2 – Variația coeficientului  $C_p$  cu raportul dintre viteza periferică a paletei și viteza vântului pentru diferite unghiuri de atac (adaptare după [44])

### 3.2 Construcția și funcționarea turbinelor eoliene

Indiferent de categoria din care fac parte, în construcția sistemelor de conversie a energiei eoliene în energie electrică intră rotorul cu palete, multiplicatorul de turație (acesta nu este necesar la unele modele de turbine de putere mică), frâna și generatorul. La turbinele cu ax orizontal este de asemenea necesar un sistem de orientare a rotorului pe direcția vântului.

În funcție de orientarea axei rotorului, turbinele pot fi cu ax orizontal și cu ax vertical. Modelele cu ax orizontal sunt cele mai răspândite, la rândul lor clasificându-se după amplasarea sistemului în raport cu vântul, în (v. figura 3.3):



**Fig. 3.3** – (a) amplasare în amonte, cu sistem activ de orientare; (b) amplasare în amonte, cu sistem pasiv de orientare; (c) amplasare în aval<sup>21</sup>

- Sisteme cu amplasare în amonte, când primul contact cu vântul îl iau paletelile rotorului. Este necesar ca rigiditatea paletelilor să fie mai mare pentru a evita contactul cu turnul prin încovoierie sub acțiunea curenților de aer. De asemenea, se impune existența unui sistem de orientare după direcția vântului.
- Sisteme cu amplasare în aval, când turnul și nacela au primul contact cu vântul, după care rotorul cu palete. Spre deosebire de modelele cu amplasare în amonte, flexibilitatea paletelilor poate fi mai mare și nu este necesar sistemul de orientare întrucât ansamblul nacelă-rotor se auto-orientează. Aceste avantaje se traduc printr-o valoare mai mică a investiției inițiale. Pe de altă parte însă, datorită turbulențelor și pierderilor de viteză a vântului la interacțiunea cu nacela și turnul, aceste sisteme au un randament mai scăzut. De asemenea, atât turbulențele cât și pierderile de presiune din spatele turnului conduc la variații bruște și periodice ale solicitărilor în palete, acestea necesitând o rezistență sporită la oboseală.

Componentele unei turbine eoliene sunt puse în evidență în figura 3.4. Paletelile turbinei pot fi confecționate din fibră de sticlă, lemn, oțel, aluminiu sau titan și sunt în număr de maxim patru, existând și un model cu o singură paletă și o contragreutate în locul paletelii pereche. Această soluție aparte oferă avantajul unui preț mai scăzut. Totuși, între versiunile comerciale, cea mai ieftină este cea cu două palete însă, la fel ca și modelul cu o paletă, nivelul lor de zgomot este mai ridicat. Rotoarele cu patru palete sunt bine echilibrate însă au o masă mare și o eficiență raportată la cost mai scăzută [45]. De asemenea, datorită numărului par de palete, construcția manifestă probleme de stabilitate la fiecare rotație atunci când paleta superioară se află în poziție verticală

<sup>21</sup> Sursa: <http://en.wikipedia.org/wiki/File:Wind.turbine.yaw.system.configurations.svg>

superioară, datorită faptului că dezvoltă putere maximă în timp ce paleta inferioară se află în umbra turnului de susținere. Figura 3.6 arată o diferență considerabilă a valorii factorului de putere între rotoarele cu o paletă și cele cu două palete, creșterile fiind însă nesemnificative în raport cu investiția inițială pentru un număr de palete mai mare de trei. Soluția de compromis utilizată în prezent pe scară largă este rotorul cu trei palete. Pentru acest tip de rotor parametrul  $\lambda$  are valori optime cuprinse între 6 și 7, ceea ce arată că turația optimă a turbinei variaza cu viteza vântului.

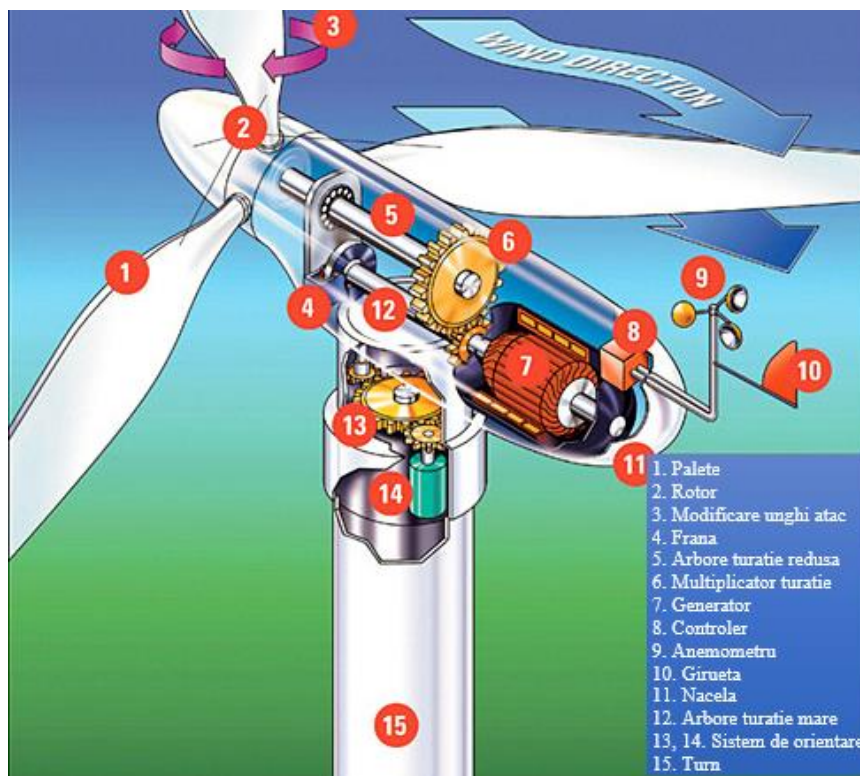


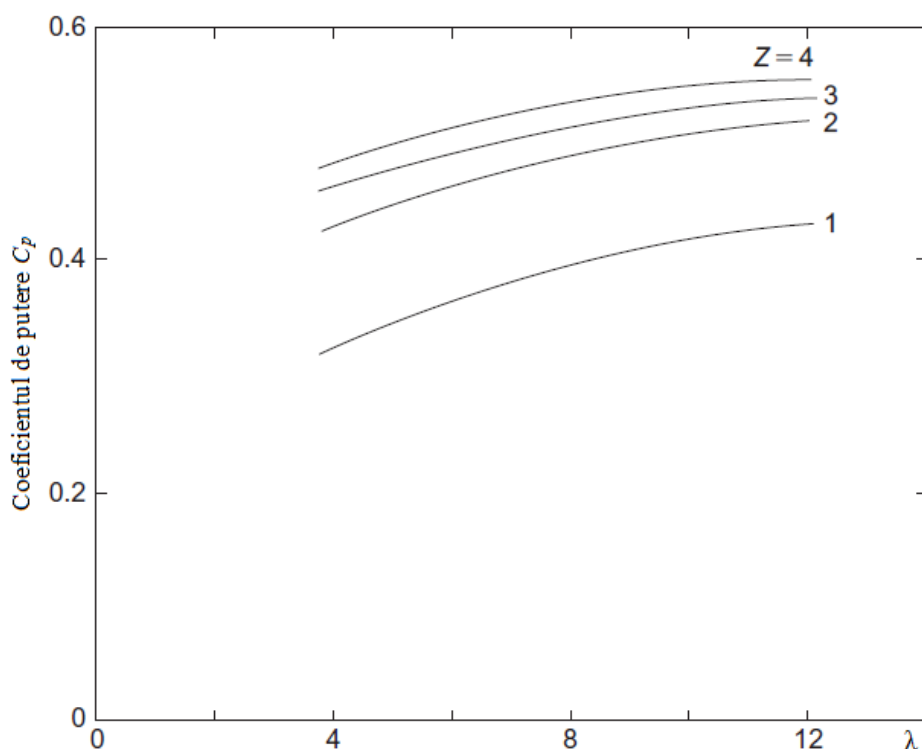
Fig. 3.4 – Elementele componente ale unui sistem de conversie a energiei eoliene<sup>22</sup>



Fig. 3.5 – Paleta de 62 m, pentru o turbină cu ax orizontal<sup>23</sup>

<sup>22</sup> Imagine prelucrată. Sursa: <http://www.alternative-energy-news.info/technology/wind-power/wind-turbines/>

<sup>23</sup> Sursa: <http://www.renewableenergyfocus.com/view/11816/transporting-62-m-wind-turbine-blades/>



**Fig. 3.6** – Variația coeficientului de putere ( $C_p$ ) cu numărul paletelor rotorului ( $z$ ) și raportul  $\lambda$  [46]

Butucul rotorului poate fi rigid sau cu o ușoară “bătaie” radială care permite eliberarea unei părți din solicitările structurale transmise de palete. Turațiile la care ajung rotoarele turbinelor moderne de mare capacitate sunt cuprinse între 5 și 20 rot/min. În același timp, generatoarele funcționează la 800-3000 rot/min, ceea ce impune existența unei transmisii între generator și rotor care să multiplice turația acestuia din urmă. Transmisiiile sunt supuse unor solicitări mecanice cu variații și frecvențe mari datorită momentului rezistent variabil opus de generator, în tendința acestuia de a-și sincroniza permanent turația cu frecvența fixă la care trebuie să livreze energie electrică, în condiții de fluctuații ale vitezei vântului. Este deci necesară o construcție robustă, care trebuie ridicată la înălțimea nacelei în cazul turbinelor cu ax orizontal și care necesită o întreținere permanentă. Datorită problemelor ridicate de investiția inițială și de costurile de întreținere, devin din ce în ce mai populare soluțiile cu conectare directă la generator sau cu generatoare cu funcționare la turație variabilă. Această din urmă variantă reduce semnificativ solicitările mecanice asupra transmisiei și crește randamentul global al întregului sistem. Generatoarele antrenate direct de la rotor elimină transmisia, însă au dimensiuni și mase semnificativ mai mari decât generatoarele cu antrenare prin intermediul transmisiei, ceea ce le face dificil de utilizat în special în construcția turbinelor de mare capacitate (figura 3.7).

Turbinele moderne cu injectarea energiei direct în rețea necesită sincronizare cu frecvența rețelei. În trecut, soluția constă în utilizarea generatoarelor asincrone, însă controlul turației acestora contribuia la destabilizarea rețelei, ceea ce a impus soluții de compensare reactivă pentru parcurile de turbine de mari dimensiuni. Utilizarea unui generator sincron convențional presupune o turație constantă a acestuia pentru a furniza energie la frecvența rețelei, ceea ce înseamnă că și rotorul



turbinei trebuie să aibă o rotație constantă. Se utilizează astfel doar parțial potențialul energetic al curenților de aer, care au viteze variabile în timp. O soluție care rezolvă parțial problema, implementată de unii producători, constă în utilizarea a două generatoare, fiecare cu câte o rotație nominală, pentru vânt cu viteză mică respectiv mare. Rămâne însă nerezolvată problema momentului rezistent variabil cu care generatorul acționează asupra transmisiei în încercarea de a-și menține constantă rotația. În prezent există două tipuri de generatoare pentru turbine eoliene care pot funcționa la rotații variabile: (1) cu conversie parțială, care permit variații ale rotației între 10 și 20%; (2) cu conversie totală, mai costisitoare din punct de vedere al prețului însă mult mai flexibile la variațiile vitezei vântului.



**Fig. 3.8** – Generator cu antrenare directă de la arborele rotorului; dimensiunea este de 10 ori mai mare decât a unui generator antrenat prin intermediul transmisiei [47]

Turnurile utilizate în prezent la turbinele de mare capacitate sunt în general din beton sau oțel și sunt fixate pe o fundație solidă, cu un diametru mai mare decât cel al turnului. Cea mai întâlnită soluție o constituie însă turnurile din secțiuni cilindrice metalice îmbinate între ele. Elementele în funcție de care se stabilește diametrul turnului sunt înălțimea turbinei și diametrul rotorului, ambele fiind influențate de capacitatea nominală a sistemului și de necesitatea de a ridica rotorul la o înălțime suficientă pentru a-l feri de turbulențele din apropierea solului și pentru a beneficia de viteze mai mari ale vântului. Pentru fiecare 10 m câștigați pe înălțime este posibilă o creștere a puterii cu până la 36% [48]. Din punct de vedere estetic, se consideră optimă varianta în care înălțimea turnului este egală cu diametrul rotorului.

Un aspect important luat în considerare în procesul de proiectare al turnului îl constituie frecvențele de rezonanță ale acestuia, care nu trebuie să se suprapună ca valoare cu turația rotorului. Acest fenomen este cu atât mai probabil cu cât înălțimea turnului este mai mare. De asemenea, turnul este supus la solicitări semnificative de încovoiere (figura 3.8) și torsiune generate de amplasarea unei mase mari (nacela și rotorul cu palete) la partea superioară și de forțele pe care le exercită vântul asupra rotorului. Variabilitatea acestor solicitări trebuie luată în considerare în procesul de proiectare atunci când se calculează rezistența la oboseală. Turnul servește și ca incintă pentru sistemele de comandă și control, pentru cablurile electrice și pentru liftul și scările de acces ale personalului de întreținere la nacelă.



**Fig. 3.8** – Depășirea limitei la încovoiere a turnului unei turbine eoliene din districtul Lincoln (USA), în condiții de furtună<sup>24</sup>

Pentru o orientare precisă pe direcția vântului a turbinelor cu ax orizontal, sistemele active de orientare sunt comandate de un controler. În general se utilizează motoare pas-cu-pas (elementul 14 din figura 3.4) sau motoare hidraulice (v. figura alaturată<sup>25</sup>). Aceste sisteme contribuie de asemenea la împiedicarea răsucirii cablurilor electrice care pornesc din nacelă, prin



<sup>24</sup> Sursa: [http://www.wind-watch.org/news/wp-content/uploads/2011/07/20110706\\_windturbine2\\_33.jpg](http://www.wind-watch.org/news/wp-content/uploads/2011/07/20110706_windturbine2_33.jpg)

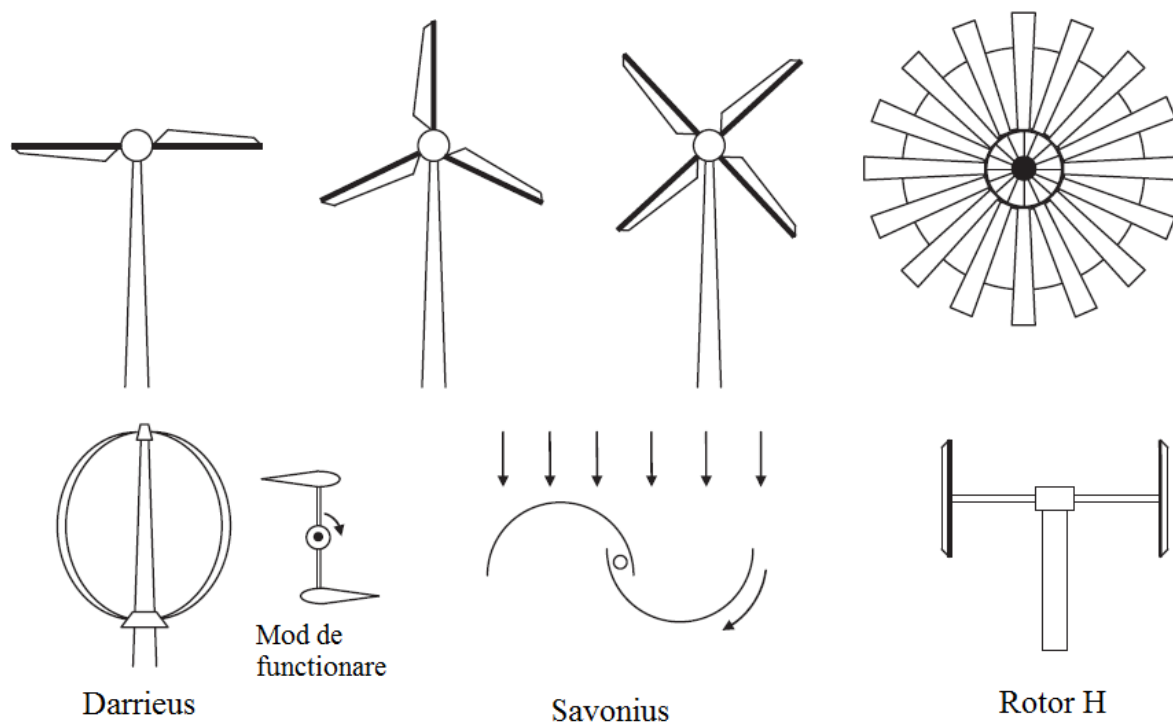
<sup>25</sup> Sursa: [http://www.boschrexroth-](http://www.boschrexroth-us.com/country_units/america/united_states/sub_websites/brus_brh_i/en/industries_sm/wind_energy/hydrauli)

[c\\_control\\_technology/wind\\_tracking/index.jsp;jsessionid=bca1gF4tK28e64Y2pidFs](http://www.boschrexroth-us.com/country_units/america/united_states/sub_websites/brus_brh_i/en/industries_sm/wind_energy/hydrauli_c_control_technology/wind_tracking/index.jsp;jsessionid=bca1gF4tK28e64Y2pidFs)

alternarea direcției în care este rotită nacela, spre deosebire de sistemele pasive, cu auto-orientare, care nu au capacitatea de a înregistra numărul și sensul rotirilor.

### 3.3 Tipuri de turbine eoliene

În randurile anterioare au fost prezentate deja principalele caracteristici constructive în funcție de care sunt clasificate turbinele eoliene: orientarea axei de rotație, amplasarea rotorului în raport cu turnul de susținere și direcția vântului, posibilitatea reglării unghiului de atac, tipul de generator electric utilizat. Paragraful curent va trece în revista aspecte legate de conceptul principal care stă la baza clasificării turbinelor, respectiv orientarea axei rotorului. Din acest punct de vedere, figura 3.9 prezintă cele mai răspândite concepte existente la ora actuală.



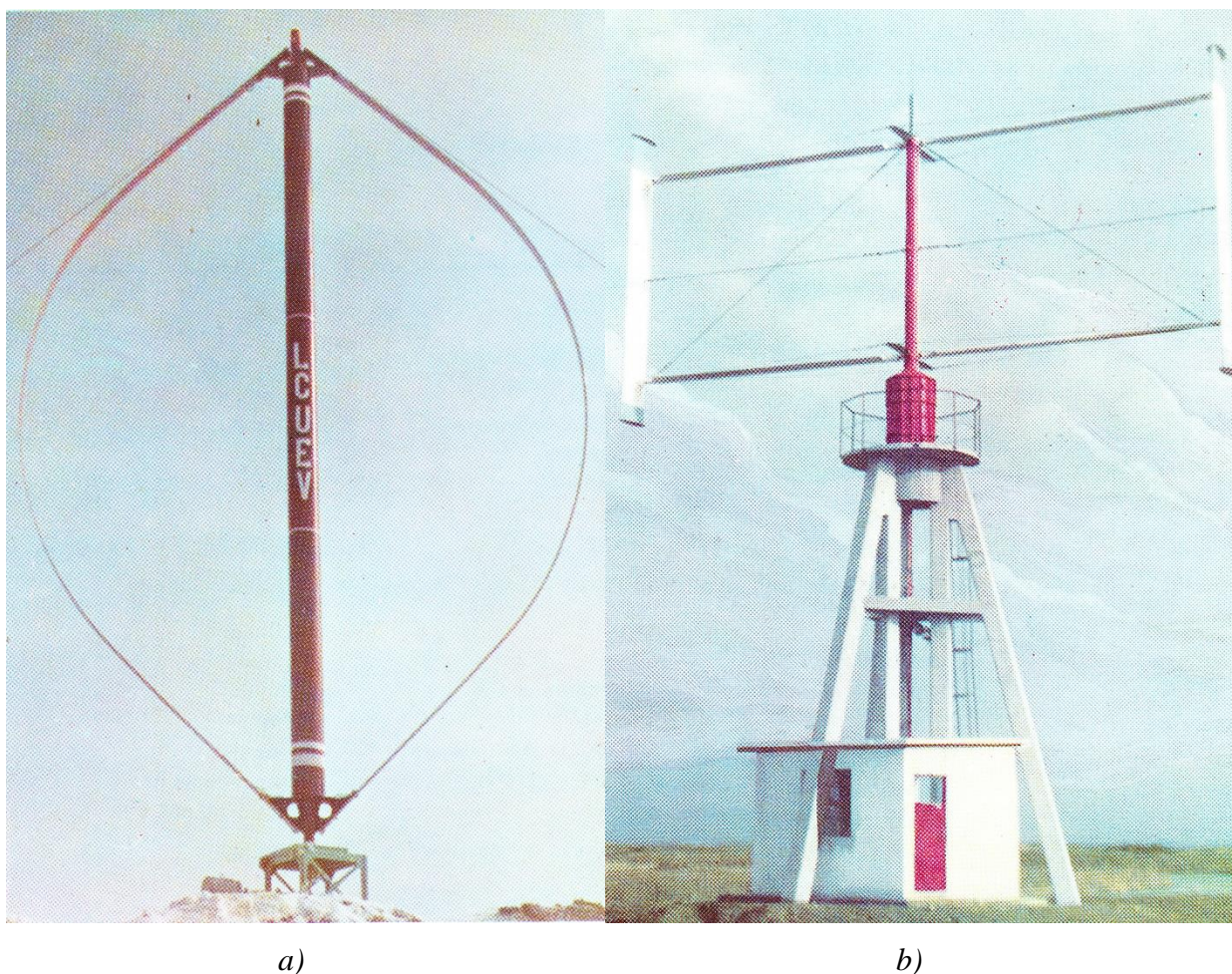
**Fig. 3.9** – Tipuri de turbine eoliene, după orientarea axei rotorului: rândul superior – cu ax orizontal; rândul inferior – cu ax vertical (adaptare după [42])

#### **3.3.1 TURBINE CU AX VERTICAL**

Construcția turbinelor din această categorie este mai simplă, având în vedere faptul că atât transmisia cât și generatorul pot fi amplasate la nivelul solului. De asemenea majoritatea variantelor constructive presupun amplasarea unui rulment de susținere a rotorului la nivelul solului. Aceste caracteristici se reflectă într-o întreținere mai ușoară în comparație cu turbinele cu ax orizontal. Un alt avantaj constă în faptul că nu este necesar un sistem de orientare în vânt, întrucât funcționează indiferent de direcția acestuia, ceea ce le recomandă utilizării în zone cu variații frecvente ale direcției vântului.



**Turbina Darrieus**, inventată de inginerul francez Georges Darrieus în 1931, este caracterizată de paletele de forma literei C, care au capetele prinse de ax la partea superioară și inferioară a acestuia (figura 3.10 a). Ca variante ale acestui concept pot fi întâlnite turbine cu rotor în H cu paletele dispuse vertical (turbinele Gyromill), drepte (figura 3.10 b) sau elicoidale (cicloturbină - figura alăturată). Versiunile constructive includ două, trei sau patru palete, uniformitatea în funcționare crescând cu numărul acestora. Un avantaj propriu acestor turbine constă în faptul că viteza periferică a paletelor este mai mare decât viteza vântului, chiar comparativ cu turbinele cu ax orizontal, ceea ce le face adecvate aplicațiilor de generare a energiei electrice.



**Fig. 3.10** – (a) Turbina eoliană TEV 100, produsă de ICPITMUA Brașov: putere nominală - 100 kW; viteză nominală a vântului – 11... 13 m/s; profil paletă – NACA 0015<sup>26</sup>;  $C_p$  maxim – 0,38; (b) Turbina eoliană TEV 20, produsă de ICPITMUA Brașov: putere nominală - 20 kW; profil paletă – NACA 0012; viteză nominală a vântului – 11 m/s;  $C_p$  maxim – 0,31

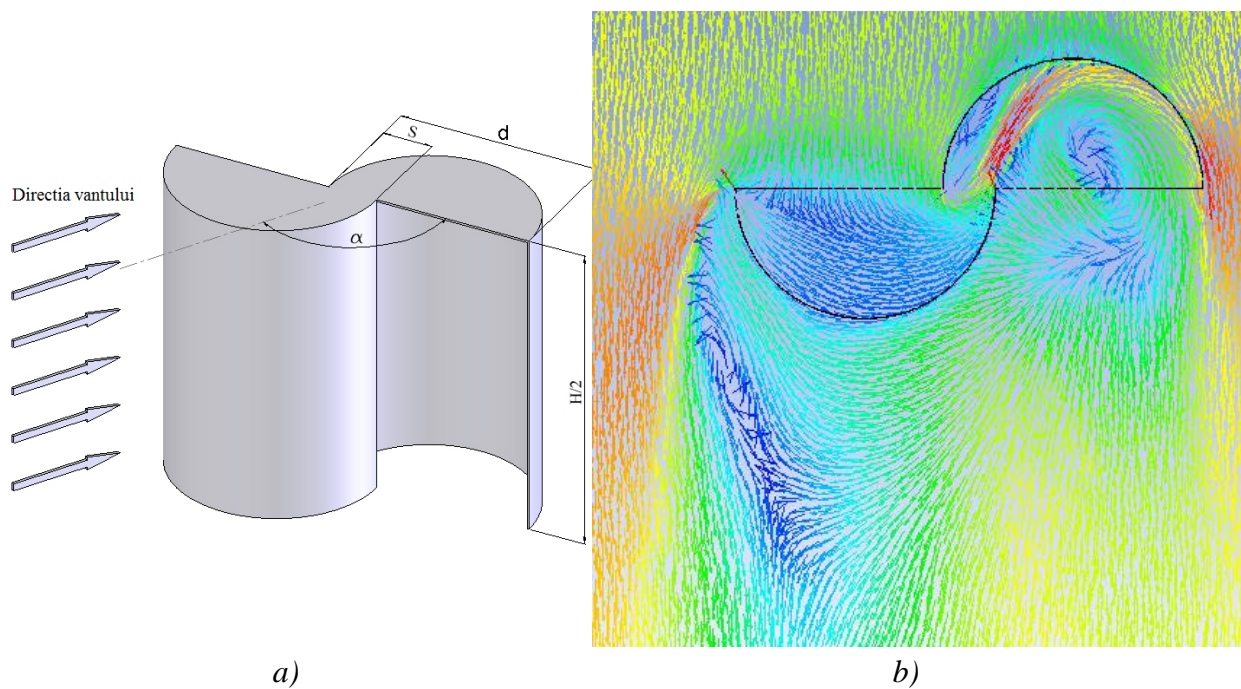
<sup>26</sup> Prospect prezentare realizari ICPITMUA – Sector Brasov



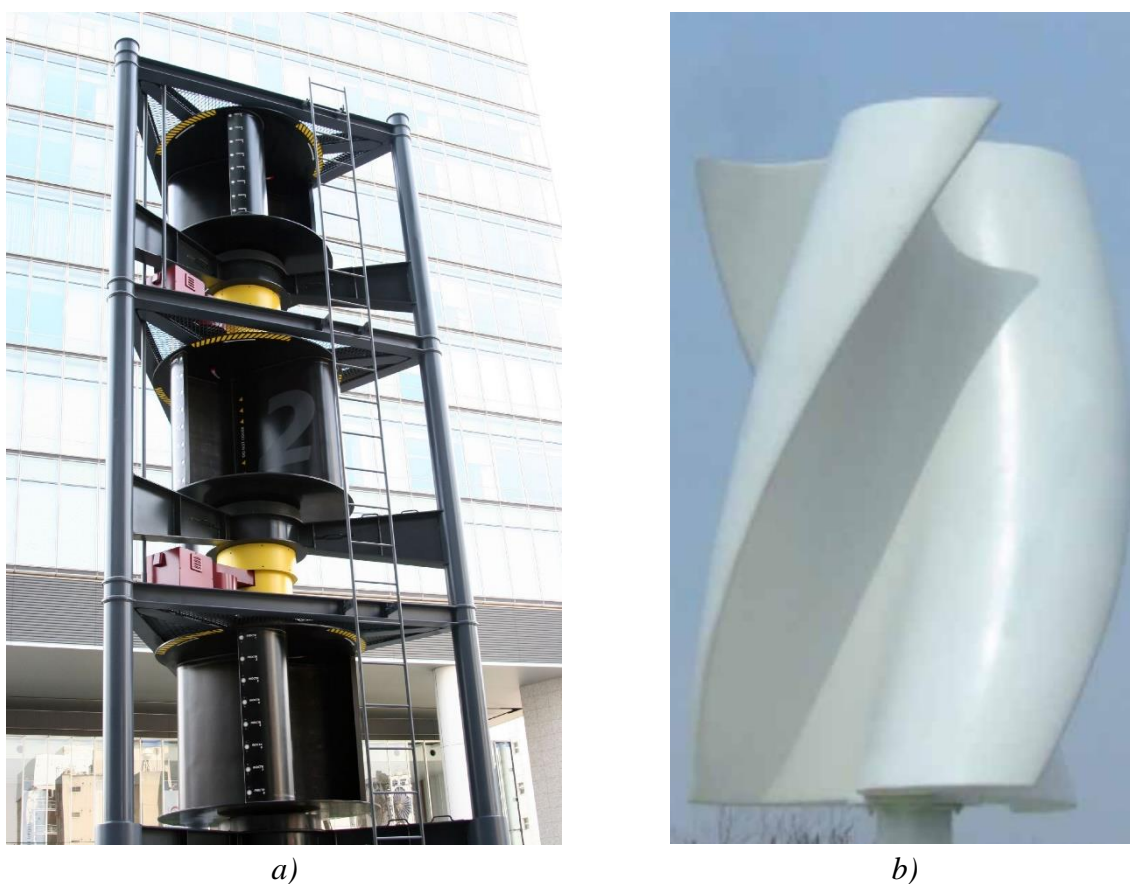
Turbinele Darrieus prezintă însă și unele dezavantaje care le-au limitat aplicabilitatea practică:

- Fluctuații semnificative ale cuplului motor la fiecare rotație, datorită faptului că paletele din aval (opuse direcției din care bate vântul) vor fi influențate de turbulențele create de paletele aflate în amonte și de turnul de susținere. Prin urmare, asupra lor se exercită forțe de torsiune cu un caracter asimetric și eratic, care sunt transmise și către turnul de susținere. Mai mult decât atât, partea inferioară a paletelor funcționează într-o zonă mai turbulentă, specifică proximității terenului, ceea ce are ca efect o distribuție inegală a încărcării paletelor pe lungimea lor. Însumate, toate aceste solicitări conduc la un fenomen accentuat de oboseală a întregii structuri.
- Coeficient de putere ceva mai mic decât cel al unei turbine similare cu ax orizontal;
- Capacitate limitată de reglare a turației la viteze mari ale vântului, majoritatea modelelor fiind prevăzute cu sisteme de frânare prin fricțiune. Unele modele sunt prevăzute însă cu frâne aerodinamice (voleți amplasați pe palete) cu declanșare automată atunci când turația depășește o anumită limită.
- Capacitate redusă de auto-pornire. De obicei este necesară utilizarea unei surse externe, cel mai adesea cu generatorul funcționând pe post de motor, până când rotorul turbinei atinge turația la care forțele aerodinamice care acționează asupra paletelor pot asigura funcționarea independentă a turbinei. O alternativă constructivă presupune montarea pe același ax atât a paletelor Darrieus cât și a unei turbine Savonius (v. mai jos), cunoscută pentru capacitatea de a intra în funcțiune la viteze scăzute ale vântului. Există însă și situații în care aceste turbine pornesc singure, fapt care a condus în unele cazuri la autodistrugerea sistemelor respective.

**Turbina Savonius** a fost inventată de inginerul finlandez Sigurd Johannes Savonius în 1922. Versiunea clasică are o construcție foarte simplă care constă în două jumătăți de cilindru dispuse în forma literei S, cu un spațiu de trecere a aerului între ele. În figura 3.11 *a* se observă principiul constructiv al acestor turbine și principalele dimensiuni, între care suprapunerea  $S$  dintre cei doi semicilindri și diametrul  $d$  al acestora, precum și unghiul de atac  $\alpha$ . Spre deosebire de celelalte tipuri, funcționarea turbinelor Savonius nu se bazează pe forța portantă care se manifestă asupra unui profil aerodinamic, ci pe forța rezistentă generată la deplasarea unui corp într-un curent de aer. Diferența de tracțiune dintre cei doi semicilindri orientați diferit față de direcția de deplasarea a aerului dă naștere unui cuplu motor, care însă variază semnificativ cu unghiul de atac, existând o poziție în care sistemul se află în echilibru (cuplu motor zero). De aceea, pentru a menține mișcarea de rotație, este necesară dispunerea a minim două etaje (figura 3.12 *a*) sau “spiralarea” semicilindrului (figura 3.12 *b*). Varianta din urmă are și avantajul unui cuplu motor uniform pe parcursul unei rotații. Are o eficiență scăzută, de doar 12-15%, surclasată însă de simplitatea constructivă, de valoarea ridicată a cuplului la pornire (pornesc singure), de caracterul omnidirecțional al funcționării și de faptul că se comportă bine în condiții de vânt turbulent. De asemenea, silențiozitatea, reziliența și rezistența la viteze mari ale vântului constituie avantaje suplimentare.



**Fig. 3.11** – (a) Principiul constructiv al turbinelor Savonius [49]; (b) simularea comportării fluxului de aer în jurul turbinei pentru  $\alpha = 90^\circ$  (orig.)



**Fig. 3.12** – (a) Turbina Savonius cu 3 etaje, fiecare cu câte 3 cupe<sup>27</sup>; (b) Uniformizarea cuplului turbinei Savonius prin spiralarea cupelor [44]

<sup>27</sup> Fotografie realizată de Toshihiro Oimatsu. Sursa: [http://en.wikipedia.org/wiki/Savonius\\_wind\\_turbine#mediaviewer/File:Savonius\\_wind\\_turbine.jpg](http://en.wikipedia.org/wiki/Savonius_wind_turbine#mediaviewer/File:Savonius_wind_turbine.jpg)

Datorită curbei de putere similare cu cea a pompelor de apă, turbinele Savonius sunt adecvate aplicațiilor de pompare a apei, dar pot fi utilizate și pentru producerea de energie electrică. Figura 3.13 prezintă o schemă de utilizare a turbinei TS1 cu puterea nominală de 1 kW la viteza nominală de 10 m/s și cu plaja de funcționare între 3 și 25 m/s, produsă de ICSITMUA Brasov.

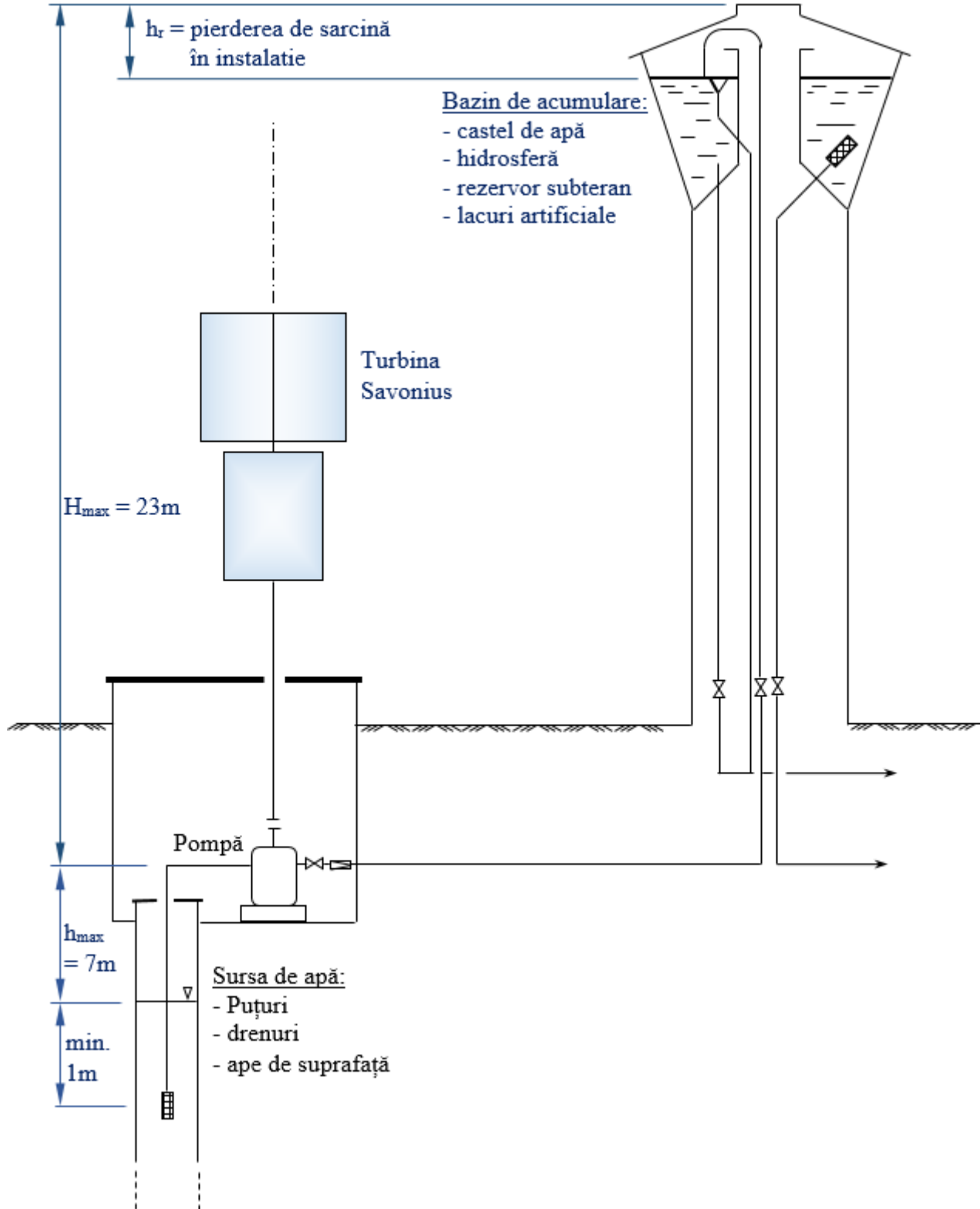


Fig. 3.13 – Utilizarea turbinei Savonius pentru pomparea apei (adaptare după [50])

### 3.3.2 TURBINE CU AX ORIZONTAL

Detalii constructive și funcționale privind turbinele cu ax orizontal au fost deja prezentate pe parcursul paragrafului 3.2. Rotorul, nacela cuprinzând transmisia și generatorul, precum și sistemul de orientare a turbinelor cu ax orizontal după direcția vântului, sunt amplasate la partea superioară a turnului de susținere (figura 3.4), ceea ce ridică gradul de complexitate al construcției și al procesului de mentenanță în raport cu turbinele cu ax vertical. Dezvoltă un cuplu redus la pornire iar viteza nominală a vântului se încadrează de obicei între 10 și 13 m/s. În ciuda acestor neajunsuri, datorită eficienței superioare modelelor cu ax vertical, acestea sunt predominante pe piața producției de energie electrică utilizând resursa eoliană, atingând capacități individuale de peste 3 MW și diametre ale rotorului ce pot depăși 100 m. Soluția cu ax orizontal este de asemenea preferată și pentru aplicații rezidențiale de câțiva kilowati. Indiferent de capacitatea nominală, din punct de vedere al amplasării în raport cu direcția vântului predomină turbinele cu rotorul dispus în amonte (figura 3.3).

Tabelul 3.3 prezintă în mod centralizat principalele avantaje și dezavantaje ale celor două tipuri de turbine.

Tabelul 3.3 – Avantajele și dezavantajele turbinelor cu ax orizontal și vertical

Caracteristica	Turbine cu ax orizontal	Turbine cu ax vertical
Viteza vântului la <b>pornire</b>	Turbinele cu ax vertical pornesc în general la viteze mai mici ale vântului decât turbinele tipice cu ax orizontal.	
<b>Eficiența</b>	Întrucât paletele sunt antrenate de vânt pe parcursul întregii rotații, au eficiență ridicată. Turnurile de susținere înalte plasează rotorul în zonele cu turbulență redusă și viteză mare a vântului. În anumite zone, pentru fiecare 10m câștigați în înălțime viteza vântului crește cu 20% iar eficiența turbinei cu 34%.	Paletele turbinelor cu ax vertical valorifică energia vântului doar pe o porțiune din traiectoria corespunzătoare unei rotații, pe cealaltă porțiune generând un cuplu rezistent care se opune cuplului motor util. Paletele sau porțiuni ale lor sunt amplasate la înălțimi mici (zone turbulente și cu viteze mici ale vântului). Pentru sporirea eficienței există proiecte prin care fluxul de aer este canalizat în zona rotorului.
<b>Amplasarea</b>	Trebuie amplasate în spații deschise, în care nu există alte structuri sau formațiuni înalte. Sunt preferate zonele în care direcția vântului și amplitudinea vitezei acestuia sunt relativ constante pe parcursul anului.	Fiind amplasate la înălțimi reduse, turbinele de mica putere pot valorifica spațiile libere de pe acoperișuri, dealuri, pasaje și alte locații care canalizează vântul sporindu-i viteza. În caz contrar trebuie amplasate în spații deschise, în care nu există alte structuri sau formațiuni înalte.
<b>Elemente tehnice</b>	Amplasarea rotorului în aval în raport cu direcția vântului induce solicitări în oboseală în palete datorită	Nu necesită mecanism de orientare. Generatorul și transmisia sunt amplasate la nivelul solului.

	turbulențelor și scăderii bruște de presiune la trecerea prin dreptul turnului de susținere. Necesită mecanism de orientare a rotorului.	
<b>Instalarea</b>	În cazul turbinelor de mare putere este necesară construirea/ridicarea unui turn masiv, urmată de ridicarea și montarea la partea superioară a acestuia a rotorului cu palete și a nacelei cuprinzând transmisia, generatorul și mecanismul de orientare.	Amplasarea generatorului și a transmisiei la nivelul solului simplifică montajul și întreținerea turbinei.

### 3.4 Probleme sociale și de mediu

Problemele sociale și de mediu sunt proprii parcurilor de turbine de mare capacitate distribuite pe suprafețe vaste, eventual aflate în apropierea zonelor populate sau protejate. În scurta istorie a acestor parcuri au fost raportate și analizate următoarele categorii de probleme: impactul vizual, zgomotul, impactul ecologic local, utilizarea terenului, efectele asupra semnalelor electromagnetice (semnale radio, TV, radar).

#### **3.4.1 IMPACTUL VIZUAL**

Locul de amplasare al turbinelor eoliene și mărimea acestora reprezintă un factor cheie în ceea ce privește acceptarea lor de către public în unele țări europene. În anii de început al dezvoltării parcurilor eoliene au existat numeroase proteste ale comunităților locale atunci când, în vecinătate, s-a încercat amplasarea de turbine eoliene. Acesta a fost unul dintre motivele pentru care s-au căutat cu precădere locuri de amplasare izolate și/sau care să nu afecteze vizual anumite peisaje naturale deosebite. De asemenea, sub același pretext s-a început dezvoltarea de parcuri eoliene offshore (în largul coastelor), dovedindu-se ulterior că în aceste zone există avantaje legate de uniformitatea, intensitatea și direcția vântului. Estetica acestor parcuri și impresia lăsată de rotoarele de mari dimensiuni în funcționare constituie în prezent un punct de atracție turistică. Mai mult decât atât, datorită factorului educativ cu privire la sursele regenerabile de energie propagat prin mijloacele media și datorită semnalelor permanente ale oamenilor de știință pe aceeași temă, un număr redus de turbine de vânt (de ex. până în 30) este perceput ca benefic de diversele comunități locale, cu condiția ca acestea să nu se afle prea aproape de zonele rezidențiale.

Există câțiva factori care influențează în sens pozitiv acceptul publicului. Cel mai important este proprietatea parțială sau chiar totală asupra sistemelor eoliene, cu efecte precum costuri mai reduse și/sau livrarea preferențială a energiei pe plan local. Un alt aspect care trebuie luat în considerare constă în colaborarea reală dintre constructori și liderii comunităților în faza de inițiere și planificare a parcului eolian.

### **3.4.2 ZGOMOTUL**

În procesul de proiectare al paletelor turbinelor, nivelul zgomotului produs în timpul funcționării este totdeauna luat în considerare, încercându-se minimizarea lui. De-a lungul timpului au fost raportate efecte datorate zgomotului funcționării turbinelor, precum amețeala, anxietatea, durerile de cap și întreruperi ale somnului. În acest scop, unele țări au luat măsuri. De exemplu, în Ontario, Canada nivelul de zgomot produs la o distanță de 30 m de locuințe sau de spațiile de campare nu trebuie să depășească 40 dB. Alte țări au stabilit distanțe minime între turbine și zonele locuite, distanța tipică fiind de doi km.

S-a constatat ca zgomotul dominant, caracteristic funcționării turbinelor, este continuu și are frecvențe de peste 100 Hz, datorându-se în principal interacțiunii paletelor cu turbulențele atmosferice. În cazul turbinelor cu rotor în aval este generat zgomot cu frecvențe de 20-100 Hz și impulsuri sonore, provocate la intrarea paletelor în zonele cu curgere deficitară a curentului de aer în dreptul turnului de susținere. La toate acestea se adaugă zgomotul de origine mecanică provocat de funcționarea transmisiei, generatorului, echipamentelor hidraulice și auxiliare etc.

Printre tehnicile și metodele de reducere a zgomotului cu frecvențe de peste 100 Hz se află reducerea vitezei la vârful paletei, valori mai mici ale unghiului de atac, amplasarea configurațiilor cu rotoare în amonte, implementarea soluțiilor cu funcționare la turații variabile ale rotorului, forme speciale pentru bordul de fugă (muchia din spatele paletei) și pentru vârful paletei. Zgomotul de natură mecanică poate fi redus prin optimizarea componentelor mecanice și a parametrilor de funcționare ai acestora, utilizarea deflectoarelor și izolarea fonică a nacelei, utilizarea amortizoarelor de vibrații [51].

### **3.4.3 EMISIILE DE GAZE DE SERĂ**

Întrucât nu există consum de combustibil pe parcursul funcționării turbinelor eoliene, nu pot fi asociate emisii de gaze de seră procesului de producție a energiei electrice. Cu toate acestea, amprenta de carbon poate fi asociată fabricației componentelor turbinelor și construcției acestora, pe parcursul cărora sunt utilizate și transportate materiale precum oțelul, cuprul, betonul, aluminiul, polimerii etc. Conform rapoartelor firmei Vestas, aceste emisii de gaze de seră sunt compensate după aproximativ nouă luni de funcționare a unei turbine de 2 MW în condiții de vânt cu intensitate scăzută, prin comparație cu o centrală standard pe bază de cărbune. Într-un studiu al Irish National Grid se raportează faptul că reducerile de CO<sub>2</sub> sunt cuprinse între 330 și 590 t pentru fiecare GWh de energie produsă de o turbină eoliană.

### **3.4.4 UTILIZAREA TERENULUI**

Necesarul de teren pentru fiecare megawatt al capacității unei turbine este de 0,1 km<sup>2</sup>, ceea ce înseamnă că un parc eolian de 1 GW poate ocupa o suprafață de 100 km<sup>2</sup>. Distanța dintre două turbine alăturate trebuie să fie suficient de mare pentru ca acestea să nu se influențeze reciproc prin turbulențele pe care le creează. Raportând suprafața respectivă la capacitate, rezultă ca se pot

obține 10 W pentru fiecare m<sup>2</sup> de teren, în ipoteza în care vântul bate permanent cu viteză constantă. Luând în considerare faptul că factorul de capacitate al turbinelor moderne este de 20-30%, capacitatea specifică se reduce la 2-3 W/m<sup>2</sup>. În zonele favorabile din punct de vedere al capacității eoliene puterea specifică totală a vântului este de aproximativ 500 W/m<sup>2</sup>. Deși la prima vedere terenul este impropriu utilizat întrucât turbinele eoliene valorifică doar 0,4-0,6% din această energie, trebuie luat în calcul și faptul că mai puțin de 1% din suprafața ocupată de parcul eolian este scoasă efectiv din uz prin construcția de fundații și drumuri de acces. Restul de 99% poate fi destinat altor activități generatoare de venituri, în general activități agricole cum ar fi pășunatul și înființarea de culturi. De asemenea, proprietarii de terenuri pot beneficia de chirii stabilite în funcție de numărul turbinelor și capacitatea acestora<sup>28</sup>. Trebuie avut în vedere însă că turbinele pot interfera cu anumite lucrări agricole, cum ar fi de exemplu tratamentele efectuate cu avioane și elicoptere utilitare, fiind stabilite distanțe limită până la care acestora le este permis să se apropie de turbine.

#### **3.4.5 EFECTE ASUPRA FAUNEI**

Încă de la apariția turbinelor eoliene de mare capacitate s-a manifestat îngrijorare cu privire la impactul pe care îl au asupra păsărilor. Cercetările au demonstrat faptul că rata de mortalitate a păsărilor este de aproximativ 0,4 pentru fiecare GWh de electricitate produsă, valoarea fiind de fapt comparabilă cu cele raportate pentru orice altă structură artificială cu dimensiuni similare. Cifra este neglijabilă în comparație cu rata de mortalitate cauzată de traficul auto, vânătoare, clădirile înalte și liniile de înaltă tensiune. Pe de altă parte s-a constatat că păsările preferă să evite spațiile ocupate de parcurile eoliene, ceea ce a condus la o scădere a populației acestora în zonele respective. Acest aspect a fost semnalat de diverse organizații de profil, recomandându-se evitarea înființării de parcuri eoliene în proximitatea ariilor importante pentru anumite specii cum ar fi: habitatele speciilor periclitate menționate în IUCN<sup>29</sup> Red List; traseele speciilor migratoare; habitatele preferate de populațiile de păsări; în apropierea elementelor geografice care atrag speciile de răpitori. Alte recomandări menționează evitarea amplasării turbinelor în configurații care ar putea favoriza creșterea ratei mortalității păsărilor, sau în zone care ar conduce la fragmentarea unor habitate de mari dimensiuni populate de orice tip de faună.

Ca urmare a acestor recomandări și a susținerii lor de către societățile de profil și de ONG-uri, au fost luate măsuri specifice inclusiv pentru parcurile eoliene existente la data elaborării regulilor mai sus menționate. De exemplu, parcul eolian Penascal Wind Power din Texas, amplasat pe traseul păsărilor migratoare, a implementat un sistem radar care are capacitatea de a detecta păsările de la o distanță de 6 km și care poate determina dacă există posibilitatea ca păsările să intre în zona de acțiune a palelor. În această eventualitate sistemul oprește automat turbinele și le repornește după ce condițiile de siguranță pentru păsări se restabilesc. Turbinele eoliene prezintă

<sup>28</sup> De exemplu, în Statele Unite chiria este de 3000 – 5000 \$/an pentru fiecare turbină, iar densitatea medie este de o turbină de mare capacitate la fiecare 12 ha.

<sup>29</sup> International Union for Conservation of Nature and Natural Resources

însă un pericol deosebit pentru speciile de lilieci. În cadrul unui studiu efectuat în 2004 în Statele Unite, numărul liliecilor uciși de cele 63 de turbine ale unui parc eolian într-o perioadă de șase săptămâni a fost de 2200. S-a recomandat ca turbinele eoliene să fie dotate cu emițătoare de microunde, care creează zone ce sunt evitate de lilieci ca urmare a faptului că undele emise interferează cu sistemul lor de orientare.



# Capitolul 4

---

## *Energia geotermală*

---

### 4.1 Noțiuni de bază

Energia geotermală este energia termică stocată în interiorul Pământului. Aceasta provine din două surse: energia primordială, datând din perioada formării planetei (aproximativ 20%) și energia generată prin descompunerea lentă a unor minerale radioactive (80%) precum uraniul, radiul, toriul și potasiul [52]. Intensitatea energiei termice crește cu adâncimea, gradientul mediu de temperatură în scoarța terestră fiind de aproximativ 17-30°C/km, iar miezul depășind 5000°C. Deși această resursă nu se reîmprospătează, este considerată sustenabilă datorită faptului că este nepoluantă iar energia se extrage în cantități nesemnificative în raport cu energia disponibilă [53].

Structura Pământului (figura 4.1) constă într-un nucleu solid de fier și nichel, un nucleu fluid extern acestuia cu temperaturi de circa 2900°C și un miez exterior acestuia din rocă topită numită magmă. Stratul următor poartă denumirea de manta, are o grosime de aproximativ 2900 km și este formată din magmă și rocă în stare solidă. Litosfera, sau scoarța terestră, reprezintă stratul exterior al Pământului și are o grosime care variază între 5 și 70 km, grosimile mai mici aflându-se în zonele oceanice (5 – 10 km).

Scoarța este divizată în plăci continentale care “plutesc” pe un strat vâscos de rocă semitopită, cu temperaturi cuprinse între 650°C și 1250°C. În zonele marginale ale acestor plăci, dar și în alte zone din interiorul plăcilor tectonice, magma se poate apropia de suprafața Pământului chiar și până la un km iar gradientul de temperatură poate atinge 100°C/km [54]. Roca și apa care pătrunde la aceste adâncimi prin fisurile din rocă, absorb căldura transmisă de magmă. În aceste condiții temperatura apei poate atinge 370°C [55], ulterior ea ajungând la suprafață sub formă de izvoare termale sau gheizere.

Se estimează că energia înmagazinată în primii 3 km ai scoarței este de  $4,3 \times 10^7$  EJ<sup>30</sup> (aproximativ  $12 \times 10^9$  TWh), ceea ce reprezintă de peste 10 000 ori consumul energetic global anual. Deși energia geotermală este mai mult decât suficientă pentru nevoile omenirii, doar o foarte mică parte este exploatabilă în condiții fezabile economic, datorită faptului că zonele accesibile în care magma se apropie de suprafața terestră sunt puține. În aceste locații procedura obișnuită de recuperare a energiei termice constă de obicei în efectuarea de foraje care ajung până la rezervoarele de apă fierbinte sau la vaporii din subteran, pomparea acestor resurse spre suprafață și utilizare lor pentru încălzire sau pentru a produce energie electrică.

Pentru o capacitate superioară de exploatare a acestei resurse nepoluante, sunt însă necesare foraje de mare adâncime, până la stratul de rocă fierbinte. Datorită costurilor foarte ridicate, acest mod de exploatare se află încă în fază experimentală. Un studiu publicat în 1999 estima că resursele geotermale descoperite până la acea dată aveau un potențial de producție a energiei electrice cuprins între 35 TW<sub>e</sub> și 73 TW<sub>e</sub> [56]. Consiliul Mondial al Energiei estimează că 8,3% din necesarul mondial de energie electrică ar putea fi produs exploitând resursele geotermale.

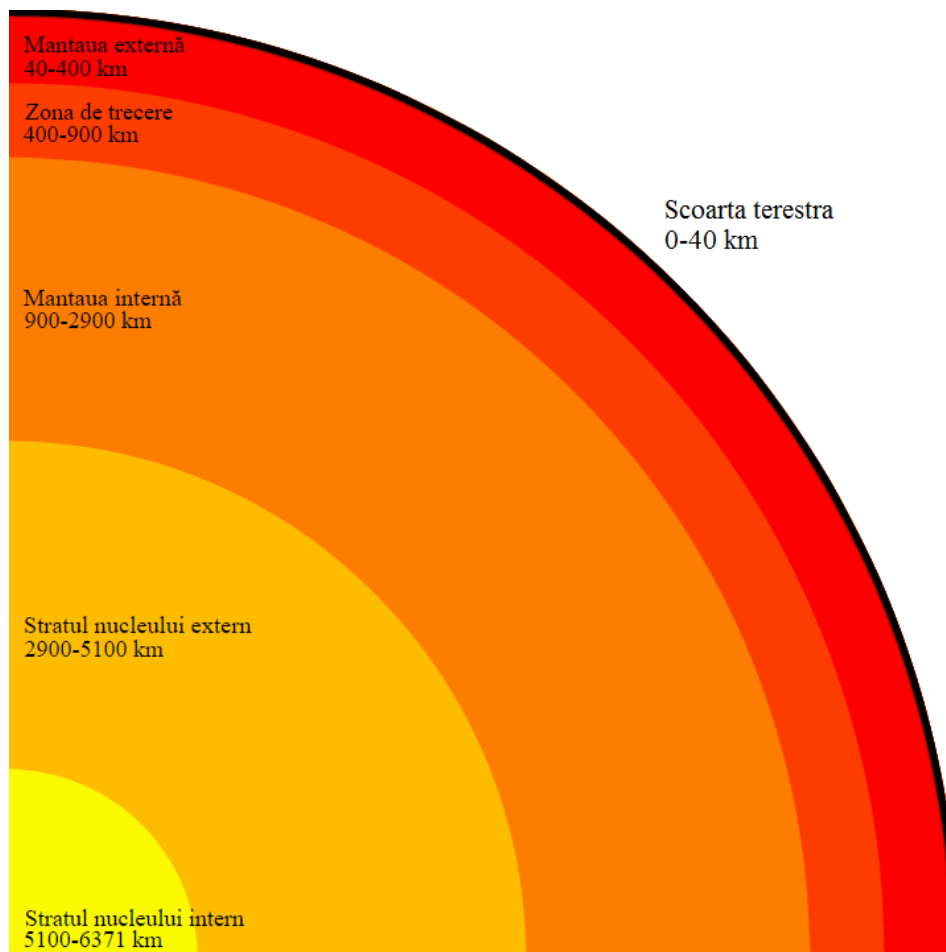


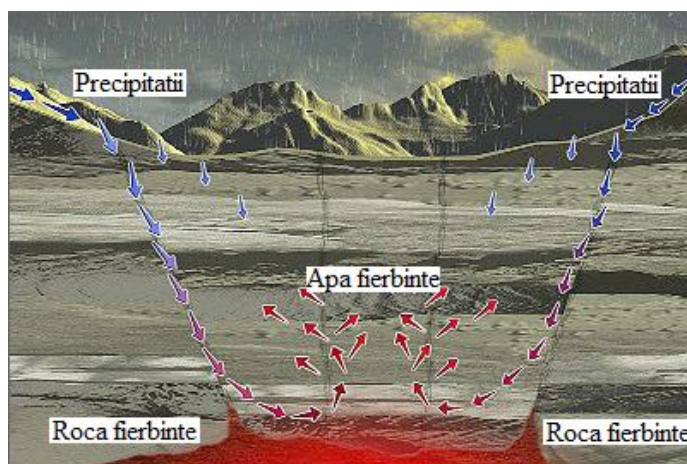
Fig. 4.1 – Structura Pământului<sup>31</sup>

<sup>30</sup> 1 EJ =  $10^{18}$  J

<sup>31</sup> Sursa: [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/d/d5/Aufbau\\_der\\_erde\\_schematisch\\_ro.svg](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/d/d5/Aufbau_der_erde_schematisch_ro.svg)

## 4.2 Sisteme geotermale

Sistemele geologice de rocă și apă fierbinte poartă denumirea de sisteme geotermale. Cele mai simplu de exploatat sunt **sistemele hidrotermale** (figura alăturată<sup>32</sup>), care reprezintă rezervoare subterane de apă fierbinte. Aceasta ajunge la suprafață pe cale naturală prin convecție, sau este blocată în subteran de straturi impermeabile de rocă, putând fi extrasă prin forarea de puțuri de acces.



Pentru ca un sistem hidrotermal să fie exploatabil comercial, este necesar ca temperatura pe care o livrează să fie suficient de ridicată, să conțină un volum suficient de apă fierbinte sau aburi și să poată asigura o productivitate adecvată din punct de vedere economic. În cazul majorității sistemelor, agentul termic este apa fierbinte. În condiții adecvate de presiune și temperatură apa poate coexista cu aburul. Sistemele sunt denumite “**cu dominanță de vapori**” și reprezintă varianta cea mai favorabilă pentru exploatare datorită faptului ca presiunea ridicată nu necesită energie pentru pomparea la suprafață a apei și/sau vaporilor (în cazuri rare câmpurile geotermale produc doar vapori). Rezervoarele aflate la peste 2 km adâncime produc apă cu temperaturi de 120-350°C, aceste valori făcându-le adecvate pentru producția de energie electrică.

O altă categorie constă în sisteme care conțin rezerve de apă cu temperaturi nu foarte ridicate (de cele mai multe ori sub 150°C), dar la presiuni ale căror valori depășesc presiunea hidrostatică corespunzătoare adâncimii la care se află rezervorul – de obicei în jur de 100 m. Datorită acestor presiuni apa poate conține metan dizolvat. Metodele de exploatare combină energia mecanică disponibilă datorită presiunii ridicate, energia termică a apei și energia chimică a metanului. Deși această resursă poate fi utilizată pentru producția de energie electrică, aplicația principală o constituie de obicei încălzirea.

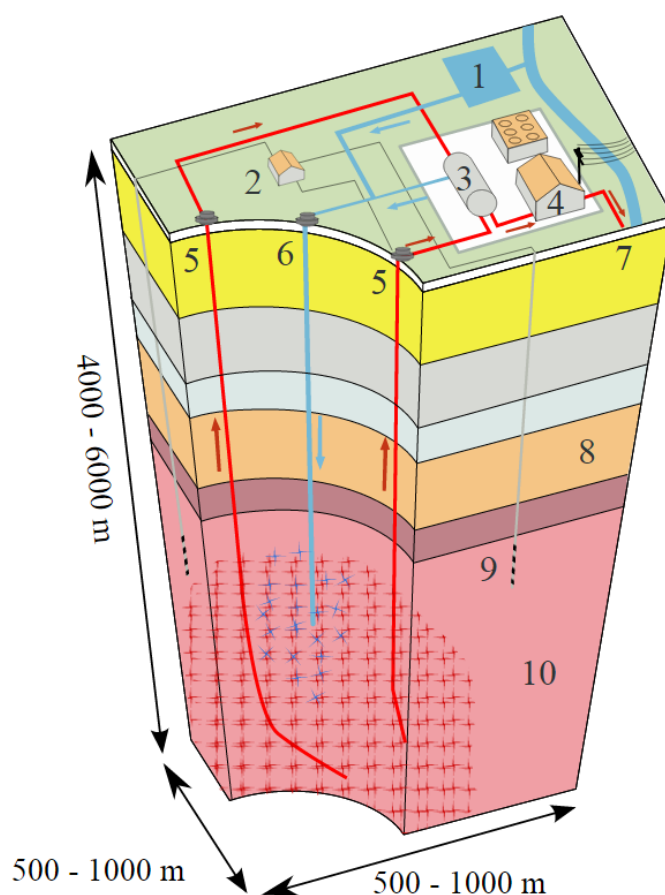
Rezervoarele subterane conțin cantități limitate de apă și energie, iar o exploatare excesivă le poate secătui. În acest caz se vor constata scăderi ale presiunii și/sau temperaturii fluidului. Rata de extracție trebuie să fie mai mică decât rata de reîmprospătare a rezervorului și de refacere a energiei termice a acestuia. Puterea termică disponibilă la nivel subteran poate ajunge la 1000 MW, deși de cele mai multe ori ea are valori mai reduse.

În prezent există studii privind valorificarea căldurii din **sistemele magmatice**, care sunt asociate cu roca fluidă sau parțial fluidă, cu temperaturi între 600°C și 1400°C, unde apa este în cantitate

<sup>32</sup> Sursa: [http://www1.eere.energy.gov/tribalenergy/guide/geothermal\\_energy.html](http://www1.eere.energy.gov/tribalenergy/guide/geothermal_energy.html)

insuficientă sau chiar lipsește, iar permeabilitatea rocilor este prea redusă pentru a permite suficientă productivitate. Aceste valori fac dificil procesul de forare și menținerea puțurilor de acces, iar zonele suficient de apropiate de suprafață pentru a permite forajul sunt foarte limitate. Cu toate acestea resursa este demnă de luat în considerare, având în vedere faptul că o singură zonă magmatică poate conține cantități impresionante de energie, respectiv 100 000-300 000 MWsecol [54]. Inițiative privind valorificarea temperaturilor foarte ridicate din zonele magmatice au fost întreprinse în Statele Unite și în Islanda.

În ultimii ani s-a avansat ideea de **sisteme geotermale îmbunătățite**<sup>33</sup> - zone aflate la limita inferioară a scoarței terestre, unde exploatarea se face prin forarea de puțuri până la stratul de rocă și injectarea de apă rece la o presiune suficientă pentru “deschide” fisurile existente în mod natural în roca fierbinte. Atunci când nu există fisuri, ele pot fi create prin injectarea apei la presiuni foarte mari. Apa este recuperată de unul sau mai multe puțuri de foraj și trimisă la suprafață unde cedează căldura pentru a genera energie electrică, după care este injectată din nou în stratul de adâncime. Figura 4.2 prezintă principiul care stă la baza exploatării acestei categorii de sisteme<sup>34</sup>.



**Fig. 4.2** – Sistem geotermal îmbunătățit: 1 – rezervor; 2 – incinta pompelor; 3 – schimbător de căldură; 4 – incintă turbine; 5 – puțuri recuperare apă fierbinte; 6 – puț injectare apă; 7 – apă caldă livrată comunității locale; 8 – strat de sedimente poroase; 9 – puț de supraveghere; 10 – roca de bază

<sup>33</sup> EGS – Enhanced Geothermal Systems

<sup>34</sup> Sursa: [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/c/c6/EGS\\_diagram.svg](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/c/c6/EGS_diagram.svg)

State precum Franța, Japonia, Marea Britanie, Germania și Statele Unite au efectuat experimentări în vederea dezvoltării unei tehnologii comerciale bazate pe această metodă. În cadrul proiectului de cercetare *European Hot Dry Rock* (Franța) puțurile de acces au adâncimi de 5 km, obținându-se temperaturi de 201°C. În prezent centrala pilot are o capacitate de 1,5 MW<sub>e</sub>. Studii recente arată că la nivel mondial există 587 de centrale electrice funcționând pe bază de resurse geotermale, cu o capacitate instalată de 15,5 GW<sub>e</sub>. Tabelul 4.1 prezintă parțial capacitățile instalate pe țări.

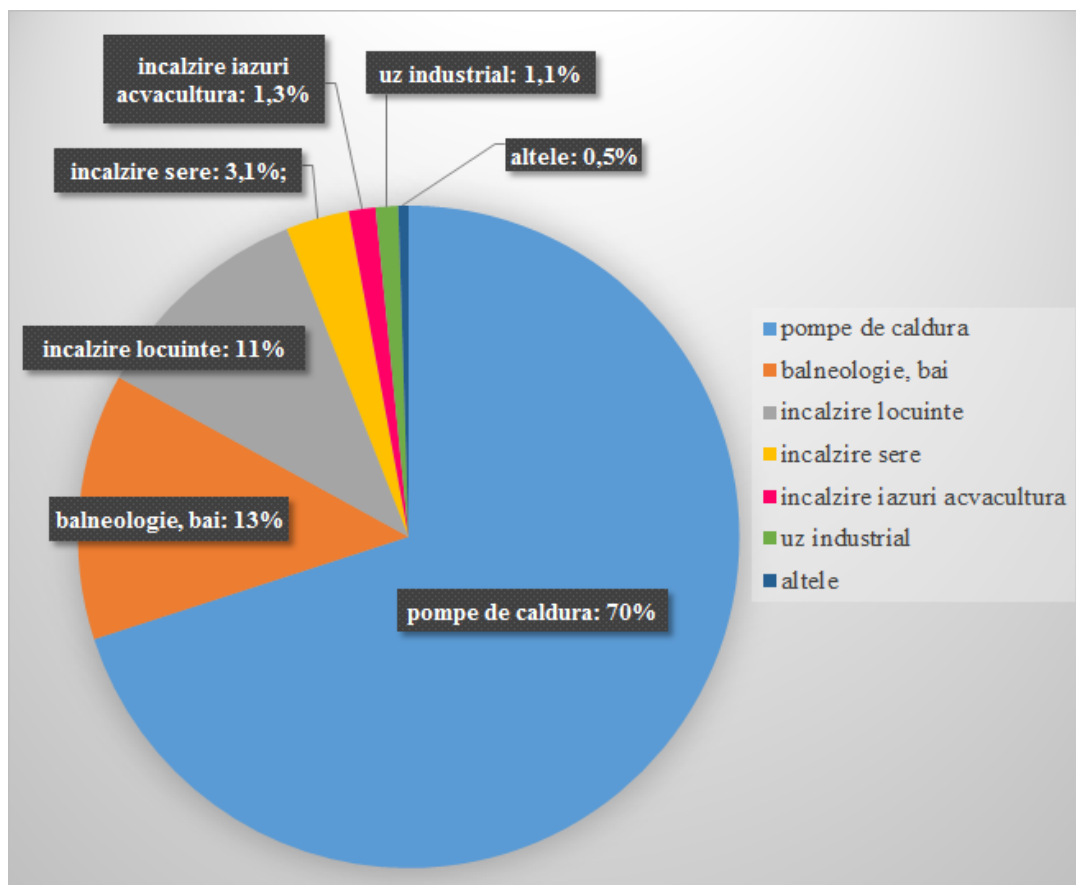
Tabelul 4.1 – Centrale geotermale comerciale, la nivel mondial [57]

Țara	Număr centrale	Capacitate instalată [MW <sub>e</sub> ]
Statele Unite	253	2774,43
Filipine	48	1840,9
Indonezia	23	1134
Mexic	39	983,3
Italia	35	882,5
Noua Zeelandă	43	783,3
Islanda	31	715,4
Japonia	21	535,26
Costa Rica	8	205
El Salvador	7	204,3
Kenia	13	166,2
Turcia	8	94,98
Nicaragua	5	87,5
Rusia	12	79
Papua-Noua Guinee	6	56
Guatemala	9	44,6
Portugalia <sup>35</sup>	6	26
China	8	24
Franța <sup>36</sup>	2	14,7
Etiopia	1	8,5
Germania	4	6,75
Austria	3	1,45
Tailanda	1	0,3
Australia	1	0,15
TOTAL	587	10 668,52

<sup>35</sup> În insulele Azore

<sup>36</sup> În insulele Guadelupe;

Întrucât nu toate resursele geotermale furnizează temperaturi suficiente pentru producția de energie electrică, există și numeroase aplicații destinate valorificării energiei termice. Figura 4.3 arată distribuția utilizării energiei termice a acestor sisteme geotermale pe tipuri de aplicații, în baza datelor colectate la nivelul a 77 țări. S-a calculat o capacitate totală instalată de 50 583 MW<sub>t</sub> și un factor de capacitate mediu de 27% [58].



**Fig. 4.3** – Ponderea utilizării energiei termice a surselor geotermale pe tipuri de aplicații, la nivel mondial

### 4.3 Conversia energiei geotermale

În prezent există trei tipuri de centrale electrice geotermale în exploatare: centrale “uscate”, centrale “flash” și centrale cu ciclu binar, depinzând de temperatura fluidului și de starea acestuia (vapori sau lichid). Emisiile de CO<sub>2</sub> ale unei astfel de centrale sunt în medie de 122 kg/MWh, reprezentând a opta parte din emisiile unei centrale convenționale pe bază de cărbune [59]. Factorii de capacitate ai centralelor geotermale sunt comparabili cu cei ai centralelor convenționale, putând avea valori cuprinse în intervalul 75-80%.

#### 4.3.1 CENTRALE USCATE

**Centralele uscate** (figura 4.4) au fost printre primele tipuri utilizate pentru valorificarea energiei geotermale. Aburul la temperaturi în general de peste 235°C este extras din rezervorul geotermal prin mai multe puțuri, fiind dirijat de obicei către o singură turbină de capacitate mai mare (20-

120 MW) pentru a beneficia de un randament superior comparativ cu utilizarea mai multor turbine de capacități mai mici. Țevile de abur sunt prevăzute, înainte de turbină, cu filtre care rețin fragmentele de rocă și eventualul condens format pe parcurs. Pentru a proteja rezerva naturală de abur, o anumită fracție este reinjectată după utilizare în rezervorul geotermal sub formă de condens.

Această tehnologie este simplă, eficientă și economică, însă dezavantajul major constă în faptul că rezervoarele cu dominanță de vapori descoperite până în prezent sunt foarte rare. De asemenea, comparativ cu celelalte tehnologii, doar (15-20)% din fluidul extras este reinjectat în rezervorul geotermal. Eficiența centralelor uscate este de aproximativ 30%, în principal datorită temperaturii relativ scăzute a aburului și a utilizării turbinelor cu capacități de producție mai mici comparativ cu centralele clasice.

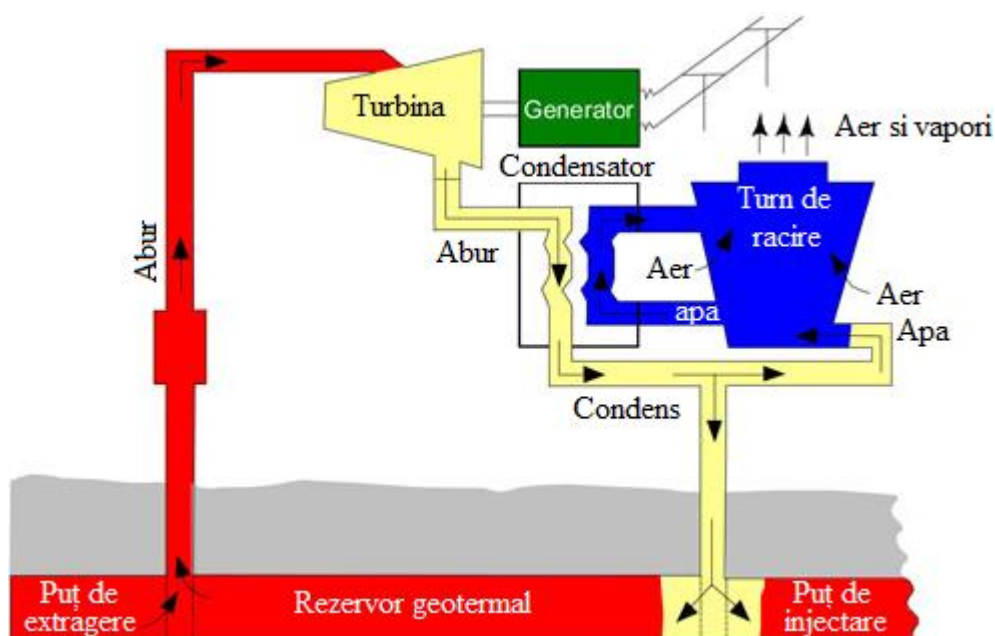


Fig. 4.4 – Principiul de funcționare al centralelor uscate<sup>37</sup>

Vaporii proveniți din subteran conțin (2-10)% gaze nocive, cum ar fi CO<sub>2</sub> și hidrogen sulfurat [54]. În același timp, există și variante constructive în care aburul provenit de la turbină este eliberat în atmosferă. Pentru a evita poluarea, într-o primă etapă aburul va fi introdus într-un schimbator de căldură unde vaporii de apă condensează, după care faza gazoasă rămasă este tratată în vederea înlăturării poluanților.

Într-o etapă suplimentară, poluantul poate fi prelucrat în continuare și valorificat ca subprodus. De exemplu, din hidrogenul sulfurat se poate obține sulf care, prin vânzare, poate aduce venituri suplimentare. O altă sursă de venit suplimentar poate fi căldura recuperată în etapa de condensare a vaporilor de apă. Întrucât bioxidul de carbon constituie o sursă de poluare, acesta nefiind supus

<sup>37</sup> Imagine adaptată; sursa: <http://coloradogeologicalsurvey.org/energy-resources/renewables/geothermal/uses/electrical-generation/>

de obicei procesului de recuperare, se pune problema captării și injectării lui în subteran dacă se află într-un procent semnificativ în aburul provenit din rezervorul geotermal. Un studiu comparativ efectuat pentru Statele Unite arată însă că, în medie, emisiile de CO<sub>2</sub> ale unei centrale geotermale de acest tip sunt de aproximativ 90g/kWh iar cele ale unei centrale clasice funcționând pe bază de combustibili fosili sunt de (600-955)g/kWh [60]. Alternativ, bioxidul de carbon ar putea fi totuși captat și utilizat în industria alimentară pentru băuturile carbogazoase, sau ca accelerator de creștere a plantelor din sere.

#### **4.3.2 CENTRALE “FLASH”**

Majoritatea câmpurilor geotermale produc un amestec de gaze, apă și diverse minerale dizolvate, cu o corozivitate ridicată, la presiuni de până la 10 atmosfere. De aceea este de dorit evitarea contactului dintre echipamentele active ale centralei și apa provenită direct din subteran. **Centralele “flash”** reprezintă o soluție la această provocare. Procentul masic de vapori de apă din acest amestec este de (10-50)%. Pe măsură ce apa geotermală (cu temperaturi mai mari de 180°C) începe să urce la suprafață, suferă o cădere de presiune până când este atinsă presiunea de saturație. În acest moment este inițiat procesul de fierbere, care continuă și atunci când apa este adusă la suprafață și trimisă într-un rezervor de expansiune. Alternativ, presiunea din conductele puțului de extragere este menținută la un nivel la care nu are loc fierberea cu ajutorul unei valve amplasate la intrarea în vasul de expansiune. Scăderea bruscă a presiunii la pătrunderea în vasul de expansiune provoacă fierberea instantanee a fluidului geotermal și eliberarea vaporilor de apă. Aceștia sunt apoi utilizați pentru a antrena turbinele centralei (figura 4.5 a). Ca și în cazul centralelor uscate, condensul provenit din vaporii utilizați este reinjectat în subteran împreună cu apa din vasul de expansiune.

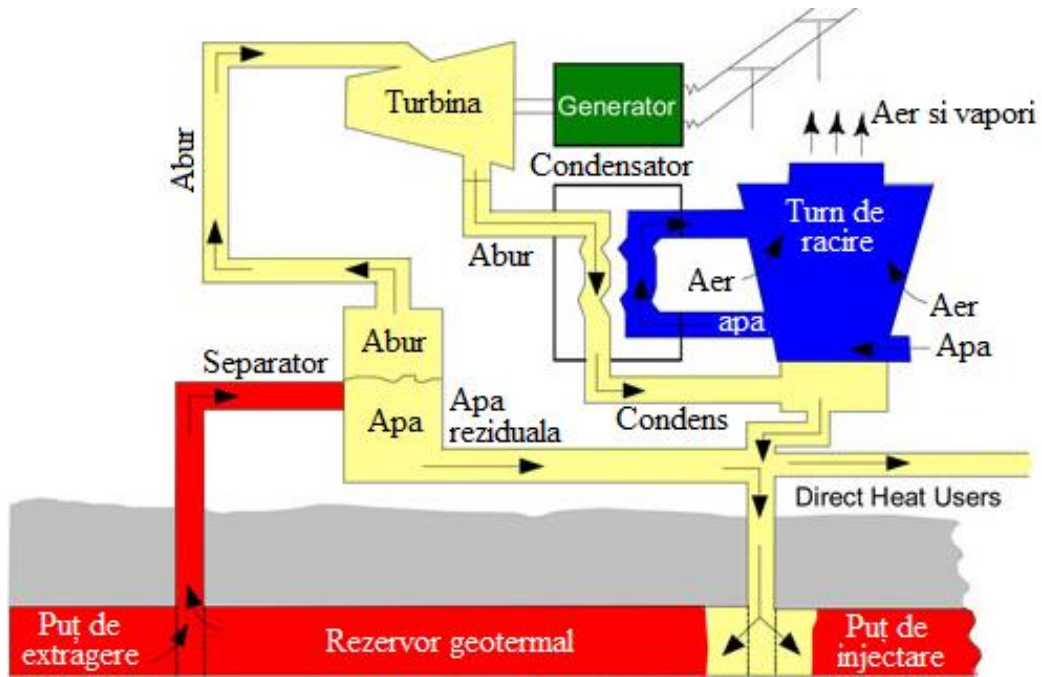
În unele cazuri este necesară inițierea fierberii. Una dintre metodele utilizate constă în introducerea unui tub în puțul de foraj, sub nivelul apei, prin care se pompează aer. Presiunea din coloana de aer și apă va scădea până la atingerea presiunii de saturație, moment în care se inițiază fierberea. În continuare, dacă amestecul de apă și vapori rezultați prin fierbere are o densitate suficient de redusă, fierberea și curgerea către suprafață a coloanei de apă se vor autoîntreține, fără a mai fi necesară pomparea aerului. Există posibilitatea ca procedura să fie repetată de câteva ori pentru a se obține efectul scontat.

O alternativă constructivă a tehnologiei “flash” constă în implementarea unui al doilea vas de expansiune, unde ajunge lichidul din primul vas, la o presiune și mai scăzută. Se va obține o cantitate suplimentară de vapori care pot alimenta fie o turbină de presiune scăzută, fie o treaptă finală a turbinei inițiale. Această tehnologie poate aduce un spor de capacitate de până la 25% însă, premergător construcției, se impune o analiză a fezabilității ca urmare a costurilor mai ridicate cu investiția inițială.

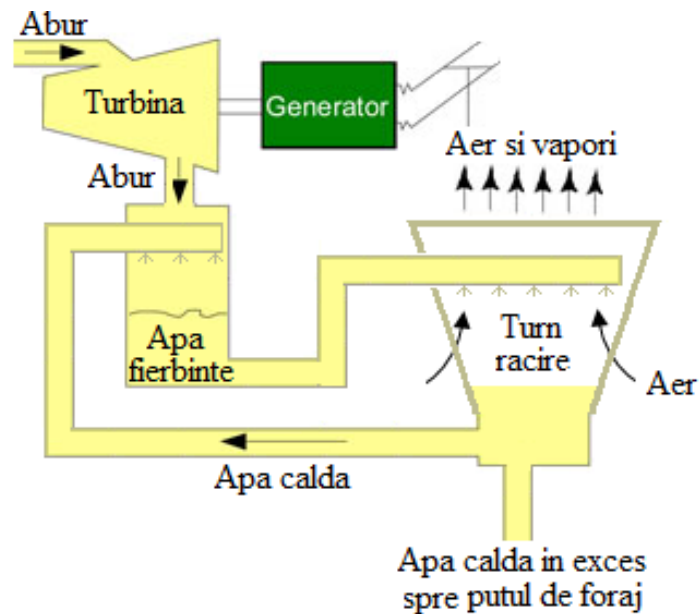
O altă variantă constructivă este destinată zonelor în care nu există surse suplimentare de apă pentru turnul de răcire. În acest caz aburul evacuat de turbină pătrunde într-un condensator.



Condensul este răcit cu aer într-un turn de răcire iar o parte din apa caldă rezultată (15%-20%) este reutilizată în procesul de condensare a aburului (figura 4.5 b), restul fiind injectată în puțul de foraj. Un dezavantaj important al acestor sisteme constă în depozitarea mineralelor dizolvate în lichidul geotermal pe pereții rezervorului de expansiune și ai porțiunilor de conducte aflate în contact cu lichidul în stare de fierbere. Uzual centralele “flash” se construiesc cu puteri instalate de (10-55) MW.



a)



b)

Fig. 4.5 – (a) Principiul de funcționare al centralelor “flash”<sup>37</sup>; (b) schema de principiu a segmentului tehnologic de recirculare a condensului

### 4.3.3 CENTRALE BINARE

Câmpurile geotermale care produc apă cu temperaturi scăzute (sub 150-170°C) sunt mult mai numeroase decât cele de înaltă temperatură. În aceste cazuri, transformarea energiei termice în energie electrică se face în **centrale cu sistem binar**, care pot valorifica temperaturi de 75-200°C [61]. Căldura geotermală este cedată într-un schimbător de căldură unui fluid a cărui temperatură de fierbere este mai redusă decât cea a apei (de exemplu pentafluorpropan, izopentan, izobutan, sau un amestec de apă și amoniac<sup>38</sup>). Vaporii acestuia antrenează o turbină, după care sunt trimiși într-un condensator, iar condensul rezultat ajunge din nou în schimbătorul de căldură și ciclul se reia (figura 4.6).

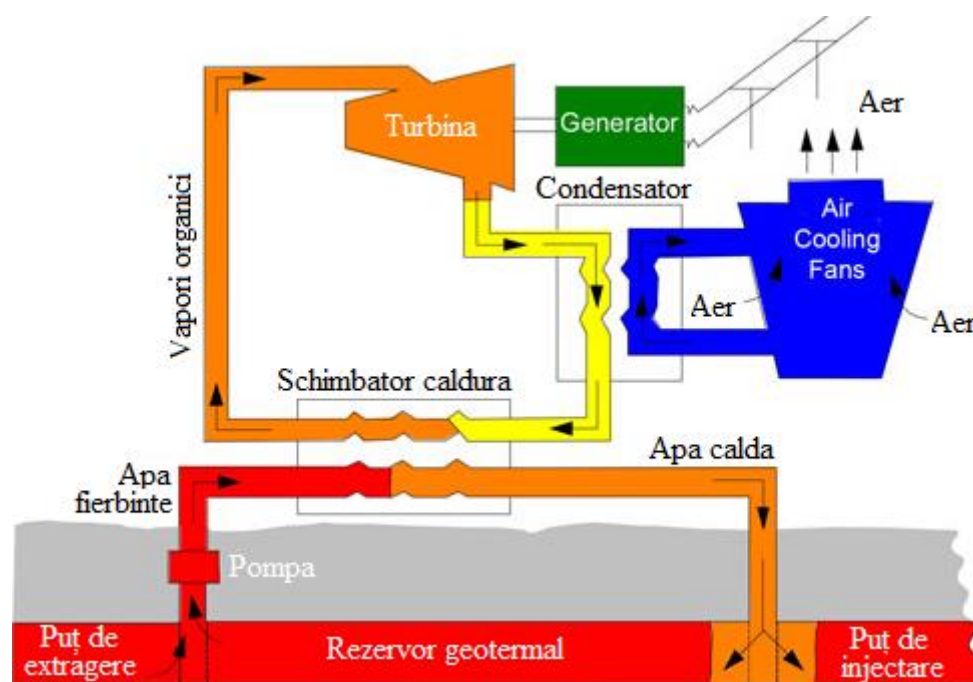


Fig. 4.6 – Schema de principiu a tehnologiei binare de valorificare a resurselor geotermale”<sup>37</sup>

Această tehnologie are avantajul utilizării apei geotermale în ciclu închis, la o presiune care nu permite fierberea, respectiv eliberarea unui conținut de gaze nocive (CO<sub>2</sub>, hidrogen sulfurat, bioxid de sulf etc.) în atmosferă. Din același motiv este redus în mare măsură procesul de depunere a mineralelor dizolvate în apă pe pereții componentelor aflate în contact cu apa geotermală. Un alt avantaj semnificativ al acestei tehnologii constă în faptul că întreaga cantitate de fluid geotermal este reinjectată în subsol, ceea ce permite conservarea acestuia acolo unde rezervoarele conțin cantități reduse de apă sau unde reîmprospătarea pe cale naturală a rezervei de apă este lentă.

Alternativ, tehnologia se poate utiliza în combinație cu centralele “flash”. Înainte de a fi reinjectat în subsol, fluidul din vasul de expansiune al unui modul “flash” poate ceda căldură fluidului de

<sup>38</sup> Se folosește pentru ciclurile Kalina (cicluri termodinamice optimizate pentru resurse termice cu temperaturi scăzute)

lucru dintr-un modul binar. Costurile inițiale vor fi mai ridicate, însă cantitatea de energie geotermală extrasă va suplimenta capacitatea de producție.

Un dezavantaj important al centralelor binare constă însă în faptul că tehnologia utilizată nu permite folosirea resursei geotermale pentru a produce condensarea fluidului de lucru, fiind necesară o sursă externă de răcire. Procesul este eficient atunci când agentul din turnul de răcire este apa, însă lipsa sau cantitățile insuficiente ale acestei resurse la locul de amplasare al centralei au avut ca rezultat implementarea tehnologiilor de răcire cu aer. Acestea însă generează variații semnificative ale producției centralei geotermale pe parcursul unui an (chiar și cu 50%), în funcție de variațiile temperaturii aerului de la un anotimp la altul.

Un alt dezavantaj rezidă în consumul ridicat de energie auxiliară în raport cu un nivel de producție mai redus comparabil cu centralele uscate și cu cele de tip flash datorită faptului că exploatează resurse geotermale de joasă entalpie. Cele mai mari consumuri proprii se înregistrează pentru operații precum pomparea apei geotermale în subsol, pomparea fluidului de lucru în circuitul închis, utilizarea ventilatoarelor de mare capacitate pentru sistemele de răcire cu aer sau a pompelor de apă pentru turnurile de răcire cu apă. Din punct de vedere al capacității, aceste centrale au module de producție cu puteri instalate de (1-3) MW, mult mai mici în raport cu modulele care echipează celelalte tipuri de centrale geotermale.

#### 4.4 Utilizarea directă a căldurii geotermale

În industria geotermală, potențialul termic este considerat scăzut atunci temperatura furnizată este sub 150°C. Căldura provenită din resursele geotermale cu temperaturi scăzute (20 - 150°C) sau de la fluidul rezidual din centralele electrice geotermale (co-generare), poate fi utilizată în mod direct, pentru aplicații de încălzire rezidențială, comercială sau industrială la scară redusă (locuințe individuale, birouri, iazuri piscicole, sere) dar și pe scară largă (încălzirea cartierelor de locuințe sau localităților de mici dimensiuni, în industrie - pentru uscarea produselor alimentare, uscarea cherestelei, recuperarea mineralelor etc.) (v. și figura 4.3). Principalele avantaje constau în:

- frecvența ridicată a resurselor cu temperaturi scăzute; până în prezent acestea au fost identificate în 80 de țări, la adâncimi economice din punct de vedere al costurilor de foraj;
- posibilitatea utilizării echipamentelor de foraj pentru puțuri convenționale de apă;
- durata scăzută a implementării proiectelor de încălzire: majoritatea pot fi finalizate în decurs de până la un an;
- lipsa pierderilor de randament prin conversie;
- costuri pentru încălzire reduse cu până la 80% față de costurile de încălzire utilizând soluții pe bază de combustibili fosili;
- lipsa emisiilor sau emisii foarte reduse de gaze poluante;
- posibilitatea utilizării echipamentelor de încălzire sau răcire consacrate pe piață, în măsura în care sunt compatibile cu temperaturile și compoziția fluidului geotermal;

- posibilitatea utilizării directe a apei izvoarelor geotermale de suprafață (acolo unde acestea există), fără necesitatea forării puțurilor de foraj;
- adâncimea de exploatare mult mai mică decât în cazul surselor geotermale de înaltă temperatură.

Ca și în cazul centralelor electrice geotermale, atunci când lichidul geotermal are efecte corozive și poate genera depuneri de minerale pe pereții instalațiilor, este necesar să se ia măsuri pentru a preveni interacțiunea cu utilizatorii. Măsuri suplimentare în acest sens se iau atunci când fluidul conține bor, arsenic și/sau hidrogen sulfurat, aceste substanțe urmând a fi separate și înlăturate datorită pericolului potențial pe care-l prezintă pentru plante, animale și oameni. În plus, hidrogenul sulfurat interacționează cu elementele de cupru și atacă sudurile.

Componentele principale ale echipamentelor de valorificare directă a căldurii geotermale sunt puțul de foraj, pompe, schimbătoare de căldură, conducte de distribuție izolate termic, echipament de extragere a căldurii, sursă alternativă convențională de căldură pentru situații de urgență sau pentru a funcționa în paralel cu echipamentul geotermal reducând astfel numărul de puțuri de foraj, puțuri de reinjectare. Puțurile geotermale pot acoperi 80 - 90% din necesarul anual de energie termică, fiind de obicei dimensionate pentru 50% din sarcina maximă necesară [60].

Pentru maximizarea eficienței unei centrale, există abordări care presupun utilizarea în cascadă, în scopuri multiple, a resursei geotermale. Figura 4.7 exemplifică acest concept [60].

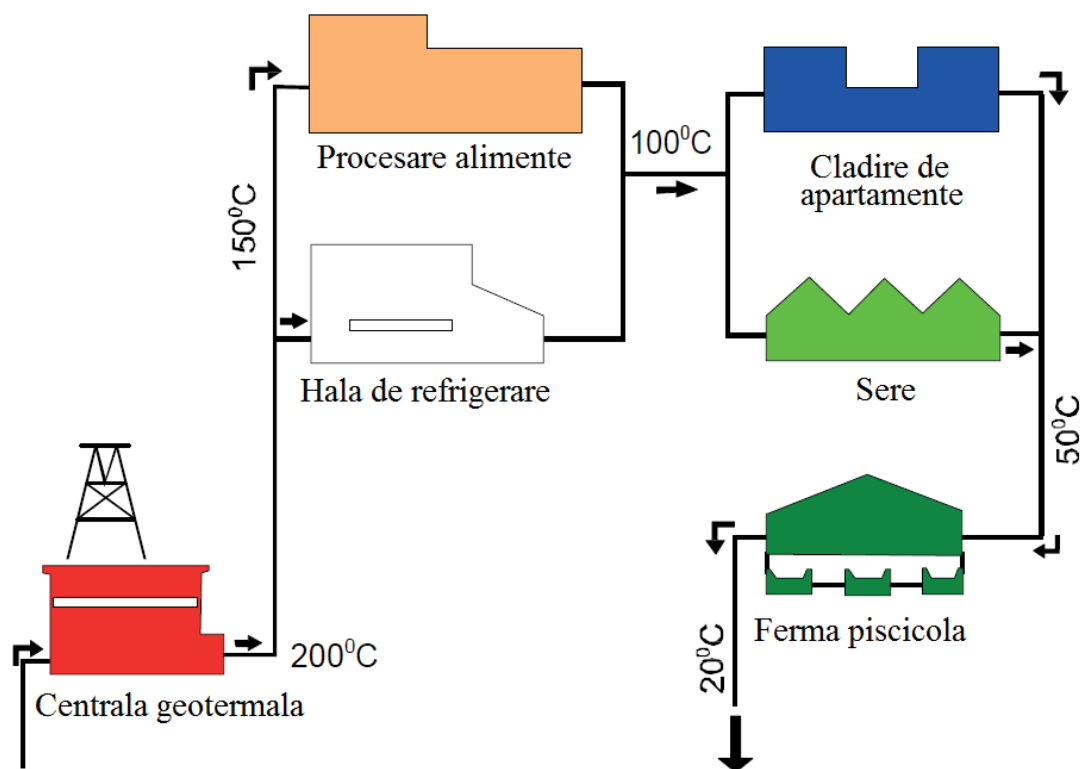
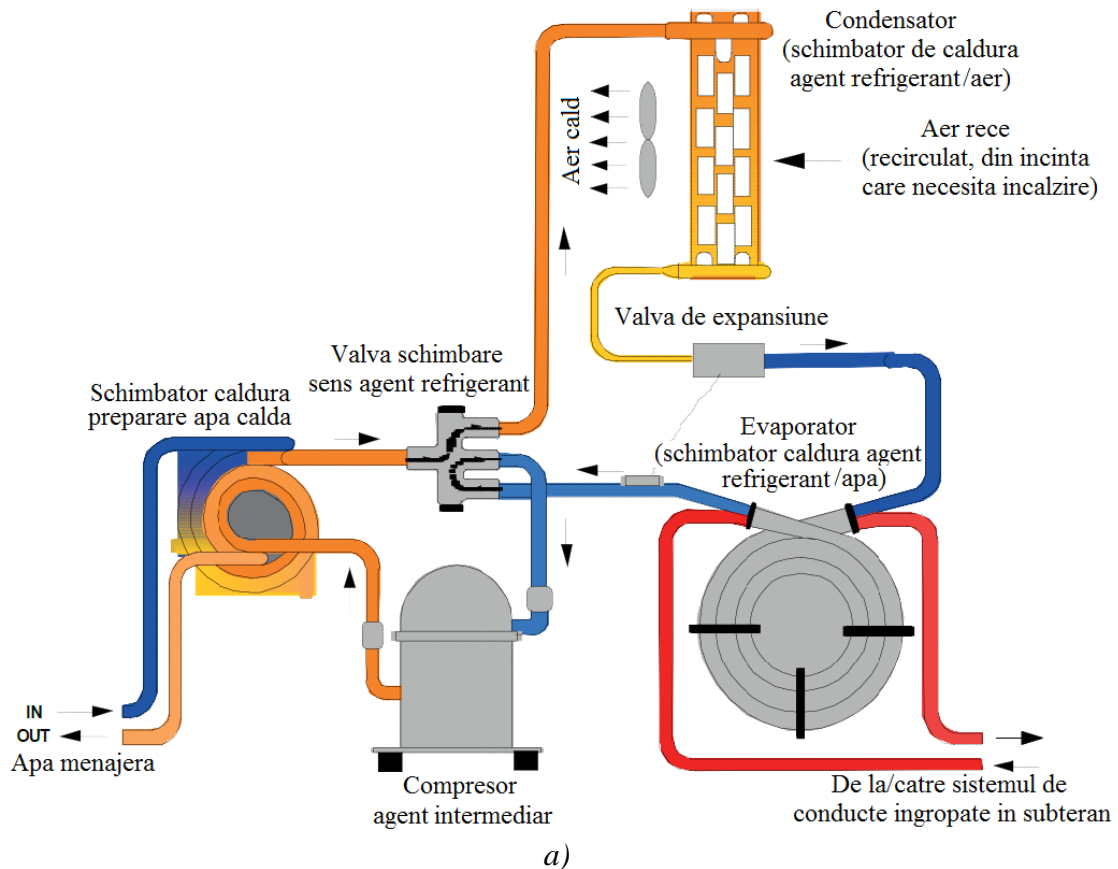


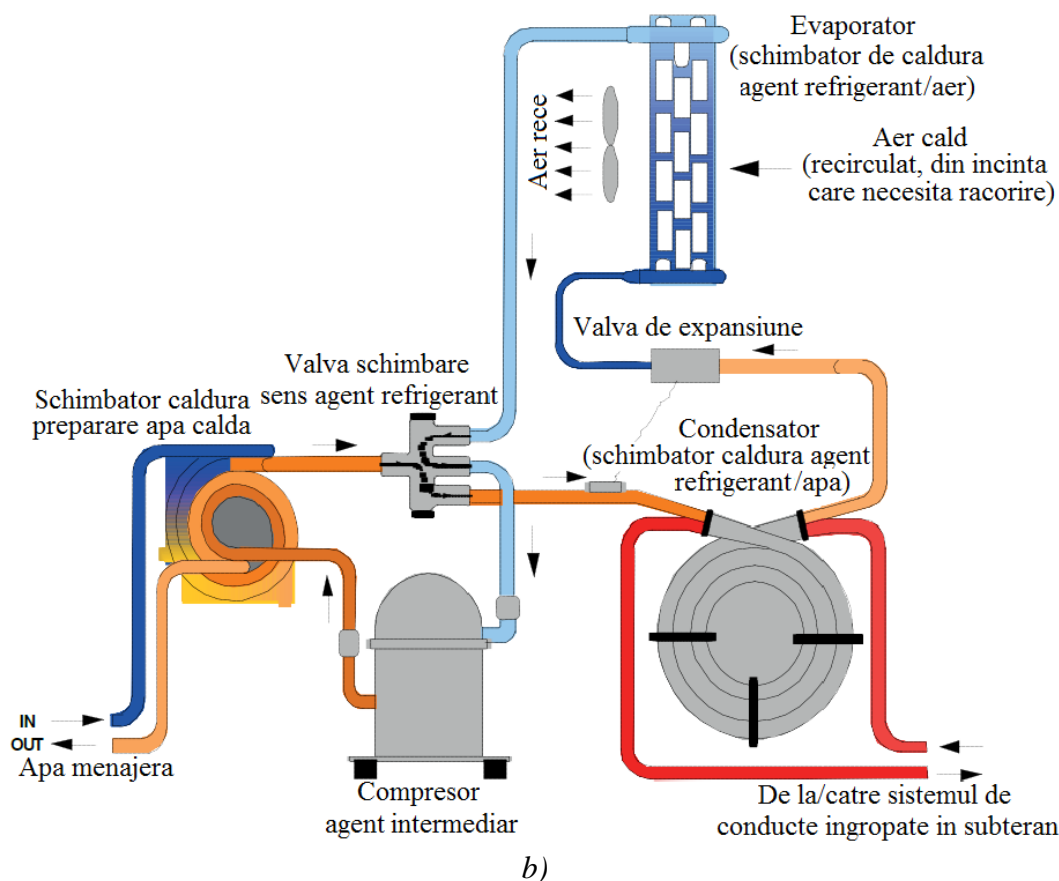
Fig. 4.7 – Exemplu de utilizare în cascadă a energiei provenite din resursa geotermală<sup>39</sup>

<sup>39</sup> Figuri adaptate și utilizate cu permisiunea World Energy Council

#### 4.5 Pompe de căldură

Pompele de căldură nu necesită surse de căldură cu temperaturi ridicate, funcționarea lor bazându-se pe temperatura relativ constantă a solului la adâncimi pornind de la mai puțin de doi metri și ajungând până la 100 m și, acolo unde legislația permite, ajungând până la 160 m. Spre suprafață, temperatura solului este de 10 - 16°C, fiind mai scăzută decât cea a aerului în timpul verii și mai ridicată în perioada de iarnă. Variațiile sezoniere ale temperaturii dispar la adâncimi cuprinse între 7 și 12 m datorită inerției termice a acestuia. Solul este folosit ca rezervor de căldură, astfel încât vara aceste sisteme pot evacua căldura din clădiri cedând-o solului, iar în timpul iernii căldura din sol este preluată, amplificată și “pompată” în clădiri. Agentul intermediar utilizat pentru transferul căldurii este apa în amestec cu un antigel, care circulă printr-un sistem de conducte cu rol de schimbător de căldură, îngropat de obicei la câțiva metri în sol. Antigelul poate fi propilen glicol sau alcool denaturat. Întrucât are cel mai redus efect poluant în cazul apariției unor scurgeri în sol, propilen glicolul este singurul acceptat pentru aceste aplicații într-un număr din ce în ce mai mare de țări europene. Utilizând același principiu de funcționare, pompele de căldură pot fi utilizate și pentru prepararea apei calde. Figura 4.8 arată modul de funcționare al pompelor de căldură în perioadele de iarnă și de vară, incluzând atât încălzirea/răcirea unei incinte cât și opțiunea de preparare a apei calde menajere [60].





**Fig. 4.8** – Funcționarea pompei de căldură pentru producerea de apă caldă menajeră și încălzirea spațiilor de locuit în perioadele de iarnă (a) și răcirea acestora pe timp de vară (b)<sup>40</sup>

Pompele de căldură pot fi proiectate să lucreze nu doar cu solul ci și cu apele freatice, apele de suprafață și cu aerul (pompe ce căldură atmosferice). În prezent există patru soluții constructive de bază pentru pompele de căldură (figura 4.9), dar și combinații ale acestora:

- **Cu buclă închisă orizontală**, unde conductele sunt amplasate la adâncimi de aproximativ 1,5 m. Conductele pot fi așezate în linii paralele, în serpentină sau, pentru a ocupa mai puțin spațiu, pot avea formă de bucle spiralate (figura alăturată și figura 4.9 a). Se poate excava întreaga suprafață de teren, sau se pot săpa doar șanțuri paralele



cu lățimi de 15 – 60 cm. De obicei, pentru fiecare 3,5 kW (12 000 BTU) capacitate a pompei de căldură, sunt necesari 120 – 180 m de conductă îngropată [62] (în funcție de caracteristicile țevii, de tipul și umiditatea solului). Adâncimea de amplasare influențează direct consumul de

<sup>40</sup> Figuri adaptate și utilizate cu permisiunea World Energy Council



energie al pompei. Conductele amplasate în apropierea suprafeței absorb, în mod indirect, mai multă căldură de la soare, ceea ce se dovedește a fi un avantaj în special atunci când solul este încă rece după o iarnă prelungită. Pe de altă parte însă, temperaturile la adâncimi mici scad relativ rapid odată cu răcirea vremii, conducând la scăderea eficienței sistemului în perioadele de iarnă, ceea ce se reflectă în creșterea costurilor de operare. Evitarea acestor dezavantaje se poate face prin creșterea adâncimii de amplasare și a lungimii conductei, însă cu prețul unei investiții inițiale mai costisitoare.

Sistemul cu buclă închisă orizontală are avantajul costurilor reduse cu excavarea solului în raport cu sistemul cu buclă închisă verticală însă, datorită suprafeței mari de teren necesar, utilizarea lor este limitată la zonele rurale și foarte puțin în zonele urbane (acolo unde spațiile libere largi permit). Este soluția cea mai potrivită pentru locuințe individuale datorită valorii mai mici a investiției inițiale.

- **Cu buclă închisă verticală**, unde conductele se montează vertical la adâncimi care pot depăși 100m, ceea ce necesită echipamente de forare. Spre deosebire de amplasarea orizontală, această variantă constructivă necesită suprafețe mici de teren, fapt care le face adecvate clădirilor de mari dimensiuni (școli, spații comerciale etc.), pentru care amplasarea orizontală ar necesita suprafețe prohibitive de teren. Costurile cu forarea sunt însă ridicate - aproximativ duble față de costurile cu excavarea la sistemele orizontale de aceeași capacitate. Găurile cu diametre de 10cm sunt forate la distanțe de 5 – 6 m, la adâncimi cuprinse între 30 și 100 m. În fiecare dintre aceste găuri se introduce o conductă în formă de U, cu cele două capete superioare conectate la conducta principală. Ulterior se toarnă un mortar pe bază de bentonită în scopul îmbunătățirii procesului de transfer de căldură prin asigurarea unei “conexiuni” termice între țevă și sol sau rocă. În cazul apariției unor scurgeri la sistemul de țevi, mortarul are și rolul de a evita contaminarea pânzelor freactice. Pentru fiecare 3,5 kW (12 000 BTU) capacitate a pompei de căldură, este necesar un foraj la o adâncime de 80 – 110 m [62].

- **Cu buclă închisă în ape de suprafață**, soluție similară variantei cu buclă închisă orizontală, cu deosebirea că amplasarea conductelor se face în apele de suprafață (râuri sau lacuri). Între locuință și sursa de apă conducta este îngropată. Adâncimea de amplasare trebuie să fie de cel puțin 2,5 m pentru a evita formarea gheții la nivelul conductelor. Este soluția cu cele mai scăzute costuri aferente investiției





inițiale. Figura alăturată prezintă procedura de scufundare a unui astfel de sistem<sup>41</sup>.

- **Cu buclă deschisă**, soluție care necesită efectuarea a două foraje până la nivelul apei freatice, la distanța de cel puțin 1,5 m unul față de celălalt. Această variantă constructivă este mai simplă întrucât fluidul care realizează schimbul de căldură este chiar apa freatică. Aceasta trebuie să curgă dinspre puțul de extragere către cel de evacuare. Alternativ, se poate foră doar puțul de extragere, apa fiind evacuată în ape de suprafață sau într-un șanț de irigații. Bucla deschisă poate fi utilizată și cu surse de apă de suprafață. Dezavantajul principal al sistemelor cu buclă deschisă constă în faptul că apa recirculată trebuie să îndeplinească anumite standarde privind puritatea și compoziția, astfel încât elementele chimice pe care le conține să nu fie corozive pentru pompă și pentru schimbătorul de căldură. Sărurile și mineralele dizolvate pot de asemenea să se depună pe pereții interiori ai sistemului, cu deosebire atunci când sistemul funcționează în regim de răcire, din acest motiv impunându-se tratamente anticalcar periodice. Deși aceste sisteme sunt superioare celor cu buclă închisă din punct de vedere al eficienței datorită transferului termic îmbunătățit, ele tind să fie interzise pe măsură ce se conștientizează importanța apei ca resursă naturală.

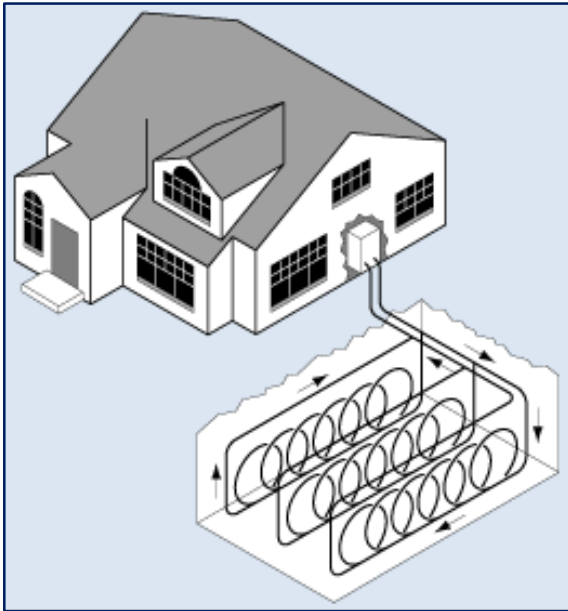
Întrucât solul are un caracter coroziv, conductele îngropate sunt realizate dintr-un material plastic (de obicei polietilenă de înaltă densitate), diametrul fiind suficient de mare pentru un schimb de căldură cât mai eficient. Suprafața de teren necesară pentru sistemele cu buclă închisă depinde de gradul de umiditate a solului și de tipul acestuia, eficiența fiind cu atât mai mare cu cât umiditatea este mai crescută. Pompele de căldură geotermale pot contribui la reducerea emisiilor de gaze de seră cu 23 – 44% comparativ cu pompele de căldură atmosferice (în funcție și de condițiile de climă) și cu 63 – 72% față sistemele clasice care utilizează doar energie electrică pentru încălzire sau răcire [63]. Deși aceste sisteme consumă energie electrică, eficiența lor energetică este cu 50 – 70% mai mare decât cea a sistemelor convenționale de încălzire și cu 20 – 40% mai bună decât a sistemelor clasice de răcire [64].

Ca variantă constructivă se utilizează și **pompele cu schimb direct de căldură**, la care agentul refrigerant circulă direct prin conducte de cupru îngropate în sol. Avantajele acestora sunt:

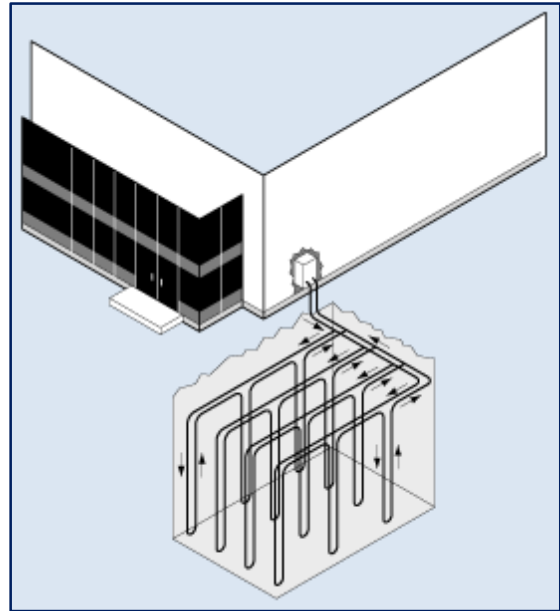
- Construcție mai simplă întrucât se elimină necesitatea existenței pompei de apă și a conductelor din material plastic, acestea fiind înlocuite de conducte de cupru mai scurte (15 – 30% din lungimea celor de plastic);
- În varianta amplasării verticale a țevelor în sol, diametrele găurilor de foraj sunt mai mici (jumătate din diametrele necesare pentru țevile de plastic), ceea ce se traduce prin costuri mai mici cu investiția inițială;
- Eficiență mai ridicată datorită:
  - reducerii consumului de energie electrică ca urmare a lipsei pompei de apă;

<sup>41</sup> Fotografie realizată de Mark Johnson  
([http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/8/81/Pond\\_Loop\\_Being\\_Sunk.jpg](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/8/81/Pond_Loop_Being_Sunk.jpg))

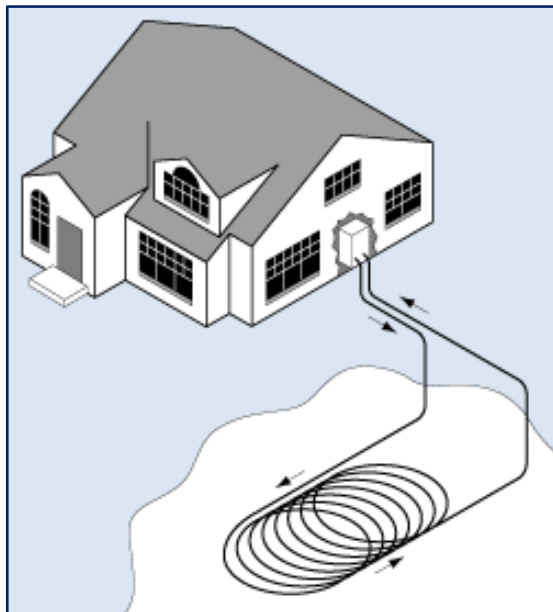
- reducerii pierderilor de căldură datorită eliminării schimbătorului de căldură agent refrigerant-apă;
- conductivității termice ridicate a cuprului în raport cu țevile de plastic; fluxul de căldură este însă limitat de conductivitatea termică a solului, motiv pentru care se recomandă ca sistemul de conducte să fie îngropat în soluri umede, în anumite cazuri fiind necesară irigarea.



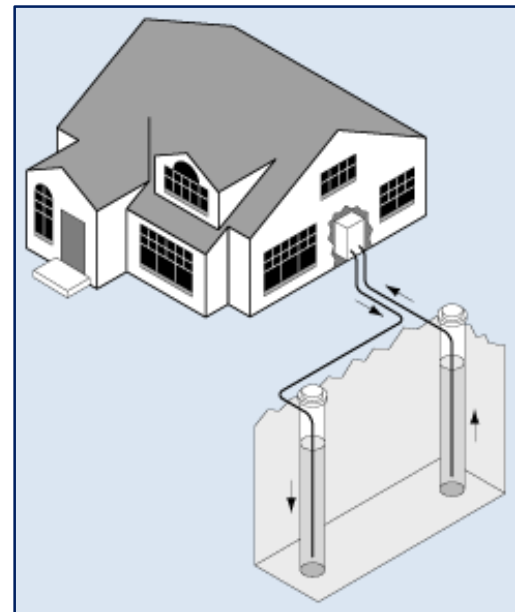
a)



b)



c)



d)

**Fig. 4.9** – Soluții constructive de bază pentru pompele de căldură: cu buclă închisă orizontală (a), verticală (b) și în ape de suprafață (c); cu buclă deschisă (d)<sup>42</sup>

<sup>42</sup> Imagini realizate de U.S. Department of Energy

Aceste sisteme au și dezavantaje care au făcut ca utilizarea lor să fie sporadică:

- Sistemul necesită un compresor de dimensiuni mai mari precum și o cantitate semnificativ mai mare de agent frigorific;
- Apar probleme de fiabilitate datorită faptului că agentul frigorific în stare gazoasă se poate scurge prin imperfecțiuni mult mai mici decât cele prin care se scurge apa;
- Țevile de cupru trebuie protejate de acțiunea corozivă a solului prin utilizarea unui anod de sacrificiu sau a altor măsuri de protecție catodică.

#### 4.6 Impactul centralelor geotermale asupra mediului

Deși funcționarea centralelor electrice geotermale este însoțită de emisii de bioxid de carbon și, în unele cazuri, de hidrogen sulfurat, bioxid de sulf, amoniac sau metan, toate acestea aflate în amestec cu aburul și/sau cu apa geotermală, aceste centrale reprezintă una dintre cele mai curate forme de exploatare a unei energii regenerabile disponibilă în cantități comerciale. Atunci când în boilerele centralei se produce separarea fazei gazoase, peste 90% din masa gazelor altele decât vaporii de apă este CO<sub>2</sub> și maxim 2% este hidrogen sulfurat (H<sub>2</sub>S). Aceste gaze nu reprezintă însă mai mult de 5% în greutate din întreaga fază gazoasă [57]. Emisiile de CO<sub>2</sub> ale centralelor de tip “flash” reprezintă 5% din emisiile centralelor funcționând pe bază de gaze naturale.

În ceea ce privește hidrogenul sulfurat, procedura uzuală constă în captarea acestuia și reinjectarea în subsol sau transformarea lui în sulf ori acid sulfuric. Limita sub care trebuie menținut în gazele emise pentru a nu fi sesizabil este de o parte pe miliard. În funcție de particularitățile resursei exploatare, anumite centrale prezintă emisii vagi de metale nocive cum ar fi arsenicul, mercurul și antimoniul. În alte cazuri apar depuneri de săruri pe pereții interiori ai conductelor și ai altor echipamente. Înlăturarea lor nu trebuie să presupună depozitarea necorespunzătoare, întrucât se pot infiltra în stare dizolvată și pot afecta pânza freatică. Sarea și orice alte elemente poluante trebuie dizolvate/reintroduse în soluția reziduală a centralei înainte ca aceasta să fie reinjectată în subsol. Reinjectarea apei sau condensului provenit din aburul utilizat în subsol se impune atât din considerente de mediu cât și de asigurare a duratei de funcționare a centralei. În caz contrar rezerva naturală se poate diminua afectând atât capacitatea de producție a centralei cât și alți utilizatori potențiali. Centralele binare, cu circulația fluidului geotermal în buclă închisă, reprezintă soluția optimă din punct de vedere al impactului de mediu, întrucât sunt evitate emisiile de gaze și epuizarea resursei geotermale.

Gradul de exploatare a terenului în cazul centralelor geotermale (forarea puțurilor, amplasarea conductelor de suprafață, amplasarea construcției în sine) este mic în comparație cu gradul de exploatare aferent producției de energie din resurse clasice, considerând aici și terenul ocupat și afectat major de procedurile de extragerea a petrolului, cărbunelui, gazelor naturale sau minereului nuclear. De asemenea acesta este mai mic și decât în cazul centralelor hidroelectrice, ale căror lacuri de acumulare ocupă suprafețe vaste, mult mai mari decât orice centrală geotermală (calculat ca suprafață/MW capacitate de producție).

# Capitolul 5

---

## *Energia valurilor*

---

### 5.1 Elemente introductive

Potențialul energetic al mărilor și oceanelor constă în energia termică pe care o înmagazinează straturile de apă de suprafață sub influența radiației solare, precum și în energia mecanică furnizată de valuri, de curenții marini și de maree.

Din punct de vedere al cauzalității valurile pot fi clasificate ca fiind:

- Valuri de vânt, care se formează ca urmare a interacțiunii dintre masele de aer în mișcare și straturile de apă de suprafață. Lungimea și înălțimea unui val cresc cu creșterea distanței pe care are loc această interacțiune și cu durata și intensitatea acesteia.
- Valuri gravitaționale, care au lungime mare și sunt uniforme, simetrice, cu frecvență relativ constantă. Ele se formează în larg, după încetarea unei interacțiuni de lungă durată, intensificată, a vântului cu suprafața liberă a apei, fiind cunoscute sub denumirea de valuri de hulă. Valurile de hulă înmagazinează deci energia eoliană din zona de formare și o transportă pe distanțe mari, către zone în care vântul are intensitate scăzută sau chiar zero. În zonele de țarm de mică adâncime aceste valuri cresc semnificativ în înălțime și se deformează, producând brizanți.
- Valuri staționare, care se produc în mările închise sau parțial închise și reprezintă de fapt o pendulare a apei între țărmurile opuse.
- Valuri seismice, produse de mișcări seismice sau de lunecări de teren submarine, fiind o categorie rar întâlnită. Au lungimi foarte mari, de peste 500 km și se propagă cu viteze mari, de peste 500 km/h în larg, în toate direcțiile în raport cu zona în care au fost produse. În apropierea țărmului înălțimea lor crește pe măsură ce adâncimea apei scade, putând fi deosebit de violente.

- Valuri de navă, produse de deplasarea navelor; sunt oblice față de corpul navei iar caracteristicile lor depind de viteza și profilul navei.

Cercetările la nivel mondial se concentrează pe transformarea și valorificarea energiei valurilor de vânt, incluzând aici și valurile de hulă. Puterea medie pe care valurile o dezvoltă pe coasta de vest a Europei este de 50 kW pe fiecare metru de lungime a țărmului, însă aceste valori sunt mult mai mari în condiții de furtună, putând atinge și 1000 kW/m. S-a determinat că puterea medie specifică pe care o dezvoltă valurile oceanice este de 10...100 kW/m, în funcție de zonă [65]. Tabelul 5.1 prezintă corelația dintre viteza vântului și caracteristicile valurilor.

Tabelul 5.1 – Corelația dintre viteza vântului și caracteristicile valurilor<sup>43</sup>

Viteza vântului [m/s]	Înălțime val [m]	Lungime val [m]	Perioada de apariție [s]
2 – 3	0,25	Maxim 10	2 – 3
10	2,5	40	5
16	5	85	7,5
25	11	1280	13
27 și peste	Peste 12	1400	16

## 5.2 Caracteristicile valurilor

Figura 5.1 prezintă principalele caracteristici dimensionale ale valurilor, presupunând că sunt valuri monocromatice, deci uniforme din punct de vedere dimensional și periodic. Adâncimea apei se măsoară față de înălțimea medie a valului. **Lungimea valului**, sau **lungimea frontului de val**, reprezintă distanța dintre două valuri consecutive iar, **perioada** este dată de timpul în care un val parcurge o distanță egală cu lungimea acestuia. **Amplitudinea** este calculată ca fiind distanța dintre suprafața apei în stare neperturbată și creasta valului, deci jumătate din înălțimea acestuia.

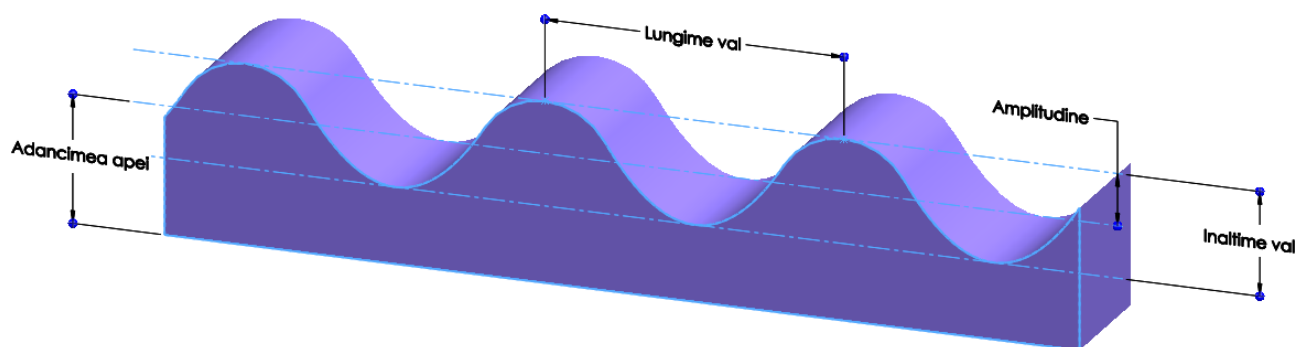


Fig. 5.1 – Caracteristicile dimensionale ale valurilor

<sup>43</sup> Sursa: Administrația Națională de Meteorologie (<http://vremea.meteoromania.ro/node/66>)

Trebuie menționat că moleculele de apă nu sunt transportate de val ci se mișcă în plan local, pe traiectorii circulare sau eliptice (figura 5.2), fiecare dintre ele în jurul unei poziții fixe. Valurile transportă însă energie, care începe să se disipeze în zonele de țărm cu adâncime mică.

Presupunând că profilul valului are o formă sinusoidală, perioada acestuia se poate calcula cu relația:

$$T = \sqrt{\frac{2 \cdot \pi \cdot \rho \lambda}{g}} \quad (5.1.1)$$

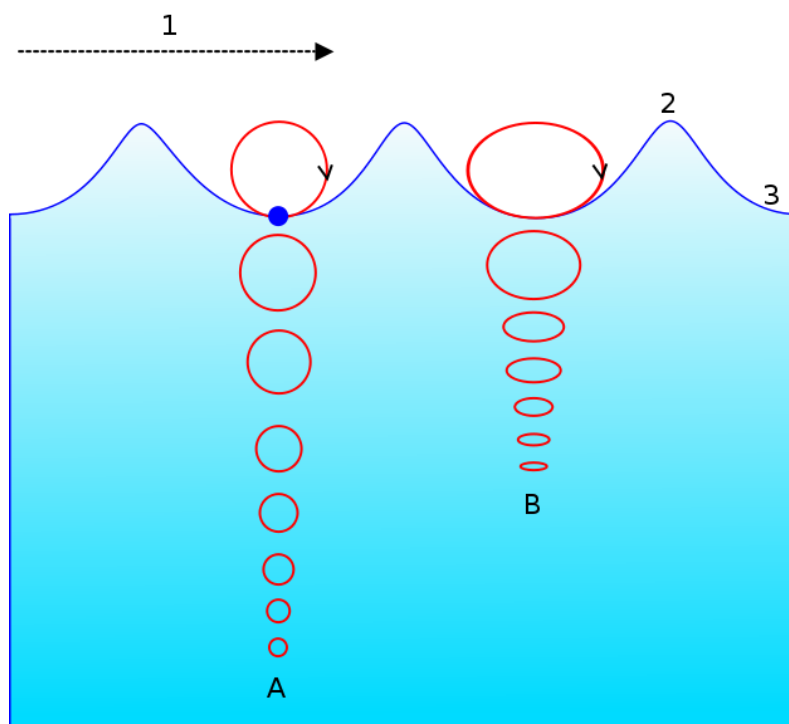
unde:

$T$  reprezintă perioada valului, în secunde;

$g$  este accelerația gravitațională, în  $m/s^2$ ;

$\rho$  este densitatea apei, în  $kg/m^3$ ;

$\lambda$  reprezintă lungimea valului, în m;



**Fig. 5.2** – Traiectoriile moleculelor de apă sub influența valurilor; 1 – direcția de deplasare; 2 – creasta valului; 3 – baza valului<sup>44</sup>

Viteza de propagare  $c$  a valului se mai numește și celeritate și se calculează ca fiind raportul dintre lungimea, respectiv perioada valului:

$$c = \frac{\lambda}{T} = \frac{g \cdot T}{2\pi} \quad (5.1.2)$$

<sup>44</sup> Imagine din domeniul public; sursa:

[http://en.wikipedia.org/wiki/Wave\\_power#mediaviewer/File:Wave\\_motion-i18n-mod.svg](http://en.wikipedia.org/wiki/Wave_power#mediaviewer/File:Wave_motion-i18n-mod.svg)

Dacă  $A$  este amplitudinea valului, atunci energia potențială  $E$  pe unitatea de suprafață se calculează cu relația 5.1.3:

$$E = 0,5 \cdot \rho g A^2 \quad (5.1.3)$$

Puterea specifică  $P$  pe care o poate furniza valul se exprimă pe unitatea de lățime a acestuia (kW/m), lățimea fiind măsurată de-a lungul crestei valului, perpendicular pe direcția de propagare:

$$P = \frac{\rho g^2 A^2 T}{8\pi} = \frac{\rho g^2 H^2 T}{32\pi} = K \cdot H^2 \cdot T \quad (5.1.4)$$

unde  $H$  este înălțimea valului iar  $K$  este:

$$K = \frac{\rho g^2}{32\pi} \quad (5.1.5)$$

Densitatea apelor oceanice și marine variază cu adâncimea, latitudinea și temperatura, fiind cuprinsă în intervalul 1022...1027,5 kg/m<sup>3</sup> în oceane, respectiv în intervalul 1004...1028 kg/m<sup>3</sup> în mări. De exemplu, pentru o densitate a apelor de suprafață din Marea Neagră de 1018 kg/m<sup>3</sup> coeficientul are valoarea  $K = 0,975$ , deci puterea specifică va fi:

$$P = 0,975 \cdot H^2 \cdot T \quad (5.1.6)$$

Aceste relații de calcul sunt valabile în condițiile în care înălțimea valurilor este mică în comparație cu lungimea frontului de val. Pentru valori mari ale înălțimii ecuațiile se vor corecta astfel încât să includă și termenii de neliniaritate, această teorie neconstituind însă un scop al prezentului capitol.

În condiții reale valurile sunt pancromatice (înălțimea și periodicitatea sunt variabile), astfel încât este necesar să fie definite anumite mărimi cu ajutorul cărora să poată fi caracterizată starea lor la un moment dat. Una dintre aceste mărimi este **înălțimea semnificativă** ( $H_s$ ). Pentru a o calcula, se selectează o treime dintre cele mai mari valori ale înălțimilor măsurate și se face media lor.

O altă mărime este **perioada energetică** ( $T_e$ ), care este definită ca fiind perioada unui val energetic monocromatic cu aceeași energie ca a valurilor pancromatice studiate și cu înălțimea egală cu înălțimea semnificativă. Relația 5.1.7 este determinată statistic și poate fi utilizată pentru a calcula puterea disponibilă în condiții de valuri pancromatice.

$$P = (0,3 \dots 0,5) \cdot H_s^2 \cdot T_e \quad (5.1.7)$$

unde se poate utiliza cu o bună aproximare valoarea 0,4 pentru multiplicator.

Figura 5.3 prezintă distribuția puterii specifice medii a valurilor la nivel mondial.



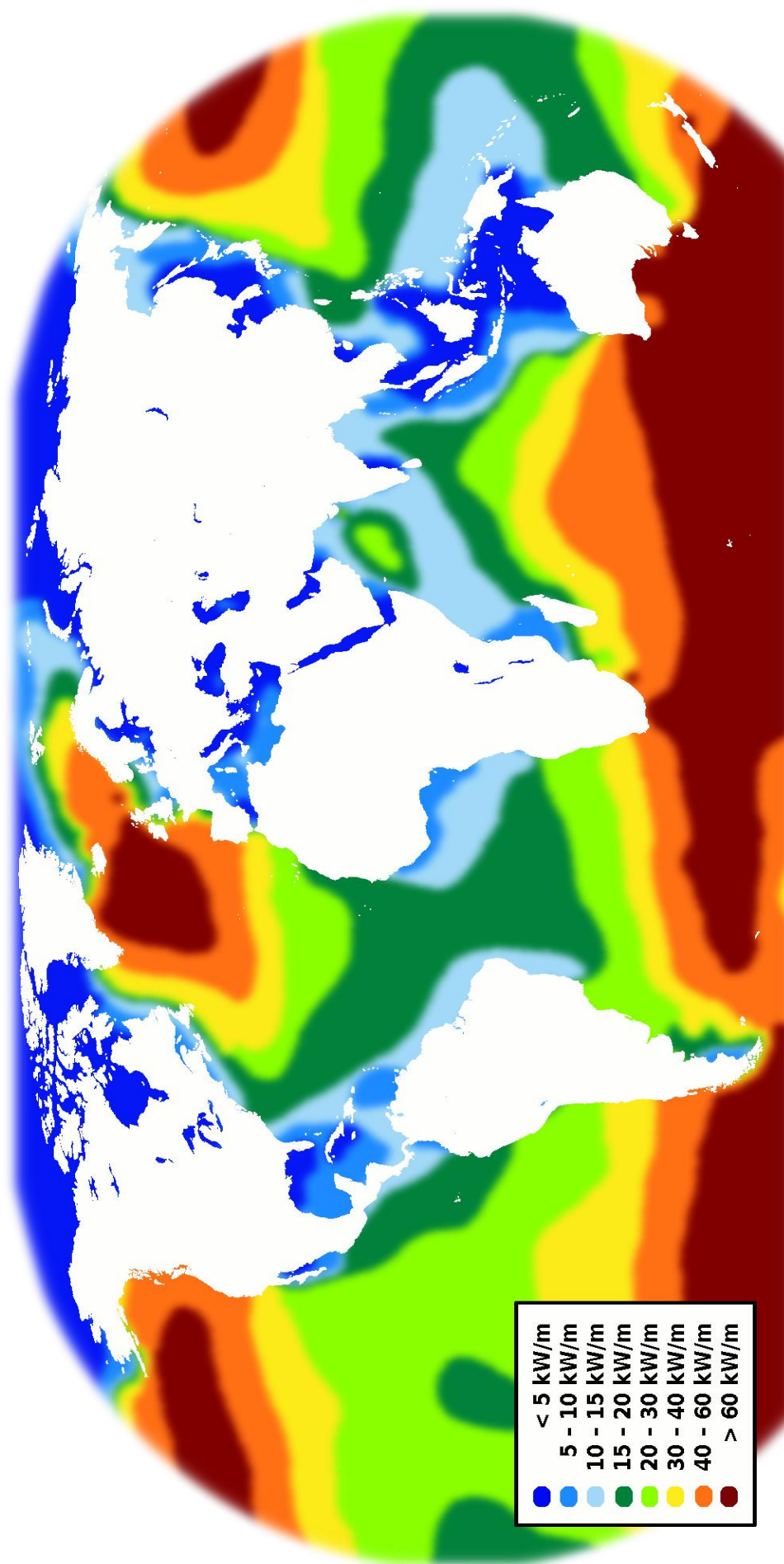


Fig. 5.3 – Distribuția resursei energetice a valurilor la nivel mondial (modelare realizată de Ingvald Straume)

### 5.3 Echipamente de conversie a energiei valurilor

Scopul acestor echipamente constă în captarea energiei valurilor și conversia ei în energie electrică. Versiunile constructive existente se împart în două categorii principale: cu captarea energiei la suprafața apei și cu captarea energiei pe baza fluctuațiilor de presiune la mică adâncime. Convertoarele de energie a valurilor pot fi flotante sau submersate în întregime imediat sub suprafața apei. De asemenea, pot fi amplasate pe țărm sau pe fundul mării în ape de adâncime mică. În rândurile următoare vor fi trecute în revistă principalele tipuri de echipamente care au potențial din punct de vedere al fezabilității tehnico-economice.

**Captatoarele oscilante flotante**, numite și atenuatoare, sunt formate din mai multe segmente flotante articulate, așezate perpendicular pe direcția de deplasare a valului. Șirul de segmente se “mulează” pe suprafața apei, luând forma valurilor. În zona articulațiilor se află elementele care preiau energia mecanică a valurilor. Cel mai cunoscut sistem de acest tip este Pelamis (figura 5.4). Pistoanele din zona articulațiilor (figura 5.5) pompează ulei către motoarele hidraulice amplasate în interiorul fiecărui segment care, la rândul lor, antrenează generatoare electrice. Energia electrică este transportată la țărm prin cabluri submersate.

Lungimea mare a fiecărui segment este calculată astfel încât să minimizeze forțele hidrodinamice care, în cazul valurilor înalte, pot da naștere unor solicitări mecanice semnificative în articulații. Prin urmare echipamentul va răspunde curburii valurilor și nu înălțimii acestora, generând în același timp deplasări suficiente de mari în articulații chiar și atunci când valurile au înălțime mică. Firma germană E.ON în colaborare cu firma scoțiană Scottish Power au în plan dezvoltarea unui parc de 66 instalații Pelamis în largul coastelor scoțiene, cu o capacitate totală de 50 MW [66].



Fig. 5.4 – Sistem Pelamis în funcțiune, cu 3 segmente articulate<sup>45</sup>

<sup>45</sup> Sursa: [http://en.wikipedia.org/wiki/Pelamis\\_Wave\\_Energy\\_Converter#mediaviewer/File:Pelamis\\_at\\_EMEC.jpg](http://en.wikipedia.org/wiki/Pelamis_Wave_Energy_Converter#mediaviewer/File:Pelamis_at_EMEC.jpg)

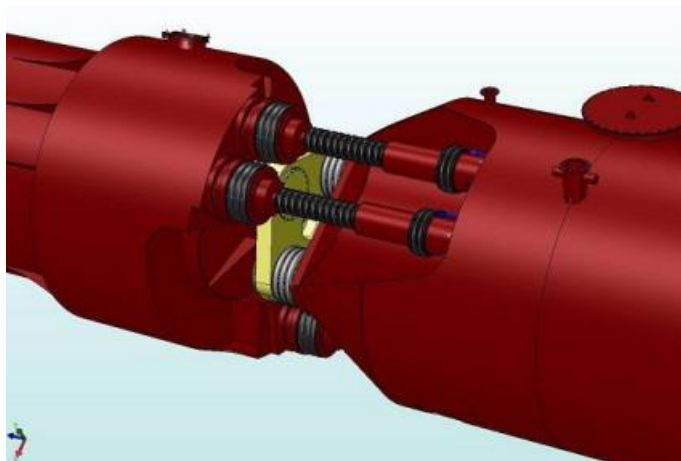


Fig. 5.5 – Articulația dintre două segmente ale sistemului Pelamis<sup>46</sup>

Din aceeași categorie face parte și sistemul Salter Duck, care valorifică mișcarea de ruluu a unor elemente flotante ancorate de fundul mării (figura 5.6). La trecerea valurilor, fiecare element va avea o mișcare oscilatorie de rotație în jurul unei axe longitudinale, care poate fi utilizată pentru antrenarea unui generator electric. S-a calculat că sistemul poate capta în jur de 90% din energia valurilor.

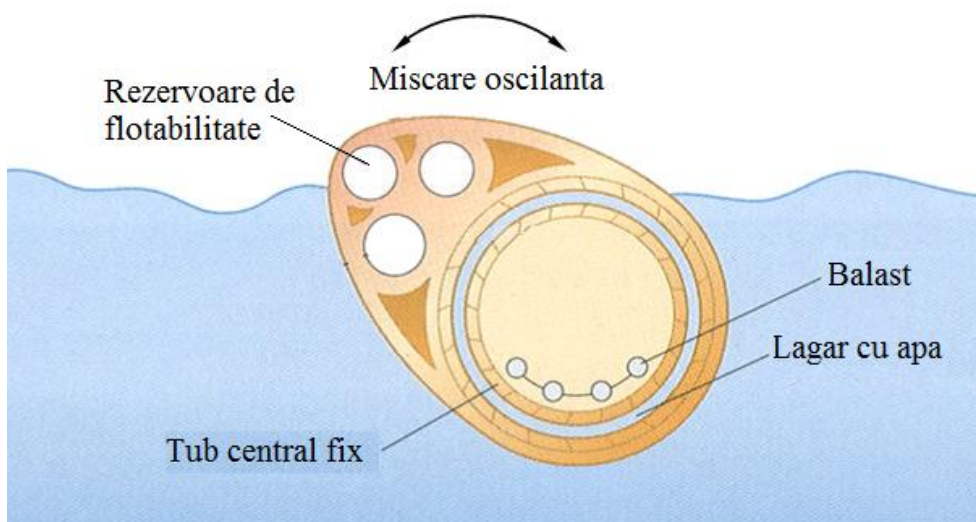


Fig. 5.6 – Sistemul “Salter Duck” de conversie a energiei valurilor<sup>47</sup>

Echipamentele din această categorie au totuși unele limitări din punct de vedere al energiei pe care o pot produce, întrucât aceasta nu poate depăși energia potențială a valurilor. Energia disponibilă este maximă la suprafață și scade cu adâncimea. De aceea, cu cât un element flotant este scufundat mai mult, cu atât energia pe care o poate extrage este mai mică. Un alt aspect important care trebuie luat în considerare este lungimea elementului flotant în raport cu lungimea

<sup>46</sup> Sursa: <http://www.ghidelectric.ro/stire-1620-Pelamis-sistemul-care-transforma-puterea-valurilor-in-energie-electrica.html>

<sup>47</sup> Imagine adaptată; sursa: <http://people.bath.ac.uk/mh391/WavePower/saltersduck.html>

frontului de val. Dacă lungimea acestuia depășește un sfert din lungimea frontului de val, elementul se va roti în jurul centrului de masă, ceea ce va avea ca efect reducerea eficienței. De asemenea, dacă lungimea este mai mare decât lungimea frontului de val, mișcarea oscilatorie va înceta ca urmare a faptului că elementul flotant se va afla simultan pe crestele a cel puțin două valuri.

**Punctele de absorbție axial-simetrice** sunt elemente flotante ancorate de fundul mării, cu dimensiuni mici în raport cu lungimea valului, ceea ce le permite să absoarbă energia valurilor indiferent de direcția lor de deplasare (figura 5.7). Mișcarea relativă dintre elementul fixat pe fundul mării și cel flotant este folosită pentru a antrena un generator electric, transmiterea mișcării făcându-se de obicei hidraulic.

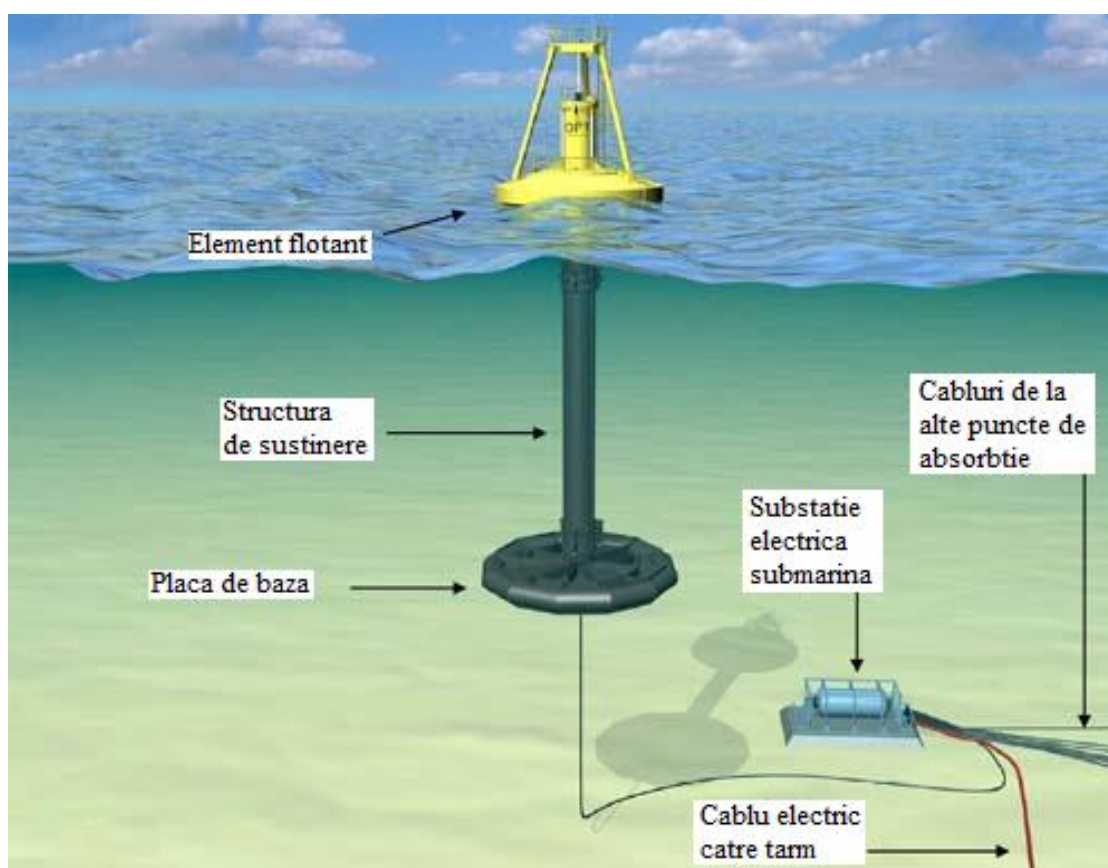


Fig. 5.7 – Punct de absorbție axial-simetric proiectat de Ocean Power Technology<sup>48</sup>

**Convertoarele oscilației de nivel al valului** au în componență panouri flotante, amplasate imediat sub suprafață (figura 5.8) sau la suprafață, fixate de un suport amplasat pe fundul mării prin intermediul unui braț pivotant. Mișcarea moleculelor de apă antrenează panourile într-o mișcare oscilatorie pe direcția de deplasare a valului. Pistoanele cuplate la panouri generează presiune într-un circuit hidraulic, antrenând un generator electric prin intermediul unui motor hidraulic.

<sup>48</sup> Imagine adaptată; sursa: <http://oceanenergy.wikidot.com/pointabsorbers>





Fig. 5.8 – Principiul de funcționare al convertoarelor oscilante imersate<sup>49</sup>

Cele mai cunoscute aplicații în acest domeniu sunt echipamentele Oyster, realizate de firma Aquamarine Power și convertorul Waveroller produs de firma finlandeză AW Energy.

**Captatorul pneumatic** al energiei valurilor, denumit și **piston lichid** sau **coloana oscilantă de apă**, transferă energia generată de mișcarea oscilantă verticală a valurilor către aerul dintr-o incintă construită pe țărm sau în larg. Figura 5.9 prezintă principiul de funcționare al acestor sisteme. Aerul este pompat, respectiv aspirat în mod alternativ în incintă, antrenând o turbină cuplată la un generator electric. În cele mai multe cazuri se utilizează turbine bidirecționale Wells datorită faptului că profilul simetric al paletelor turbinei permit rotirea acesteia în același sens indiferent de direcția deplasării curentului de aer. Turbina Hanna reprezintă o variantă mai eficientă, cu două rotoare cu palete asimetrice și unghi de atac mic, dispuse în oglindă.

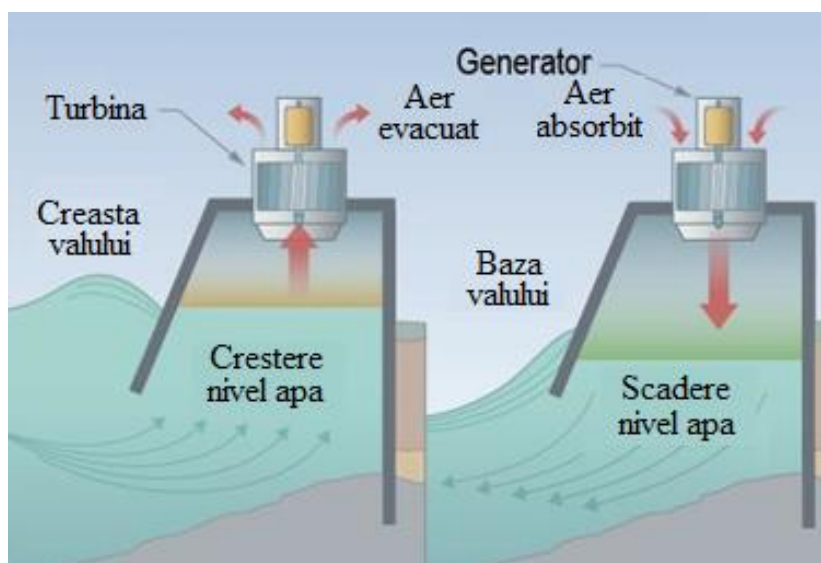
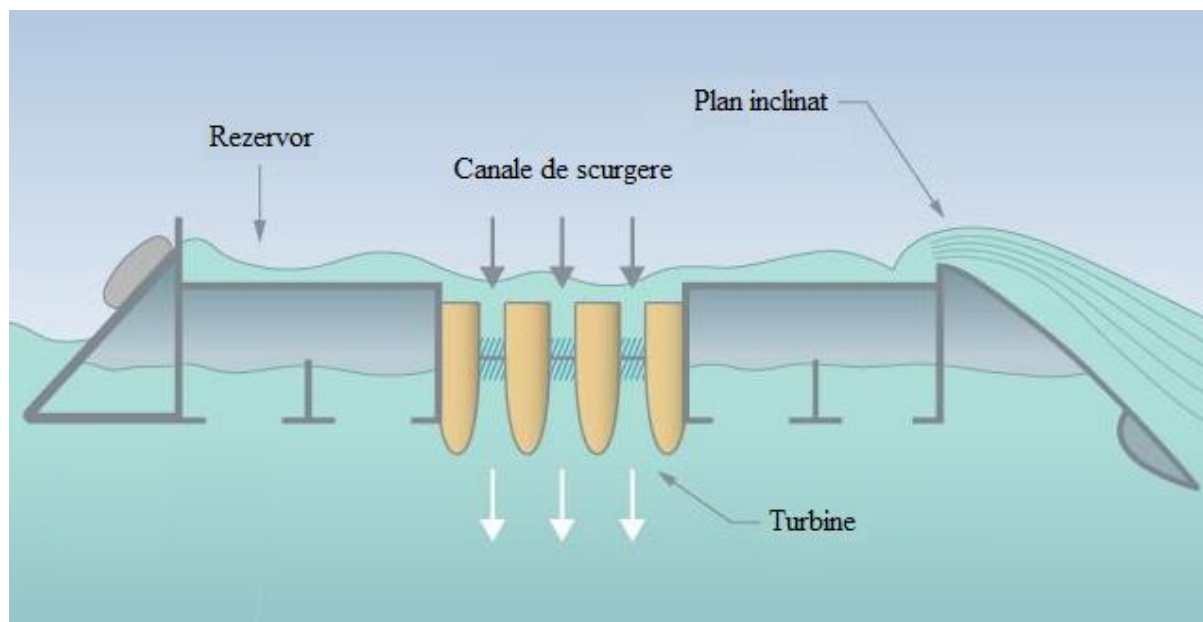


Fig. 5.9 – Principiul de funcționare al captatoarelor pneumatice<sup>50</sup>

<sup>49</sup> Sursa: <http://www.ison21.es/wp-content/uploads/2009/11/wave-energy-oyster-aquamarine-power.jpg>

<sup>50</sup> Figura modificată (<http://en.openei.org/wiki/File:OscillatingWaterColumn.jpg>)

**Instalațiile cu plan înclinat** sunt structuri care utilizează ascensiunea apei pe o pantă artificială (datorită vitezei de deplasare a valului) pentru a umple un bazin până la un nivel aflat deasupra nivelului mediu al mării. Apa din bazin se scurge în mare printr-unul sau mai multe spații în care sunt amplasate turbine cuplate la generatoare electrice. Aceste instalații pot fi construite pe țărm, unde valurile pot escalada un plan înclinat pentru a umple rezervorul, sau pot fi flotante. Figura 5.10 prezintă o structură flotantă care funcționează pe acest principiu.



**Fig. 5.10** – Principiul de funcționare al unei structuri flotante cu plan înclinat și rezervor<sup>51</sup>

*Tapchan* este un sistem aparte din această categorie (figura 5.11). Distanța dintre pereții canalului de aducțiune scade progresiv, ceea ce are ca efect creșterea amplitudinii valului. În cele din urmă acesta se va revărsa peste pereții rezervorului aflat deasupra nivelului mării. Energia cinetică a valului devine energie potențială a apei stocate în rezervor. Aceasta se va scurge în mare printr-o turbină Kaplan. Pentru a fi fezabil, sistemul se pretează zonelor de coastă în care energia valurilor este peste media anuală și cu adâncimi relativ mari lângă țărm.

#### 5.4 Impactul asupra mediului

Unul dintre efectele pozitive documentate în baza informațiilor colectate până în prezent, constă în creșterea biodiversității în zonă datorită faptului că diverse specii de midii, scoici și alge se fixează pe elementele structurale și pe cablurile de fixare și de transport al energiei electrice către țărm. De exemplu, în perioada 2005-2006 s-a constatat că aproximativ 150 kg de organisme marine s-au fixat pe un singur generator flotant cu diametrul de trei metri [67]. Rezultatele modelării pe calculator arată că această “ancrasare” biologică nu afectează performanțele sistemului în cauză. Fundațiile de beton de pe fundul mării (acolo unde sunt necesare) acționează ca recife artificiale, fiind atractive pentru organismele marine.

<sup>51</sup> Figură adaptată; sursa: <http://en.openei.org/wiki/File:WaveOvertoppingReservoir.jpg>

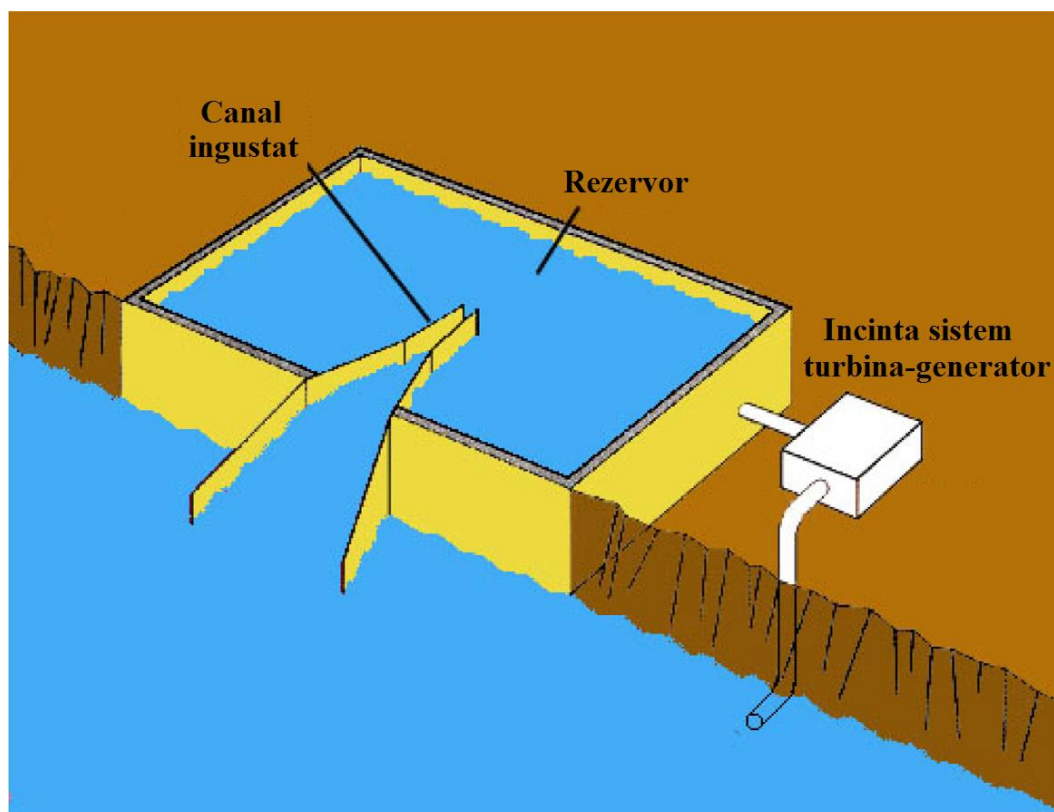


Fig. 5.11 – Principiul de funcționare al sistemului TAPCHAN [68]

Instalarea parcurilor de mari dimensiuni de generatoare marine poate afecta negativ activitatea piscicolă în zonă. Pe de altă parte acest aspect are și o latură pozitivă, ca urmare a faptului că, din acest motiv, regiunile respective pot deveni arii protejate în care va crește densitatea și diversitatea diferitelor specii de pești.

Deși sunt puține informații legate de efectele zgomotului subacvatic produs pe parcursul construirii și funcționării sistemelor de valorificare a energiei valurilor, există semnale conform cărora sunt afectate speciile care folosesc sisteme biologice de ecolocație pentru orientare, comunicare, vânat și detectarea altor prădători (unele specii de pești, delfini, balene și foci).

De asemenea, există cercetări în derulare pentru a identifica efectele câmpurilor electromagnetice produse de cablurile electrice subacvatice asupra organismelor marine migratoare care utilizează câmpul electromagnetic terestru pentru a se orienta.

Cele mai noi și mai detaliate informații și publicații legate de efectele acestor sisteme asupra ecosistemului marin sunt disponibile pe platforma online Tethys<sup>52</sup>.

<sup>52</sup> <http://tethys.pnnl.gov/>





# Capitolul 6

---

## *Biomasa*

---

### 6.1 Elemente introductive

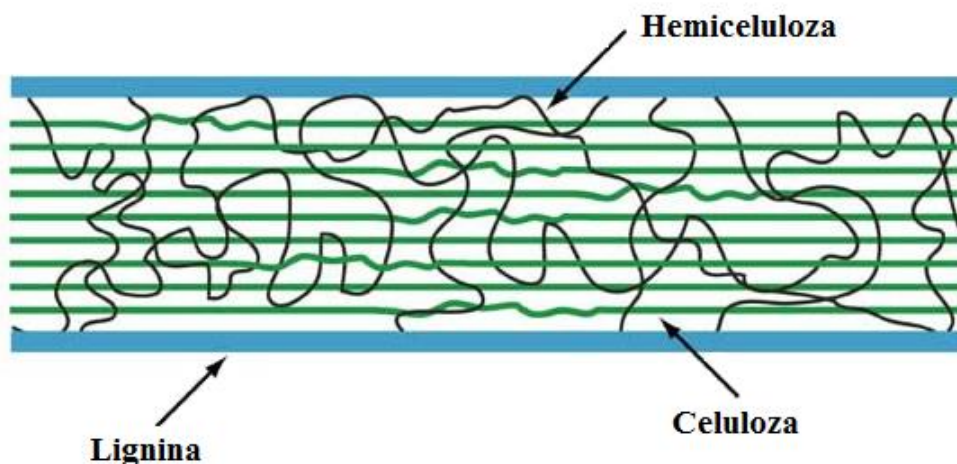
Din punct de vedere energetic, termenul “biomasă” se referă la materia organică ce poate fi convertită în energie. Principalele categorii de biomasă care pot fi utilizate în acest scop sunt materia lemnoasă, reziduurile vegetale din agricultură și reziduurile animale din zootehnie, precum și culturile și plantațiile dedicate valorificării energetice. Pe lângă acestea, se au în vedere și reziduurile municipale (resturi provenite de la toaletarea copacilor, întreținerea parcurilor etc.), gunoiul menajer sau unele reziduuri provenite din industria alimentară.

Fotosinteza este procesul prin care plantele transformă energia solară în energie chimică. Aceasta din urmă poate fi convertită ulterior în energie termică și/sau electrică pentru uz industrial sau rezidențial, precum și în combustibili pentru transport. Cele mai simple tehnologii de conversie presupun arderea biomasei lemnoase pentru a produce căldură ce poate fi utilizată direct. De asemenea, căldura generată poate vaporiza apa, vaporii antrenând o turbină cuplată la un generator electric. Conversia în biocombustibili pentru transport se poate face termic, chimic sau biologic, sau se pot aplica tehnologii care fac uz de toate cele trei metode.

Biomasa lemnoasă (denumită și biomasă lignocelulozică) este formată în principal din lignină (20-25%) și carbohidrați (60-80%). Cea mai mare parte a carbohidraților prezenți în biomasă sunt compuse ale poli/oligozaharidelor precum celuloza, hemiceluloza, amidonul și inulina (figura 6.1). În plus, pot fi întâlnite cantități mici de monozaharide precum glucoza și fructoza.

**Lignina** reprezintă un polimer natural și are rolul de a-i conferi plantei rezistență structurală, ea acționând și ca liant al fibrelor de **celuloză**. Aceasta din urmă este componenta de bază a pereților celulelor plantei și se găsește în lemn în proporție de 35-50% raportat la masa uscată. Are o structură cristalină întreruptă de alocuri de zone amorfe. Lanțurile polimerice de celuloză sunt grupate împreună sub formă de microfibile, fiind insolubilă în apă.

După celuloză, **hemicelulozele** reprezintă a doua cea mai abundentă grupă de polizaharide din materialele lignocelulozice. Au o structură eterogenă și reprezintă aproximativ 15-35% din masa plantei. Poate conține pentoze (xiloză și arabinoză) aflate în măsură mai mare în lemnul de foioase, hexoze (manoză, glucoză și galactoză) aflate în principal în lemnul de rășinoase și/sau acizi uronici (acid glicuronic, metilgalacturonic sau galacturonic). În cantități mici se mai pot găsi și alte zaharuri precum ramnoză și fucoză. Hemicelulozele se degradează mai ușor decât celuloza. Tratamentele acide sau alcaline o pot descompune până la nivel de molecule.



**Fig. 6.1** – Structura biomasei lignocelulozice (model simplificat) [69]

## 6.2 Valorificarea energiei biomasei

Diagrama din figura 6.2 prezintă cele șase procese de bază care pot fi utilizate pentru valorificarea biomasei. Unele detalii precum și produșii principali ai proceselor menționate în diagramă sunt prezentate în continuare.

### **6.2.1 COMBUSTIA DIRECTĂ**

Prin arderea directă a diferitelor tipuri de biomasă (lemn, diverse reziduuri, paie, biogaz etc.) se obțin gaze fierbinți care pot fi utilizate pentru a încălzi sau pentru a produce abur. Aburul poate antrena în continuare un sistem turbină – generator în vederea producerii de energie electrică. Arderea este cea mai simplă tehnologie și se poate dovedi economică dacă sursa de biomasă disponibilă se află în apropiere și este suficientă.

### **6.2.2 PIROLIZA**

Piroliza constă în descompunerea termochimică a biomasei solide, proces care are loc la temperaturi de 300-800°C și în absența oxigenului. În urma acestui proces rezultă căldură, diferite gaze (hidrogen, metan, monoxid de carbon etc.), bio-uilei și cărbune. Gazele combustibile pot fi separate și captate, iar cărbunele rezultat, denumit și biochar, poate fi utilizat ca fertilizator și amendament agricol, utilizare care reprezintă și o modalitate eficientă și economică de sechestrare a carbonului.

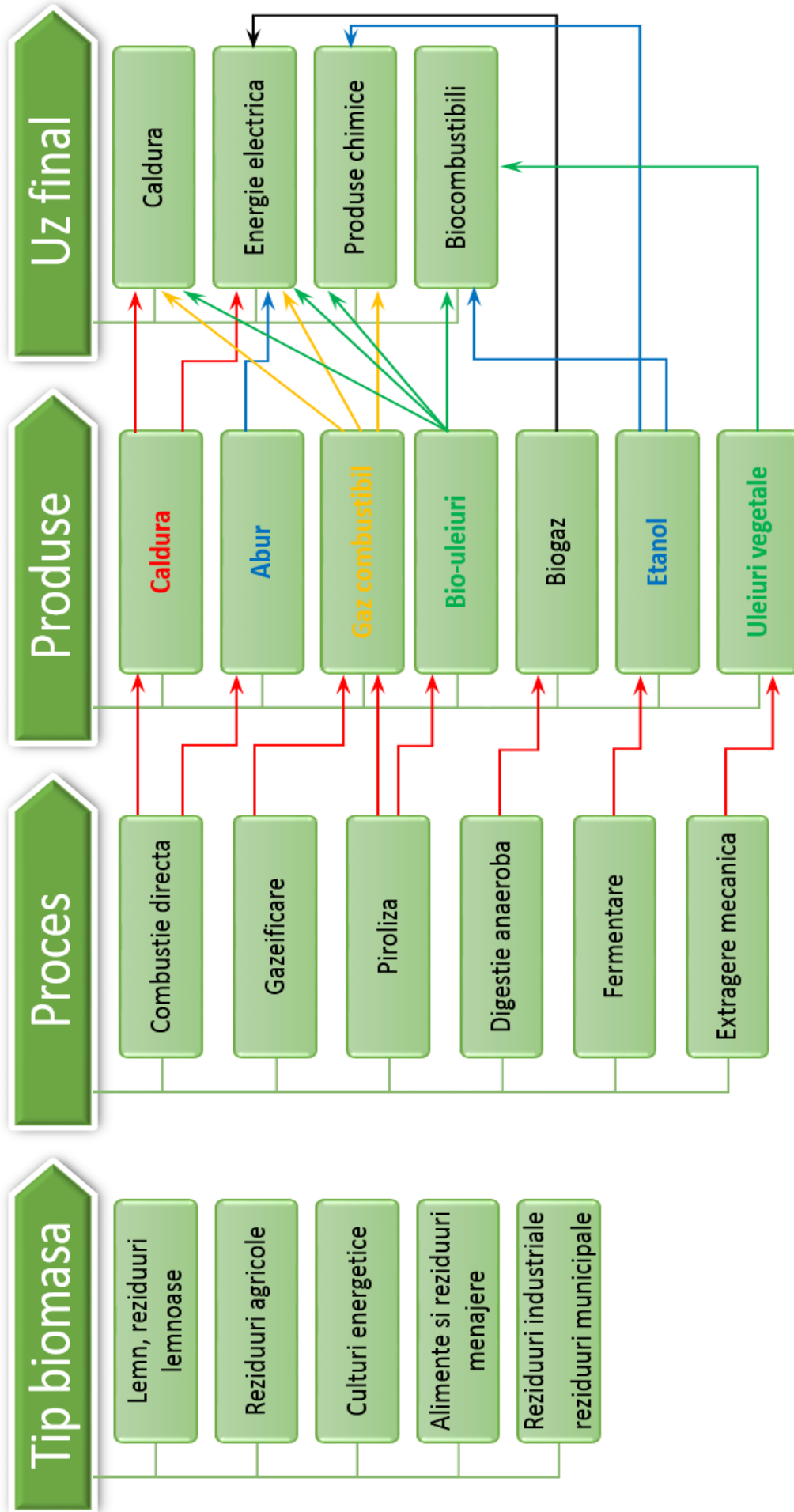


Fig. 6.2 – Metode primare de valorificare a biomasei

Pentru fiecare tip de biomasă și o presiune dată, există doi parametri care influențează produsele rezultate în urma pirolizei, respectiv temperatura reactorului și timpul (figura 6.3). Temperaturile înalte și perioada scurtă de expunere a biomasei favorizează reacțiile de gazeificare, în timp ce temperaturile mai scăzute favorizează formarea cărbunelui (biochar). Atunci când scopul principal îl constituie obținerea bio-uleiului, maximizarea cantității se poate face prin reglarea celor doi parametri. În cazul în care se urmărește obținerea unor cantități cât mai mari de biochar, temperaturile vor trebui menținute sub valoarea de 300°C, procesul fiind denumit torefiere.

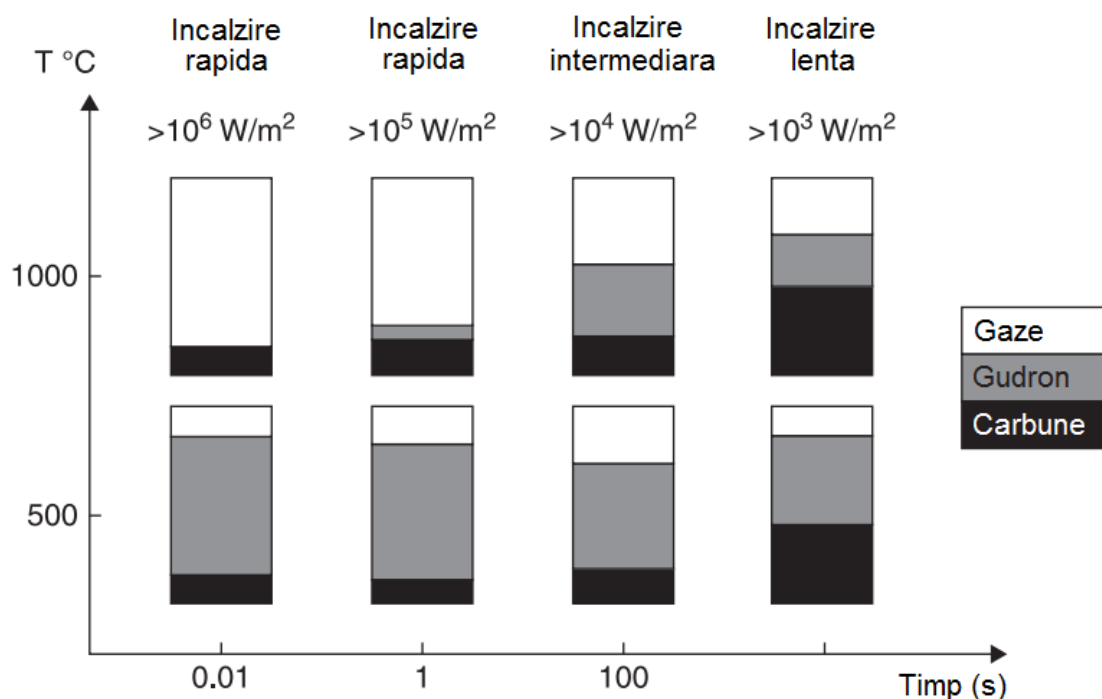


Fig. 6.3 – Variația produselor de piroliză cu temperatura și timpul de expunere [70]

Există numeroase variante tehnologice de piroliză a biomasei, toate caracterizându-se însă prin costuri relativ ridicate, la acestea contribuind și etapa inițială de pregătire a biomasei (stocare, uscare, mărunțire și alimentare). Transferul de căldură către biomasa solidă reprezintă de asemenea o provocare tehnologică, întrucât un transfer lent favorizează cocsificarea (v. figura 6.3). Piroliza în reactoare cu pat fluidizat este varianta tehnologică mai răspândită pentru producerea bio-uleiurilor, schema de principiu a acesteia fiind prezentată în figura 6.4. Un pat de nisip sau alt material stabil din punct de vedere termic la temperatura de lucru este menținut în stare “fluidă”, în suspensie, prin introducerea pe la partea inferioară a reactorului a unui flux de gaze fierbinți. Ulterior reactorul este alimentat cu biomasă mărunțită, în proporție foarte redusă, astfel încât transferul de căldură se realizează aproape instantaneu către particulele de biomasă.

Acest principiu stă la baza a numeroase tehnologii, diferențele dintre ele constând în abordarea problemelor ridicate de formarea cărbunelui și a cocsurilor în patul fluidizat, de acumularea de cenușă și de recuperarea căldurii.

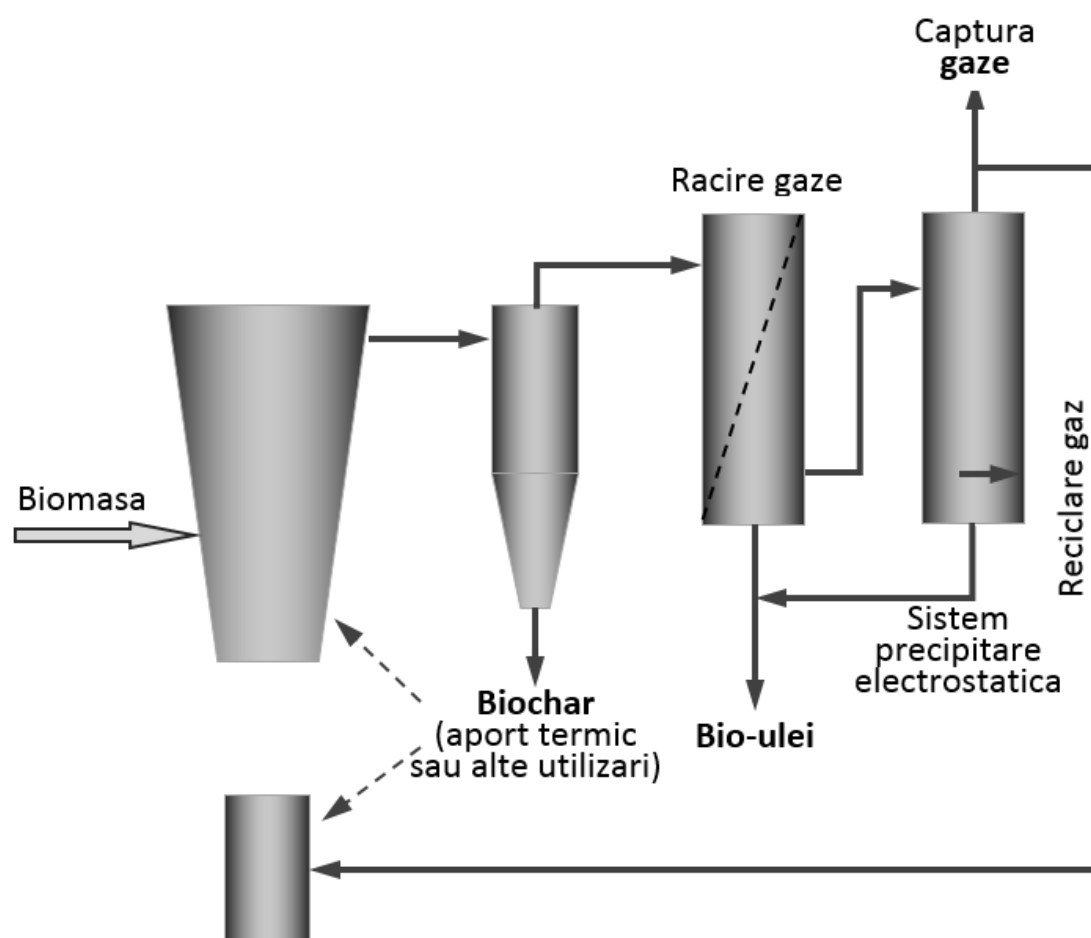


Fig. 6.4 – Piroliza biomasei in reactor cu pat fluidizat [21]

### 6.2.3 GAZEIFICAREA

Prin procesul termochimic de gazeificare biomasa solidă se transformă în gaz la temperaturi de 800-1300°C. Gazul obținut se numește gaz de sinteză sau singaz și este un amestec combustibil de hidrogen, monoxid de carbon, metan, azot, bioxid de carbon, sulf, compuși alcalini și gudroane (tabelul 6.1). Hidrogenul este văzut în prezent ca fiind combustibilul alternativ pentru vehiculele electrice cu pile de combustie.

În principiu, o cantitate limitată de oxigen sau aer este introdusă în reactor astfel încât, prin combustia unei fracții din biomasa, se generează bioxid de carbon și energie. Energia eliberată inițiază o a doua reacție care convertește biomasa în hidrogen și monoxid de carbon. Acesta din urmă reacționează cu moleculele de apă provenite din uscarea inițială a biomasei, rezultând metan și din nou bioxid de carbon.

Aceste procese și dispunerea straturilor de biomasa în care ele se manifestă într-un gazeificator de tipul “updraft”, sunt prezentate mai detaliat în figura 6.5.

Tabelul 6.1 – Constituenți ai gazului de sinteză [71]

Denumire compus	Formulă chimică	Gaz umed [vol.%]	Gaz uscat [vol.%]
Monoxid de carbon	CO	21,0	22,1
Bioxid de carbon	CO <sub>2</sub>	9,7	10,2
Hidrogen	H <sub>2</sub>	14,5	15,2
Vapori de apă	H <sub>2</sub> O	4,8	-
Metan	CH <sub>4</sub>	1,6	1,7
Azot	N <sub>2</sub>	48,4	50,8
<b>Alte informații</b>			
Puterea calorică superioară (raportat la masa în stare umedă)		5506 kJ/Nm <sup>3</sup>	
Puterea calorică superioară (raportat la masa în stare uscată)		5800 kJ/Nm <sup>3</sup>	
Necesar aer pentru gazeificare		2,38 kg lemn/kg aer	
Necesar aer pentru combustie		1,15 kg lemn/kg aer	

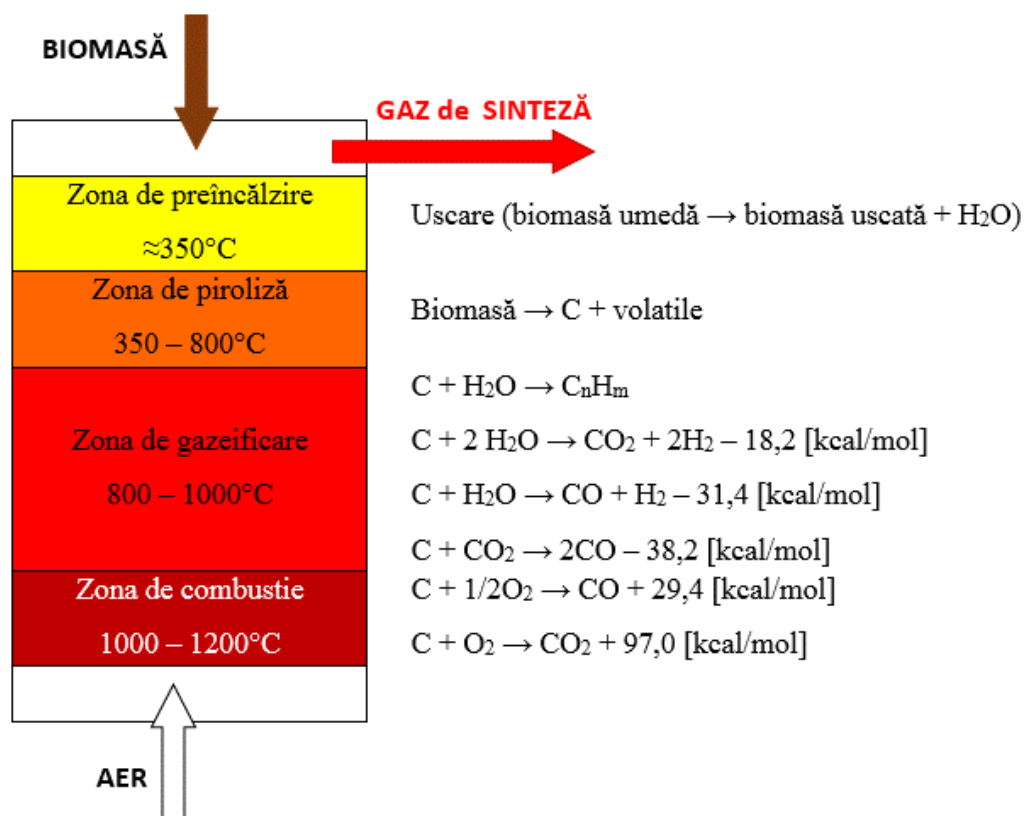


Fig. 6.5 – Procesele chimice produse într-un gazeificator de tip updraft



Gazeificatoarele se clasifică în funcție de tipul de combustibil utilizat, de modul în care aerul este introdus în masa de combustibil și de tipul patului de combustie.

Gazeificatoarele cu pat fix sunt construcții simple, formate dintr-un reactor cilindric în care se află biomasa, cu alimentare pe la partea superioară, în care gazul generat se deplasează pe verticală (în sus sau în jos). Sunt caracterizate de conținutul redus de cenușă și de viteza mică a gazului. Aerul poate pătrunde:

- pe la partea inferioară a reactorului, circulând prin stratul de biomasă către partea superioară (gazeificatoare updraft, sau în contracurent – figura 6.6 a);
- pe la partea superioară, circulând de sus în jos (gazeificatoare downdraft, sau în echicurent, v. figura 6.6 b);
- poate circula transversal față de masa de material (gazeificatoare crossdraft, sau transversale).

Gazeificatoarele cu pat fluidizat (v. piroliza) au avantajul unei distribuții uniforme a temperaturii în masa de material, în raport cu variantele cu pat fix. Se obține o cantitate relativ mare de produse gazoase. Reacțiile de gazeificare și de conversie a gudroanelor continuă și în faza gazoasă. Aceste sisteme sunt dotate de obicei cu propriul ciclon care are rolul de a reține într-o măsură cât mai mare particulele de cărbune.

Atunci când gazul combustibil urmează a fi utilizat pentru arderea în motoare cu combustie internă, se impune și o separare a particulelor de cenușă, operație care se efectuează în afara gazeificatorului.

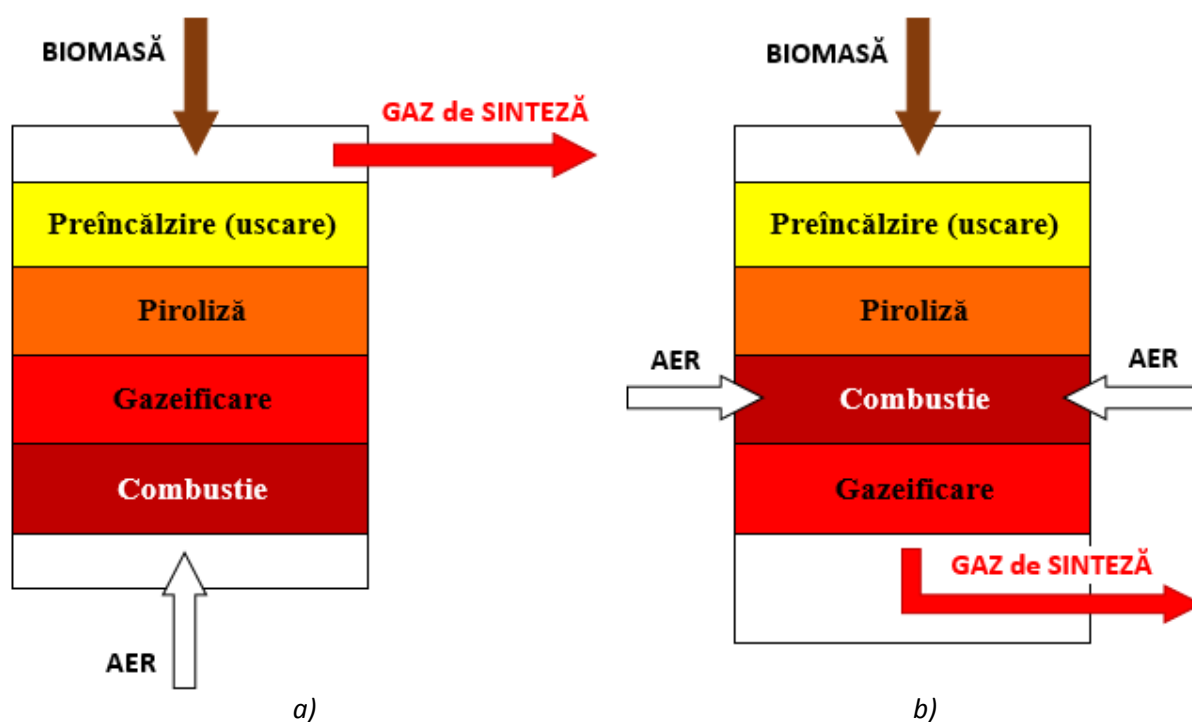
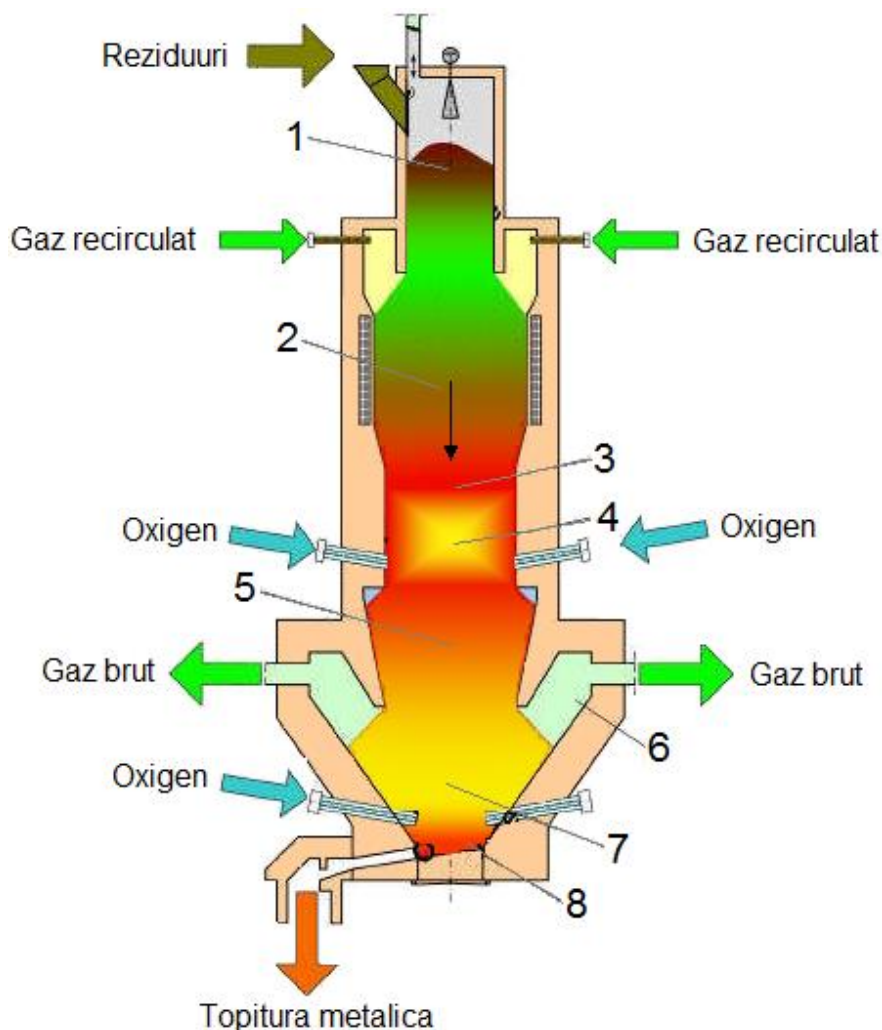


Fig. 6.6 – Tipuri de gazeificatoare cu pat fix: (a) updraft; (b) downdraft

Figura 6.7 prezintă un reactor avansat de gazeificare destinat procesării deșeurilor, realizat de compania KBI Group. Gama înaltă de temperaturi la care funcționează (1500-2500°C), superioară celor din gazeificatoarele obișnuite, se obține prin injectarea de oxigen tehnologic în reactor.

Datorită acestor temperaturi gazeificatorul poate prelucra cu randamente maxime o gamă foarte largă de deșeuri urbane și industriale de natură organică și anorganică, ca de exemplu: deșeuri toxice, lacuri și vopsele, cauciuc (inclusiv anvelope uzate), baterii și componente electronice, azbest, resturi metalice, deșeuri clinice, hârtie, materiale compozite, uleiuri reziduale etc. Spre deosebire de gazeificarea convențională, datorită reacțiilor care se produc la temperaturile înalte de funcționare nu rezultă cenușă sau gaze toxice de ardere.



**Fig. 6.7** – Tehnologia HTCW de gazeificare<sup>53</sup> [72]: 1 – uscarea; 2 – piroliză; 3 – gazeificare; 4 – oxidare; 5 – reducere; 6 – evacuare gaze; 7 – oxidare; 8 – topire

Tabelul 6.2 prezintă mai detaliat procesele termochimice care se realizează în acest tip de gazeificator, în funcție de gama de temperaturi.

<sup>53</sup> Produs de KBI Group; desen adaptat (sursa: [http://www.htcw.info/images/index\\_page/long\\_form.pdf](http://www.htcw.info/images/index_page/long_form.pdf))

Tabelul 6.2 – Procesele termochimice din reactorul HTCW

Temperatură	Proces termo-chimic
100-200 °C	Uscarea reziduurilor; eliminarea apei;
250 °C	Dezoxidare; desulfurare; eliminarea apei constituate și a bioxidului de carbon; depolimerizare;
340 °C	Cracarea legăturilor alifaticice; începe separarea metanului și a altor produși alifatici;
380 °C	Carbonizare;
400 °C	Ruperea legăturilor C-O și C-N; separarea heteroatomilor;
400-600 °C	Conversia bitumurilor în uleiuri și gudroane topite;
>600 °C	Cracarea bitumurilor în substanțe stabile termic (hidrocarburi gazoase); sinteza hidrocarburilor aromatice;
800-1200 °C	Gazeificare: sinteza de $N_2/NH_3$ și $H_2S/COS$ ; halogenii sunt în stare de vapori (ca cloruri alcaline sau HCl); Sinteza fazelor de topire a mineralelor;
1200-2000 °C	Descompunerea completă a hidrocarburilor aromatice, HCN și a compușilor organici cu clor; Sinteza fazelor de topire a fierului;
2000-2700 °C	Începe disocierea moleculară; domeniul inferior al stării de plasmă.

#### 6.2.4 FERMENTAREA ANAEROBĂ

Nămolurile rezultate din tratarea apelor uzate, gunoiul de grajd sau deșeurile alimentare, dar și produsele agricole, la o anumită umiditate sau în amestec cu apă (în funcție de tipul biomasei) sunt degradate bacterian într-o incintă închisă, în absența aerului. Astfel, prin fermentare anaerobă se obține un amestec format în principal din metan și bioxid de carbon. Aproximativ 90% din energia înmagazinată în biogazul obținut aparține metanului [73]. Tehnologia este matură și a devenit o modalitate de suplimentare a veniturilor fermelor agro-zootehnice moderne, care astfel produc atât energie cât și îngrășământ bogat în azot, fosfor, potasiu și micronutrienți, precum și a stațiilor de epurare a apelor uzate municipale. Potențialul energetic pentru diverse categorii de reziduuri care pot fi valorificate prin fermentare anaerobă este prezentat în tabelul 6.3 [74].

Pentru a crea condiții ideale pentru bacteriile care convertește materia organică în biogaz, digesterul trebuie să fie etanș la pătrunderea aerului și prevăzut cu posibilitatea de încălzire și de amestecare. Există două tipuri de fermentare anaerobă:

- Mezofilică: se desfășoară la temperaturi de 30-35°C; timpul de retenție este de 15-30 zile;
- Termofilică: are loc la temperaturi de aproximativ 55°C iar timpul de retenție a materiei organice în digester este de 12-14 zile;

- Psihrofilică: temperatura de procesare este mai mică de 20°C, iar timpul de retenție este de 70-80 zile.

Tabelul 6.3 – Potențialul energetic al unor categorii de reziduuri

Categorie reziduuri	Potențial energetic [MWe]
Produse alimentare și fructe	40
Deșeuri municipale solide	900
Deșeuri municipale lichide	100
Hârtie, produse celulozice, lactate, produse de tăbăcărie	140
Produse zaharoase	220
Reziduuri de la distilării	300

Digestoarele pentru biogaz pot fi metalice, din plastic, sau construite folosind materiale obișnuite de construcții (beton ori cărămidă). Pot fi orizontale sau verticale, iar amplasarea lor se poate face la suprafață sau pot fi îngropate. Constructiv, pot fi sub formă de bazin, siloz sau jgheab, iar volumul poate varia de la câțiva metri cubi până la câteva mii de metri cubi în cazul variantelor industriale. După fluxul de material, digestoarele pot fi cu funcționare continuă sau în șarje.

Tipul de digester se alege în primul rând în funcție de tipul de fermentare, respectiv:

- Fermentarea umedă, proces care se produce când concentrația medie de materie uscată în substrat este mai mică de 15% (nămolurile provenite din tratarea apelor uzate, gunoi de grajd fluid);
- Fermentare uscată, care corespunde unei concentrații medii de materie uscată în substrat cuprinsă în intervalul 20-40% (reziduuri menajere, reziduuri organice municipale solide, gunoi de grajd solid cu conținut ridicat de paie, resturi de vegetație provenite din întreținerea parcurilor etc.).

Figura 6.8 prezintă schema de principiu a unei stații de producere a biogazului, precum și posibilele utilizări ale acestuia.

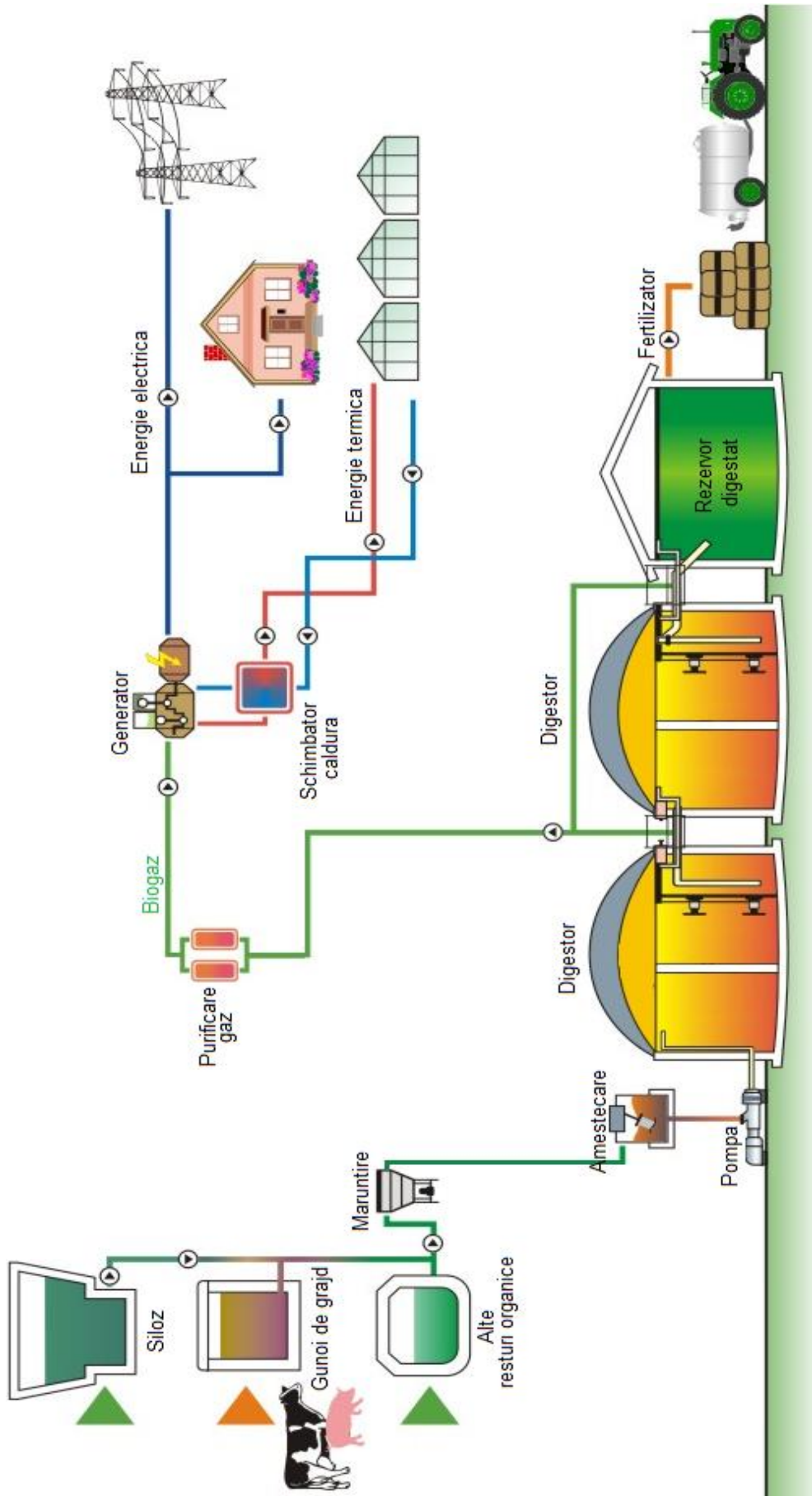


Fig. 6.8 – Schema de principiu a unei stații de producere a biogazului<sup>54</sup> [75]

<sup>54</sup> Adaptare după <http://www.biopowersa.com/en/diagram-of-biogas-plant.html>

### **6.2.5 GAZELE EMISE DE DEPOZITELE DE DEȘEURI**

Depozitele de deșeuri reprezintă un caz aparte de fermentare anaerobă a reziduurilor organice prezente aici. Recuperarea emisiilor acestor depozite nu aduce doar beneficii economice ci și un aport pozitiv din punct de vedere al protecției mediului, având în vedere faptul că metanul are un potențial de 21 de ori mai ridicat decât bioxidul de carbon în ceea ce privește efectul de seră. Uzual, în compoziția acestor emisii se află 45-60% metan, 40-60% bioxid de carbon, vapori de apă și alți compuși (azot, oxigen, hidrogen sulfurat, diverși contaminanți cum ar fi benzenul, toluenul, cloroformul, tetraclorura de carbon, compuși halogenați etc.) în proporții mult mai mici. Tabelul 6.4 prezintă principalii componenți și unele caracteristici ale acestora.

De obicei gazul recuperat este curățat și utilizat pentru a produce energie electrică prin alimentarea unor motoare cu aprindere prin combustie cuplate la generatoare electrice. În același scop pot fi utilizate microturbine, turbine cu abur sau pile de combustie. Alte aplicații includ generarea de energie termică, sau recuperarea metanului și injectarea lui în rețelele de distribuție a gazelor naturale.

Descompunerea bacteriană a materialelor organice din depozitele de deșeuri se face în patru faze. Compoziția gazului produs diferă de la o fază la alta. Întrucât depozitele sunt alimentate pe perioade care pot atinge 20-30 ani, fazele pot fi diferite de la o zonă la alta a depozitului (în funcție de vechimea reziduurilor din zona respectivă).

În **prima fază** de descompunere, bacteriile aerobe consumă oxigen în procesul de rupere a lanțurilor moleculare ale carbohidraților complecși, proteinelor și lipidelor din compoziția reziduurilor organice. Reacțiile aerobe au loc până la consumarea întregii cantități de oxigen, putând dura de la câteva zile până la câteva luni, în funcție de cantitatea disponibilă de oxigen. La rândul ei, aceasta depinde de gradul de compactare al reziduurilor. Procesul de fermentare aerobă generează în special bioxid de carbon. Cantitatea de azot este mare la începutul fazei, însă scade apoi continuu.

**Faza a doua** de descompunere este un proces anaerob în care bacteriile convertesc compuși produși de microorganismele aerobe în acid lactic, acetic și formic, precum și în alcooli cum ar fi metanolul și etanolul. Apa în amestec cu acizii formează o soluție care dizolvă nutrienții prezenți în depozitul de deșeuri, astfel încât azotul și fosforul devin disponibile pentru speciile de bacterii prezente în depozitul de deșeuri. Gazele produse în această fază sunt bioxidul de carbon și hidrogenul. Orice perturbare a depozitului în faza a doua, care duce la pătrunderea oxigenului în masa de deșeuri, are ca efect reîntoarcerea la faza I.

**Faza a III-a** începe atunci când anumite specii de bacterii anaerobe consuma acizii organici produși în faza a II-a, formând acetat, un acid organic. Acest proces face ca depozitul de deșeuri să devină mai neutru, avantajând astfel activitatea bacteriilor producătoare de metan. Bacteriile producătoare de acizi și metan au o relație simbiotică, reciproc avantajoasă. Bacteriile

producătoare de acid creează compuși care pot fi consumați de bacteriile metanogene. La rândul lor, acestea consumă dioxidul de carbon și acetatul care, în proporție prea mare, ar deveni toxice pentru bacteriile producătoare de acid.

**Etapa a IV-a** de descompunere începe atunci când compoziția și debitul de gaz de depozit rămân aproximativ constante. În această fază gazul conține aproximativ 45-60% metan, 40-60% bioxid de carbon și 2-9% alte gaze cum ar fi sulfurile. Ritmul stabil de producere a gazului durează de obicei în jur de 20 de ani, însă emisiile vor continua pentru 50 sau mai mulți ani după ce deșeurile sunt descărcate în depozit. Producția de gaze poate dura mai mult, de exemplu în cazul în care sunt prezente cantități mai mari de deșeuri organice.

*Tabelul 6.4 – Principalele componente ale gazului emanat de depozitele de deșeuri*

Componenta	Procent volumic	Caracteristici
<b>Metan</b>	45-60	Este un gaz incolor și inodor, produs în depozitele de deșeuri prin descompunere bacteriană.
<b>Bioxid de carbon</b>	40-60	În atmosferă se găsește în proporție de 0,03%. Este incolor, inodor și ușor acid.
<b>Azot</b>	2-5	Se găsește în atmosferă în proporție de aproximativ 79%. Este inodor, insipid și incolor.
<b>Oxigen</b>	0,1-1	În atmosferă se află în proporție de aproximativ 21%. Este inodor, insipid și incolor.
<b>Amoniac</b>	0,1-1	Este un gaz incolor, cu un miros înțepător.
<b>Alți compuși organici</b>	0,01-0,6	Sunt compuși organici non-metanici, cum ar fi compușii care conțin carbon. Pot apărea în mod natural sau pot fi obținuți prin procese chimice sintetice. Printre compușii cel mai frecvent întâlniți în depozitele de deșeuri se află: acrilonitril, benzen, 1,1-diclorețan, 1,2-diclorețilenă, diclorometan, sulfura de carbonil, etil-benzen, hexan, metil etil cetonă, tetraclorețilenă, toluen, triclorețilenă, clorură de vinil, xileni.
<b>Sulfuri</b>	0-1	Sulfurile (hidrogenul sulfurat, sulfura de dimetil, mercaptanii etc.) sunt gaze care apar în mod natural, cu un miros neplăcut de ouă stricate, chiar la concentrații foarte mici.
<b>Hidrogen</b>	0-0,2	Este un gaz incolor și inodor.
<b>Monoxid de carbon</b>	0-0,2	Este un gaz incolor și inodor.



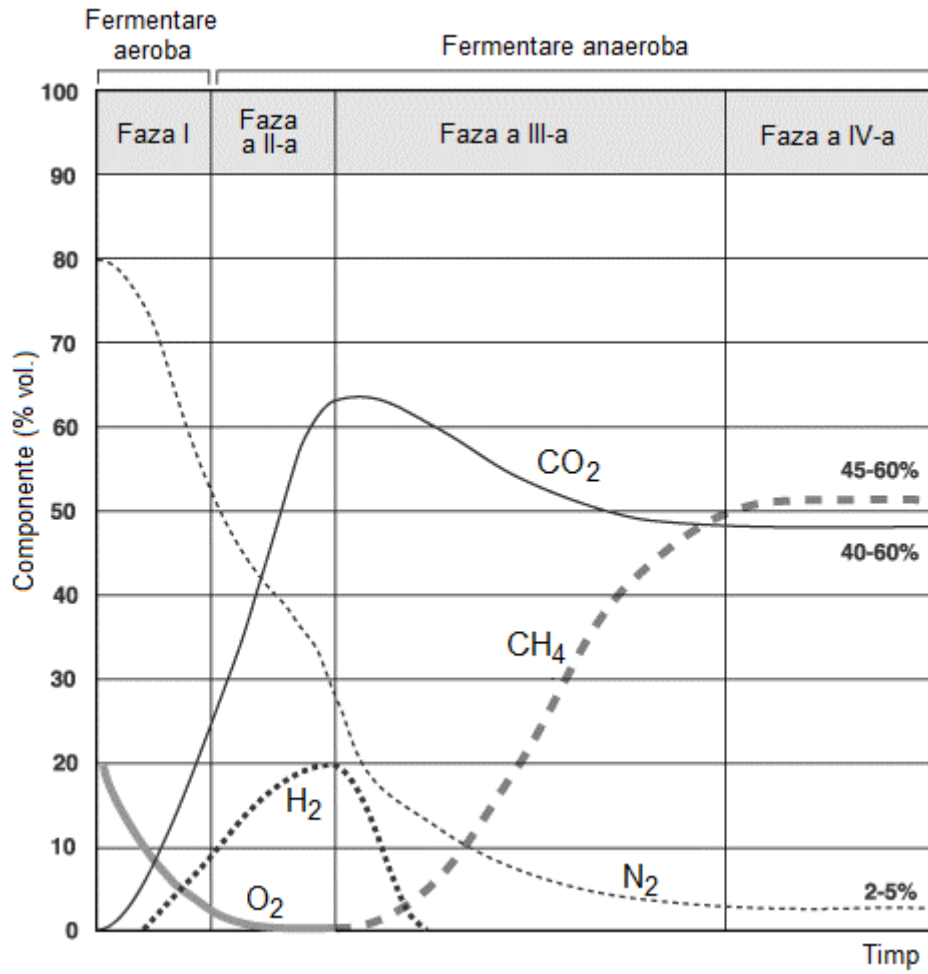


Fig. 6.9 – Variația cu timpul a compoziției gazului emanat de depozitele de deșeuri<sup>55</sup>

Pilele de combustie constituie o variantă modernă și eficientă de valorificare a metanului din gazul emanat de depozitele de deșeuri. Diagrama unui sistem cu pile de combustie este prezentată în figura 6.10.

<sup>55</sup> Sursa: United States Environmental Protection Agency, 1993

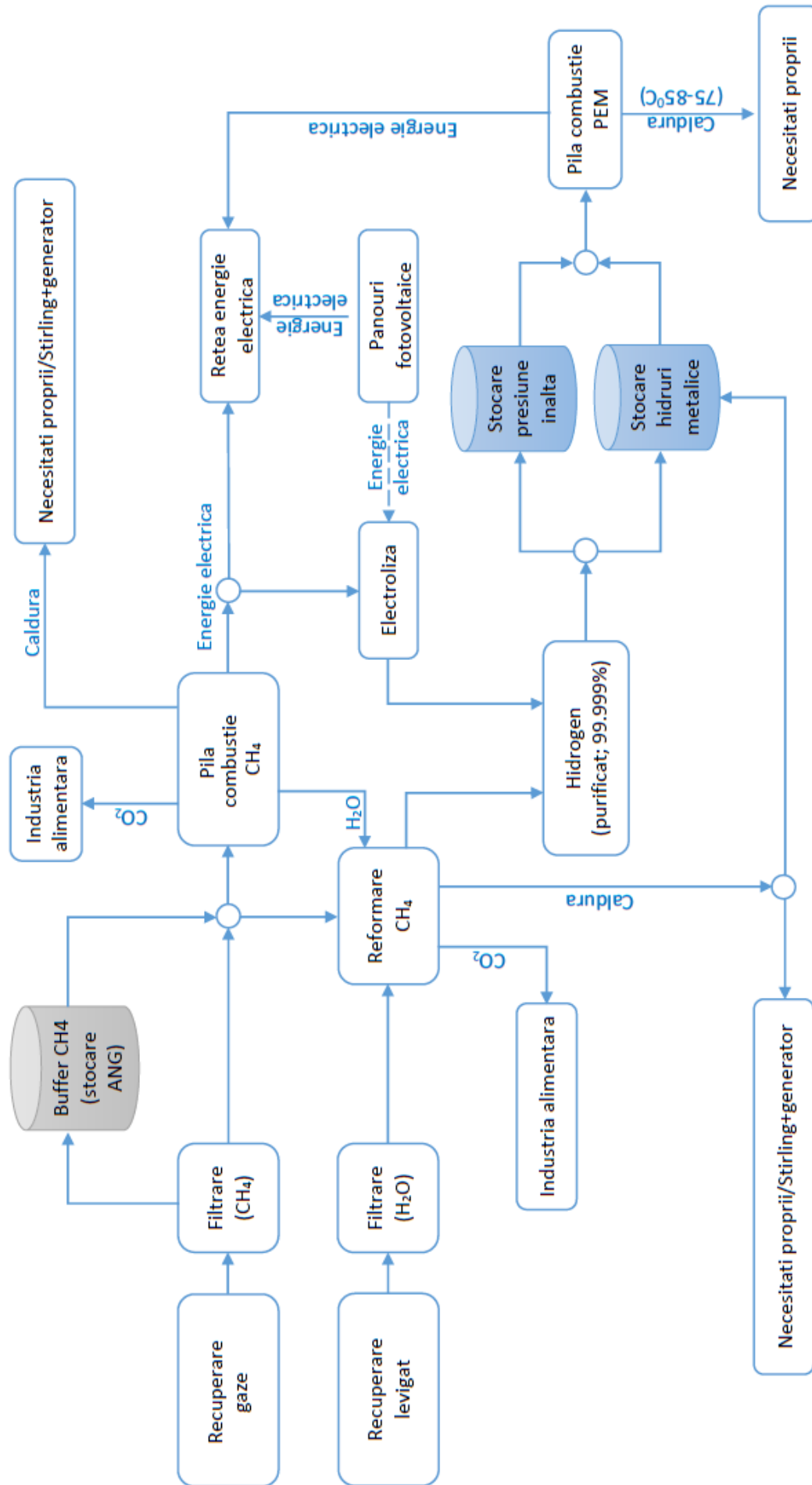


Fig. 6.10 – Diagrama unei stații de valorificare a gazului din depozitele de deșeuri (orig.)

### 6.2.6 FERMENTAȚIA ALCOOLICĂ

Cerealele, cartofii, paiele, hârtia reziduală și reziduurile lemnoase cum ar fi rumegușul conțin amidon, celuloză sau diferite zaharuri. Amidonul, celuloza și hemicelulozele pot fi convertite la rândul lor în zaharuri. Prin fermentarea zaharurilor cu diverse specii de drojdii se obține alcool. Etanolul poate fi utilizat în diverse procese industriale dar și ca substituent al benzinei sau în amestec cu aceasta în motoarele cu aprindere prin scânteie.

Bioetanolul de generația I se obține din biomasă bogată în zaharuri sau în amidon, cum ar fi sfecla de zahăr, trestia de zahăr, sorgul dulce, porumbul, cerealele păioase (grâu, orz, secară, ovăz, orez), cartofii și maniocul. Conversia zaharozei din produsele bogate în zaharuri este mai facilă întrucât se evită etapa de hidroliză enzimatică, necesară pentru conversia amidonului în cazul produselor bogate în amidon. Figura 6.11 prezintă schema de principiu a procesului de obținere a bioetanolului de generația I. În urma operației de distilare se obține alcool brut, cu o concentrație volumică de 80-85%. Pentru creșterea concentrației și înlăturarea impurităților alcoolul brut se rafinează după care, în cazul în care urmează a fi utilizat ca biocombustibil, se supune operației de anhidrare pentru eliminarea conținutului de apă în vederea obținerii concentrației conform standardelor în vigoare.

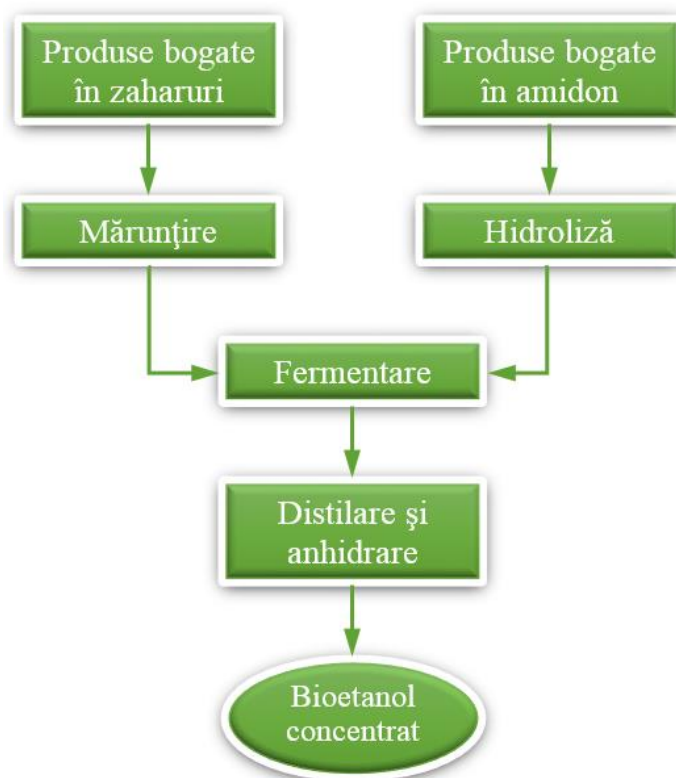


Fig. 6.11 – Schema de principiu a procesului de obținere a bioetanolului de generația I

În cazul biomasei lignocelulozice, structura complexă și rezistența acesteia la separarea pe componente simple impune introducerea unei etape suplimentare, de **pretratare a materialului** înaintea procesului de hidroliză enzimatică. Scopul pretratării constă în:

- îndepărtarea sau dizolvarea ligninei;
- descompunerea parțială sau totală a hemicelulozei în zaharuri simple fermentabile (pentoze și hexoze);
- reducerea cristalinității celulozei pentru a o expune acțiunii enzimelor hidrolitice care o convertesc în zaharuri simple; degradarea parțială sau totală a celulozei în glucoză (în funcție de metoda de pretratare aleasă).

Procesul de descompunere a carbohidraților în zaharuri simple, majoritatea putând fi ulterior fermentate cu ușurință de microorganisme precum *Saccharomices cerevisiae*, se numește hidroliză și poate fi realizat prin pretratare (termo)chimică și/sau enzimatic. Pretratarea este o etapă costisitoare și determinantă pentru eficiența etapelor ulterioare din procesul tehnologic de obținere a bioetanolului. În timpul pretratării se pot forma și produși care pot inhiba procesele ulterioare de hidroliză enzimatică și/sau fermentare.

Figura 6.12 arată principalii produși care pot rezulta în urma acestei etape. Cantitățile și tipurile de compuși pot varia în funcție de categoria de biomasă lignocelulozică și de metoda de pretratare aplicată. Acidul formic, levulinic și acetic, furfuralul și hidroximetilfurfuralul (HMF) sunt o parte dintre inhibitorii menționați. Glucoza, xiloza, arabinoza, galactoză și manoză sunt o parte dintre zaharurile simple care trebuie obținute prin hidroliză în vederea fermentării. Pentru ca etapa de pretratare să fie eficientă, este necesar să se obțină un nivel ridicat de depolimerizare a celulozei, dizolvarea completă a hemicelulozei, să se prevină condensarea excesivă a ligninei, cantitatea de inhibitori să fie minimă, iar consumurile specifice de energie și apă să fie de asemenea minime.

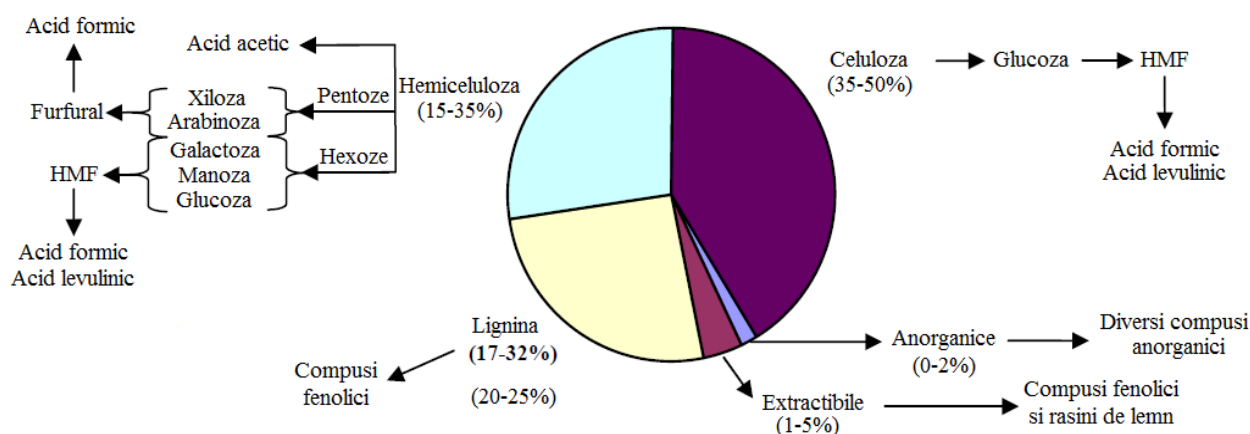


Fig. 6.12 – Principalii produși care pot fi obținuți în urma etapei de pretratare<sup>56</sup> [76]

Înainte de pretratare biomasa trebuie mărunțită, de obicei până la dimensiuni de 10-30 mm, sau la dimensiuni de maxim 2 mm, în funcție de metoda de pretratare (termo)chimică care urmează a fi aplicată. Cel mai adesea, pretratarea se face la temperaturi și presiuni înalte, eventual într-un mediu acid produs prin adăugarea de substanțe chimice, de unde și denumirea de pretratare

<sup>56</sup> Figură adaptată; sursa:

[http://www.ncsu.edu/bioresources/BioRes\\_02/BioRes\\_02\\_3\\_472\\_499\\_Taherzadeh\\_K\\_BioEthanol\\_Review.pdf](http://www.ncsu.edu/bioresources/BioRes_02/BioRes_02_3_472_499_Taherzadeh_K_BioEthanol_Review.pdf)

termochimică. Se vor trece în revistă în continuare câteva dintre cele mai populare metode de pretratare și principalele lor caracteristici [77].

Hidroliza cu soluție acidă diluată (DA – Dilute Acid):

- Tehnica este simplă și practică și nu necesită aport de energie termică;
- Hidrolizează efectiv hemiceluloza, cu randament ridicat de zaharuri;
- Produce inhibitori;
- Necesită tehnologie de recuperare a acidului sulfuric și a acidului clorhidric folosite în pretratare;

Pretratarea lichidă cu apă fierbinte (LHW):

- Dizolvă hemiceluloza în mare măsură;
- Nu produce inhibitori și nu există substanțe chimice reziduale;
- Nu este eficientă în cazul rășinoaselor;

Explozia cu amoniac a fibrelor (metoda AFEX):

- Eficientă în special în cazul reziduurilor agricole cum ar fi cocenii de porumb, fără formare de produși toxici;
- Nu este potrivită pentru biomasă cu conținut ridicat de lignină;
- Necesită tehnologie de recuperare a amoniacului;
- Tehnologia nu generează apă reziduală (caracteristică a altor metode de pretratare);

Explozia de aburi:

- Este eficientă în special în cazul biomasei reziduale din agricultură;
- Hidrolizează un procent important de hemiceluloze;
- Nu este foarte eficientă în cazul rășinoaselor;

Metoda Organosolv:

- Conversie foarte bună, cu randament ridicat de glucoză, datorită utilizării de acizi la temperaturi înalte;
- Eficiență bună atât pentru foioase cât și pentru rășinoase;
- Concentrație scăzută de zaharuri hemicelulozice;
- Formează inhibitori;
- Solventul organic utilizat necesită tehnologie de reciclare;
- Investiție inițială ridicată;

Ozonoliza:

- Eficientă în îndepărtarea ligninei pentru o gamă largă de material celulozic;
- Nu generează inhibitori;
- Costuri de operare ridicate;

Metoda SPORL<sup>57</sup>:

- Eficientă în cazul biomasei cu conținut ridicat de lignină, atât pentru foioase cât și pentru rășinoase;
- Eficiență energetică ridicată;
- Formează inhibitori, dar în cantități foarte reduse;
- Versatilitate ridicată la tipurile de biomasă;
- În combinație cu explozia de aburi, devine foarte eficientă în cazul rășinoaselor;

Pretraterea alcalină umedă:

- Temperaturile ridicate și combinația de oxigen, apă și alcali reduce cantitatea de inhibitori;
- Randament ridicat în ceea ce privește delignificarea și solubilizarea celulozei;
- Eficiență redusă în hidroliza oligomerilor;

Pretraterea biologică (cu ciuperci sau putregaiuri albe sau maro):

- Este ecologică;
- Necesită cantități reduse de energie și substanțe chimice;
- Ritm foarte lent al bioconversiei.

Pentru conversia la glucoză a celulozei eliberate în timpul pretratării prin îndepărtarea ligninei și, eventual, parțial degradate, se aplică **hidroliza enzimatică**. În acest scop se utilizează celuloze și hemiceluloze - enzime care sunt capabile să degradeze carbohidrații în zaharuri fermentabile. Principalele condiții specifice de proces pentru o activitate enzimatică optimă sunt calitatea și gradul de diluție a substratului (concentrația de celuloză și hemiceluloză, precum și concentrația enzimelor în raport cu substratul), temperatura, care trebuie să se încadreze în intervalul 40-50°C, pH-ul (4-5), durata (de ordinul zilelor), și rata de amestecare [78]. În special temperatura și pH-ul depind de enzimele utilizate. Costurile acestei etape rămân ridicate datorită prețului enzimelor.

În urma pretratării și hidrolizei enzimatică se obțin glucide cu 5 și 6 atomi de carbon, în special glucoză, xiloză și arabinoză. Parametrii care influențează procesul de fermentare sunt pH-ul, temperatura, procentul de inhibitori, gradul de diluție, iar în ceea ce privește microorganismele implicate, procesul este influențat de rata de creștere, toleranța la alcool și cea osmotică, productivitate și de stabilitatea genetică a acestora.

Uzual, cele mai utilizate microorganisme pentru procesul de fermentare sunt *Saccharomices cerevisiae* și *Zymomonas mobilis*, acestea având capacitatea naturală de a fermenta glucoza însă nu și arabinoza sau xiloza. Această capacitate le-a fost indusă în diverse laboratoare de cercetare prin ameliorare genetică. Reacția de fermentare pentru glucoză, prin care se obține etanol și bioxid de carbon, este:



<sup>57</sup> Sulfite Pretreatment to Overcome Recalcitrance of Lignocelluloses

Procesul de fermentare se poate efectua discontinuu, semicontinuu sau continuu, cu avantaje și dezavantaje în fiecare caz. Deși în prezent cea mai comună tehnologie utilizată implică **separarea etapei de hidroliză de cea de fermentare** (SHF<sup>58</sup>), aceasta prezintă unele dezavantaje între care cel mai important este legat de faptul că activitatea enzimelor este inhibată treptat de creșterea concentrației de zaharuri, fiind așadar necesară utilizarea unei concentrații mai mari de enzime. Eliminarea acestor neajunsuri constituie încă o temă de cercetare, fiind studiate în prezent și alte strategii de hidroliză și fermentare.

**Zaharificarea<sup>59</sup> și fermentarea simultană** (SSF<sup>60</sup>) constă în realizarea simultană a celor două procese. Zaharurile produse pe cale enzimatică sunt fermentate imediat de tulpinile de drojdii, menținând astfel concentrația de zaharuri la un nivel care nu inhibă activitatea enzimatică. Dezavantajul major constă în faptul că temperatura necesară pentru un proces optim de hidroliză (aproximativ 50°C) diferă de cea pentru fermentare (aproximativ 35°C).

**Bioprosesarea consolidată** (CBP<sup>61</sup>), cunoscută și sub denumirea de **conversie microbiană directă** (DMC<sup>62</sup>), constă în efectuarea hidrolizei și a fermentării în același bioreactor de către o singură comunitate de microorganisme, capabile să fermenteze direct celuloza în etanol. Cercetările actuale au în vedere două strategii de atingere a acestui deziderat: ameliorarea genetică a unor microorganisme cu capacitate excelentă de fermentare astfel încât să producă eficient și celuloză, respectiv ameliorarea genetică a unor microorganisme cu capacitate foarte bună de producere a celulozelor astfel încât să aibă și capacitatea de a produce etanol.

Figura 6.13 prezintă o tehnologie clasică de obținere a bioetanolului lignocelulozic, iar figura 6.14 arată operațiile tehnologice de bază atunci când se aplică metoda SPORL de pretratare, iar hidroliza și fermentarea se fac separat (SHF).

---

<sup>58</sup> Separate Hydrolysis and Fermentation;

<sup>59</sup> Sinonim al hidrolizei;

<sup>60</sup> Simultaneous Saccharification and Fermentation;

<sup>61</sup> Consolidated Bioprocessing

<sup>62</sup> Direct Microbial Conversion



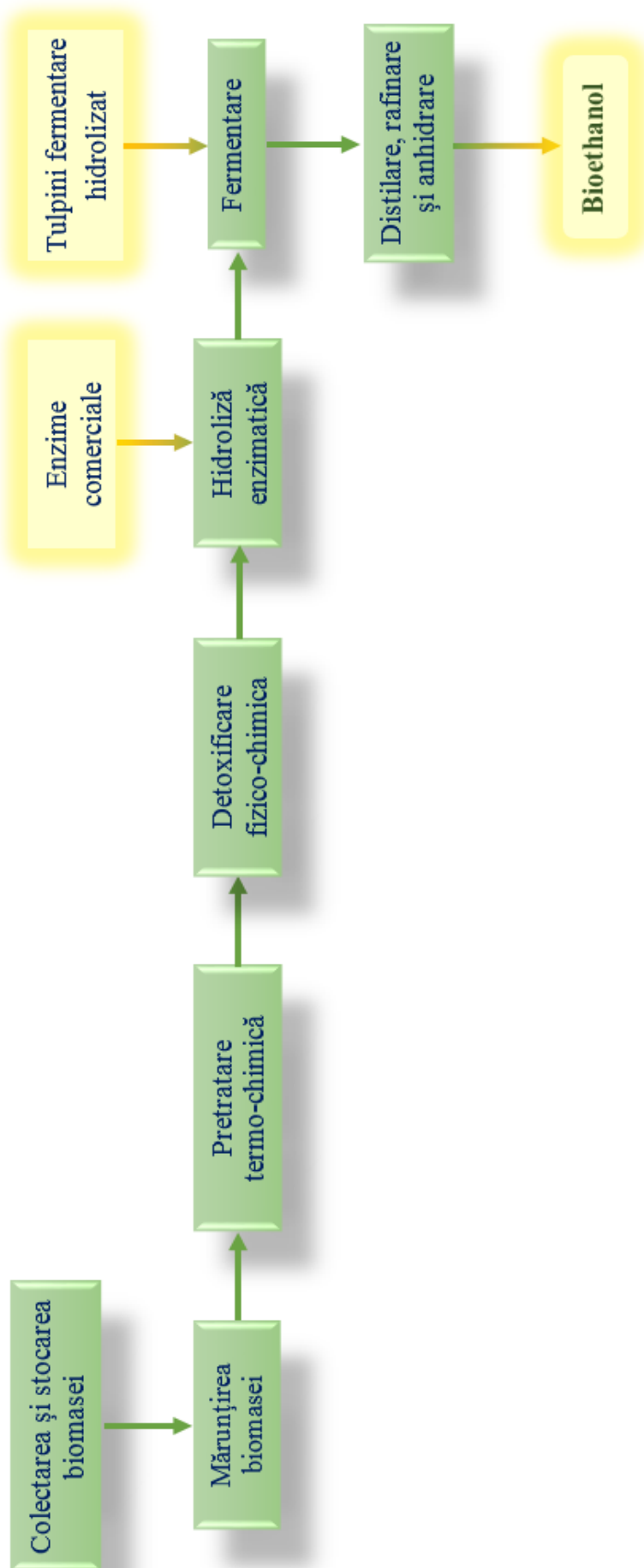


Fig. 6.13 – Tehnologie clasică de obținere a bioetanolului lignocelulozic (orig.)

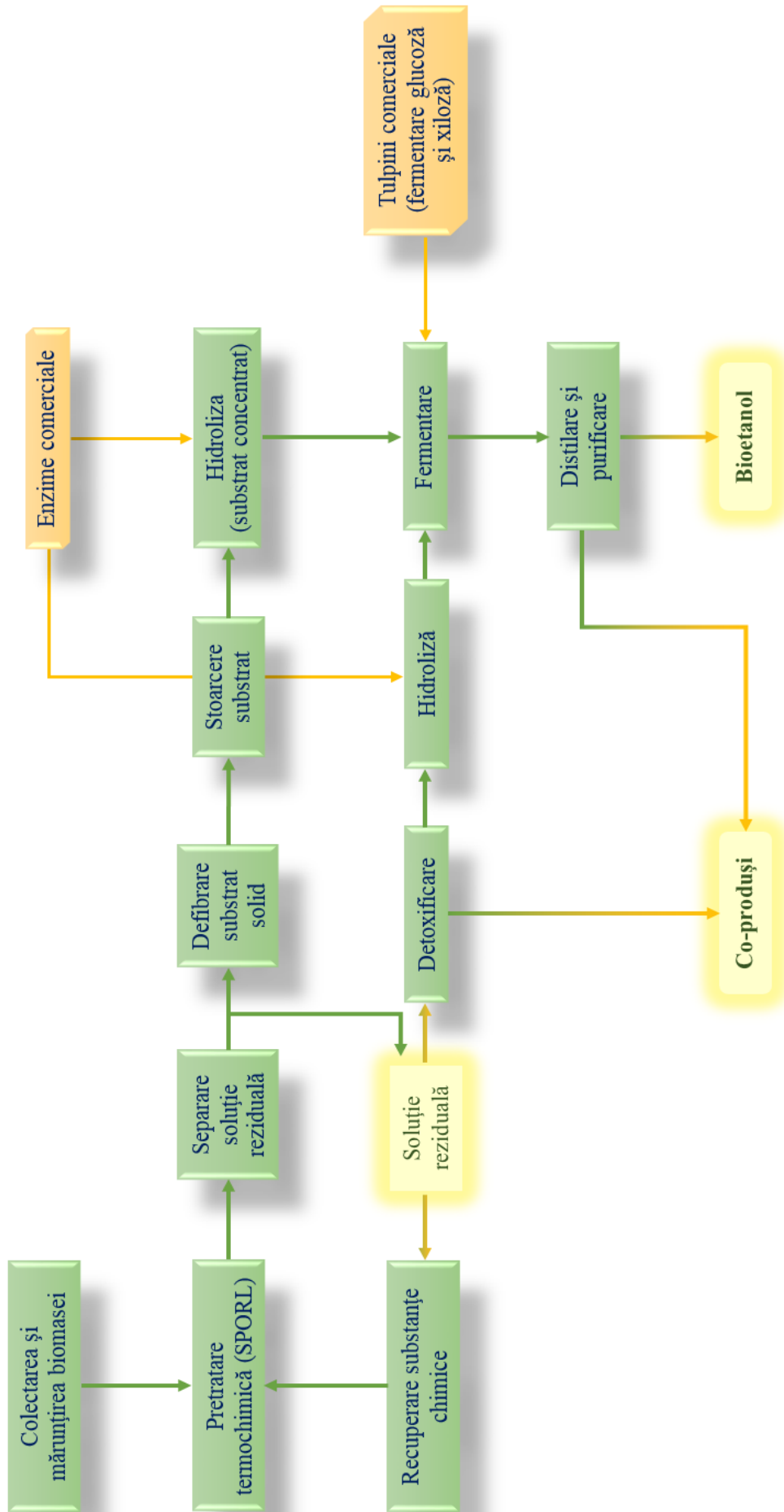


Fig. 6.14 – Tehnologie de obținere a bioetanolului lignocelulozic, cu utilizarea metodei SPORL de pretratare și etape separate de hidroliză și fermentare (SHF) (orig.)

### **6.2.7 BIODIESEL**

Biodiesel-ul este un combustibil curat, biodegradabil și netoxic, care este produs prin transesterificare din ulei vegetal sau din grăsimi de origine animală. În acest scop se poate utiliza și materie primă folosită, cum ar fi de exemplu uleiurile reziduale rezultate de la restaurante. Biodieselul poate fi folosit în stare pură sau în amestec cu motorina pentru alimentarea motoarelor cu aprindere prin comprimare cu pompă de injecție. În ceea ce privește motoarele moderne cu rampă de injecție, la ora actuală fabricanții impun amestecuri de maxim 5% sau 20% (motorina B5 sau B20).

Pentru a obține biodiesel uleiurile sau grăsimile reacționează cu alcoolii în prezența unui catalizator dozat în funcție de nivelul de acizi grași liberi. Stimularea procesului de transesterificare se face și prin creșterea temperaturii. Cei mai utilizați catalizatori sunt soda caustică (NaOH) și hidroxidul de potasiu (KOH).

Principalele etape ale tehnologiei de producere a biodiesel-ului sunt următoarele:

- Uleiul este încălzit la o temperatură de 50-60°C.
- Se adaugă un alcool (uzual – metanol) și NaOH pentru inițierea procesului de transesterificare.
- Se ridică temperatura amestecului la 80°C, acesta fiind recirculat permanent cu o pompă de recirculare.
- Se obțin două fluxuri: cel principal, de obținere a biodiesel-ului și cel secundar, de obținere a glicerinei; se separă metil-esterii și glicerina.
- Metil-esterii se recuperează prin spălare, rezultând biodiesel. În paralel, din glicerină se separă alcoolul aflat în surplus pentru a fi reintrodus în fluxul tehnologic, iar glicerina va suferi un proces relativ complex de purificare.
- Se efectuează operații de filtrare a biodiesel-ului, până la obținerea purității standard.

Pe lângă avantajele evidente în ceea ce privește lipsa poluării și neutralitatea din punct de vedere al emisiilor de bioxid de carbon, biodiesel-ul prezintă însă și unele dezavantaje. Utilizarea lui directă și nu în amestec cu motorina va crea dificultăți la pornirea motoarelor pe vreme rece datorită vâscozității mai ridicate decât cea a motorinei. Garniturile și conductele de cauciuc sunt atacate, astfel încât se impune schimbarea lor în cazul în care acestea există pe circuitul de alimentare (în general la modele mai vechi de vehicule). Păstrarea pe o perioadă mai îndelungată provoacă oxidarea biodieselului, care este însoțită de fenomenul de îngroșare.



---

# Bibliografie

---

- [1] J. Sawin, K. Chawla, R. Rahlwes, E. Galán, A. McCrone, E. Musolino, L. Riahi, J. Sawin, R. Sims, V. Sonntag-O'Brien and F. Sverrisson, "Renewables 2013 Global Status Report," Paris, 2013.
- [2] T. Letcher, "Introduction with a Focus on Atmospheric Carbon Dioxide and Climate Change," in *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet*, Elsevier Ltd., 2013, pp. 3-16.
- [3] Z. Salameh, *Renewable Energy System Design*, Academic Press, 2014.
- [4] K. Hudon, T. Merrigan, J. Burch and J. Maguire, "Low-Cost Solar Water Heating Research and Development Roadmap," 2012.
- [5] N. Brian, "Solar Energy," Thermopedia, February 2011. [Online]. Available: <http://www.thermopedia.com/content/1136/>. [Accessed August 2014].
- [6] C. Marken, "Solar collectors: Behind the glass," *HomePower*, vol. 133, pp. 70-76, 2009.
- [7] "Panouri solare vidate," August 2014. [Online]. Available: [http://www.soltech.ro/panouri\\_solare\\_vidate.htm](http://www.soltech.ro/panouri_solare_vidate.htm).
- [8] D. Yogi Goswami, F. Kreith and J. Kreider, *Principles of Solar Engineering*, Second Edition, Taylor and Francis, 2000, p. 694.
- [9] D. Oughton and P. Martin, *Faber and Kell's Heating and Air Conditioning of Buildings*, Oxford: Reed Educational and Professional Publishing Ltd, 2012, p. 696.
- [10] M. Balan, *Energii regenerabile*, Cluj-Napoca: U.T.PRESS, 2007.
- [11] "SolarGIS," GeoModel Solar, 2011. [Online]. Available: [http://solargis.info/doc/\\_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Europe-en.png](http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Europe-en.png). [Accessed 2014].
- [12] I. Ziemelis, L. Kancevica, Z. Jesko and H. Putans, "Calculation of energy produced by solar collectors," in *Engineering for rural development*, Jelgava, 2009.
- [13] PVEducation, "Properties of sunlight," PVEducation, [Online]. Available: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/declination-angle>. [Accessed 2014].
- [14] L. Freris and D. Infield, *Renewable Energy in Power Systems*, Wiley, 2008, p. 300.
- [15] "First Quadrennial Technology Review," U.S. Department of Energy, Washington, D.C., 2012.
- [16] J. Peng and L. Lu, "Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 255-274, 2013.
- [17] M. de Wild-Scholten, "Renewable and Sustainable Energy Reviews," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 119, pp. 296-305, 2013.
- [18] FirstSolar, "First Solar Builds the Highest Efficiency Thin Film Pv Cell on Record," First Solar, 5 August 2014. [Online]. Available: <http://investor.firstsolar.com/releasedetail.cfm?releaseid=864426>. [Accessed 2014].
- [19] NREL, "National Center for Photovoltaics," National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014. [Online]. Available: [http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency\\_chart.jpg](http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg). [Accessed 2014].
- [20] PVEducation, "Surface texturing," PVEducation, [Online]. Available: <http://pveducation.org/pvcdrom/design/surface-texturing>. [Accessed 2014].

- [21] NASA, National Aeronautics and Space Administration, 2014. [Online]. Available: [www.nasa.gov](http://www.nasa.gov). [Accessed 2014].
- [22] A. Brooks, "Solar Energy: Photovoltaics," in *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet*, London, London Elsevier, 2013, p. 738.
- [23] B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, H. Hayden, B. Hammond, T. Fletcher, B. Canada, D. Narang, D. Shugar, H. Wenger, A. Kimber, L. Mitchell, G. Rich and T. Townsend, "Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems," in *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference*, Lake Buena Vista, Florida, 2005.
- [24] NREL, "PWWatts," National Renewable Energy Laboratory, 2014. [Online]. Available: <http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/pvwatts/version1/>. [Accessed 2014].
- [25] M. Eck, M. Eickhoff, J. Feldhoff, P. Fontela, N. Gathmann and M. Meyer-Grunefeldt, "Direct steam generation in parabolic troughs at 500 °C first results of the REAL DISS project," in *17th International SolarPACES Symposium*, Granada, Spain, 2011.
- [26] N. Siegel and R. Bradshaw, "Thermophysical property measurement of nitrate salt heat transfer fluids," in *ASME 2011 Fifth International Conference on Energy Sustainability*, Washington DC, USA, 2011.
- [27] D. Nissen and D. Meeker, "Nitrate/nitrite chemistry in sodium nitrate-potassium nitrate melts," *Inorganic Chemistry*, vol. 22, no. 5, pp. 716-721, 1983.
- [28] R. Bradshaw and C. Tyner, "Chemical and Engineering Factors Affecting Solar Central Receiver Applications of Ternary Molten Salts," Sandia National Laboratories, Albuquerque, USA, 1988.
- [29] S. Koning, "Molten Salt Systems Other Applications Link to Solar Power Plants," in *NREL Trough Meeting 2007*, 2007.
- [30] R. Pitz-Paal, "Solar Energy - Concentrating Solar Power," in *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet*, London, London Elsevier, 2013, p. 738.
- [31] PSA, "PSA," Plataforma Solar de Almeria, 2014. [Online]. Available: <http://www.psa.es/webeng/instalaciones/parabolicos.php>. [Accessed 2014].
- [32] Afloresm, "Wikipedia," Abengoa Solar, 2007. [Online]. Available: [http://en.wikipedia.org/wiki/Concentrated\\_solar\\_power#mediaviewer/File:PS10\\_solar\\_power\\_tower.jpg](http://en.wikipedia.org/wiki/Concentrated_solar_power#mediaviewer/File:PS10_solar_power_tower.jpg). [Accessed 2014].
- [33] J. Sawin, "Renewables 2013 Global Status Report," Renewable Energy Policy Network for the 21-st Century, Paris, 2013.
- [34] H. Reilly and G. Kolb, "An Evaluation of Molten-Salt Power Towers Including Results of the Solar Two Project," Sandia National Laboratories, Solar-Thermal Technology Department, Albuquerque, USA, 2001.
- [35] R. Pitz-Paal, "Parabolic Trough, Linear Fresnel, Power Tower: A Technology Comparison," [Online]. Available: [http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/12.5-iass\\_pitz-paal.pdf](http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/12.5-iass_pitz-paal.pdf). [Accessed 2014].
- [36] G. Morin, J. Kirchberger, N. Lemmertz and M. Mertins, "Operational results and simulation of a superheating Fresnel collector," in *18th International SolarPACES Symposium*, Marrakech, Maroc, 2012.
- [37] C. Andraka, D. Adkins, T. and Moss, H. Cole and N. Andreas, "Felt Metal Wick Heat-Pipe Solar Receiver," in *Solar Engineering Conference, ASME Solar Energy Division*, Maui, Hawaii, 1995.
- [38] W. Stine, Survey of manufacturers of high-performance heat engines adaptable to solar applications, Washington, D.C.: United States Department of Energy.; Jet Propulsion Laboratory (U.S.), 1984.
- [39] W. Stine and M. Geyer, "Power from the Sun - Power Cycles for Electricity Generation," 2001. [Online]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter12/chapter12.html>. [Accessed 2014].

- [40] D. Infield, "Wind Energy," in *Future Energy - Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet (Second Edition)*, Elsevier Ltd., 2014, pp. 313-333.
- [41] E. Lysen, *Introduction to Wind Energy*, Amersfoort, CWD, 1983.
- [42] S. Kalogirou, "Wind Energy Systems (Chapter 13)," in *Solar Energy Engineering Processes and Systems (Second Edition)*, Academic Press, 2013, pp. 735-762.
- [43] M. Kaltschmitt, W. Streicher and A. Wiese, *Renewable Energy: Technology, Economics and Environment*, Berlin: Springer, 2007.
- [44] Z. Salameh, "Chapter 3 – Wind Energy Conversion Systems," in *Renewable Energy System Design*, Academic Press, 2014, pp. 115-199.
- [45] B. Sorensen, P. Breeze, T. Storvick, S. Yang, A. da Rosa, H. Gupta, R. Sukanta, M. Doble, P. Maegaard, G. Pistoia and S. Kalogirou, "Wind Power," in *Renewable Energy Focus Handbook*, Academic Press, 2009, pp. 435-444.
- [46] S. Dixon and C. Hall, "Wind Turbines (Chapter 10)," in *Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery (Seventh Edition)*, Butterworth Heinemann, 2014, pp. 419-485.
- [47] Y. X. Z. T. Wenping Cao, "Wind Turbine Generator Technologies (Chapter 7)," in *Advances in Wind Power*, InTech, 2012.
- [48] S. Dragomir and E. Vasilescu, "Sisteme eoliene performante pentru producerea energiei electrice regenerabile," *Buletinul AGIR*, vol. 3, pp. 22-26, 2012.
- [49] E. Maican and S. Biriş, "Comparative Analysis of a Wind Turbine's Performances by Means of CFD Simulations," *Journal of Agricultural Machinery Science*, vol. 4, no. 3, pp. 247-252, 2008.
- [50] ICSITMUA\_Brasov, "Instalatii pentru utilizarea energiei vantului," Brasov, 1987.
- [51] A. Rogers and J. Manwell, "Wind Turbine Noise Issues," Renewable Energy Research Laboratory - University of Massachusetts at Amherst, Amherst, USA, 2002.
- [52] D. Turcotte and G. Schubert, *Geodynamics*, second ed., Cambridge: Cambridge University Press, 2002.
- [53] L. Rybach, "Geothermal Sustainability," *Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin*, vol. 28, no. 3, pp. 2-7, 2009.
- [54] P. Breeze, "Geothermal Power (Chapter 12)," in *Power Generation Technologies (Second Edition)*, Elsevier Ltd., 2014, pp. 243-257.
- [55] J. Nemzer, *Geothermal heating and cooling*, Cambridge, England: Cambridge University Press, 2012.
- [56] K. Gawell, M. Reed and P. Wright, "Preliminary Report: Geothermal Energy, The Potential for Clean Power from the Earth," Geothermal Energy Association, Washington, DC, 1999.
- [57] R. DiPippo, *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*, Oxford, England: Butterworth-Heinemann, Elsevier, 2012.
- [58] J. Lund, D. Freeston and T. Boyd, "Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review," in *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia.
- [59] N. El Bassam, P. Maegaard and M. Lawton Schlichting, "Distributed Renewable Energies for Off-Grid Communities - Strategies and Technologies toward Achieving Sustainability in Energy Generation and Supply," in *Geothermal Power (Chapter 12)*, Elsevier Inc., 2013, pp. 185-192.
- [60] WorldEnergyCouncil, "World Energy Resources: 2013 Survey (Chapter 9: Geothermal)," World Energy Council, London, UK, 2013.
- [61] WorldEnergyCouncil, "World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies," World Energy Council, London, UK, 2013.
- [62] "Ground-Source Heat Pumps (Earth-Energy Systems)," Government of Canada, 2014. [Online]. Available: <http://www.nrcan.gc.ca/energy/publications/efficiency/heating-heat-pump/6833>.



- [63] M. L'Ecuyer, C. Zoi and J. Hoffman, "Space Conditioning: The Next Frontier," US Environmental Protection Agency, Washington, DC, 1993.
- [64] IGSHA, "What is a ground-source heat pump?," Stillwater, Oklahoma.
- [65] T. Mundon and J. Goldsmith, "State of the Art and Future Outlook of Integrating Wave (Chapter 27)," in *Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*, Academic Press, 2014, pp. 347-358.
- [66] WorldEnergyCouncil, "World Energy Resources: 2013 Survey (Chapter 11: Marine Energy)," World Energy Council, London, UK, 2013.
- [67] O. Langhamer, K. Haikonen and J. Sundberg, "Marine ecosystem impacts of wave energy installations," European Commission, 2010.
- [68] Z. Salameh, "Chapter 5 - Emerging Renewable Energy Sources," in *Renewable Energy System Design*, Academic Press, 2014, pp. 299-371.
- [69] M. Brodeur-Campbell and J. Jensen, "Renewable Energy from Forest Resources: An Investigation into the Viability of Large-Scale Production of Sustainable Transportation Fuels From Lignocellulosic Biomass," Michigan Technological University, [Online]. Available: <http://www.sfi.mtu.edu/FutureFuelfromForest/LignocellulosicBiomass.htm>. [Accessed 2014].
- [70] J. Andresen and X. Lim, "Chapter 6 - Pyrolysis processes and technology for the conversion of hydrocarbons and biomass," in *Advances in Clean Hydrocarbon Fuel Processing*, Woodhead Publishing, 2011, pp. 186-198.
- [71] N. Panwar, R. Kothari and V. Tyagi, "Thermo chemical conversion of biomass – Eco friendly energy routes," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, p. 1801–1816, 2012.
- [72] KBI\_Group, "Ground-breaking Waste to Energy Technology," 2010. [Online]. Available: [http://www.htcw.info/images/index\\_page/long\\_form.pdf](http://www.htcw.info/images/index_page/long_form.pdf). [Accessed 2014].
- [73] R. Kothari, V. Tyagi and A. Pathak, "Waste-to-energy: A way from renewable energy sources to sustainable development," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, p. 3164–3170, 2010.
- [74] B. Demirel and P. Scherer, "Bio-methanization of energy crops through monodigestion for continuous production of renewable biogas," *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 2940-2944, 2009.
- [75] BioPower, "Diagram of Biogas Plant," BioPower S.A., [Online]. Available: <http://www.biopowersa.com/en/diagram-of-biogas-plant.html>. [Accessed 2014].
- [76] M. Taherzadeh and K. Karimi, "Acid-based Hydrolysis Processes for Ethanol from Lignocellulosic Materials: a Review," *BioResources*, vol. 2, no. 3, pp. 472-499, 2007.
- [77] M. Garver and S. Liu, "Chapter 27 - Development of Thermochemical and Biochemical Technologies for Biorefineries," in *Bioenergy Research: Advances and Applications*, Elsevier, 2014, pp. 457-488.
- [78] M. Taherzadeh and K. Karimi, "Enzyme-based Hydrolysis Processes for Ethanol from Lignocellulosic Materials: a Review," *Bioresources*, vol. 2, no. 4, pp. 707-738, 2007.