Radu-Adrian TÎRNOVAN

Maria CRISTE

PRODUCEREA, TRANSPORTUL ŞI DISTRIBUŢIA ENERGIEI ELECTRICE

Curs

U.T.PRESS
Cluj-Napoca, 2025
ISBN 978-606-737-822-1

Radu-Adrian TÎRNOVAN Maria CRISTEA

PRODUCEREA, TRANSPORTUL ȘI DISTRIBUȚIA ENERGIEI ELECTRICE

Curs

U.T.PRESS
Cluj - Napoca, 2025
ISBN 978-606-737-822-1

Editura U.T.PRESS
Str. Observatorului nr. 34
400775 Cluj-Napoca
Tel.: 0264-401.999
e-mail: utpress@biblio.utcluj.ro
www.utcluj.ro/editura

Recenzia: Prof.dr.ing. Sorin Pavel
Conf.dr.ing. Horia Beleiu

Pregătire format electronic on-line: Gabriela Groza

Copyright © 2025 Editura U.T.PRESS
Reproducerea integrală sau parţială a textului sau ilustraţiilor din această carte este posibilă numai cu acordul prealabil scris al editurii U.T.PRESS.

ISBN 978-606-737-822-1

Prefață

Lucrarea de față se adresează tuturor studenților de la profilul Electric din cadrul Universității Tehnice din Cluj-Napoca, disciplina Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice (PTDEE) predându-se studenților de la specializările de Inginerie electrică și Inginerie energetică.

Disciplina are rolul de a familiariza viitorul inginer din domeniul Ingineriei electrice cu noțiunile și tehnicile privind producerea, transportul și distribuția energiei electrice, ajutându-l să-și plaseze domeniul lui de specializare în cadrul mai larg al Electroenergeticii.

Deoarece cursul acoperă un domeniu foarte larg, lucrarea de față și-a propus realizarea unei sinteze care să puncteze aspecte principale din domeniul Sistemelor Electroenergetice, multitudinea de probleme specifice acestui domeniu neputând fi prezentate în detaliu.

În esență cursul este structurat în două părți. Prima parte se referă la Producerea energiei electrice, incluzând elemente legate de utilizarea surselor regenerabile pentru producerea energiei electrice și elemente privind metode de stocare a energie electrice. Cea de a doua parte prezintă câteva elemente principale privind Transportul și Distribuția energiei electrice legate de: clasificarea și arhitectura rețelelor electrice, modelarea (scheme echivalente și parametri) elementelor de sistem, regimul de funcționare permanent normal, regimul de scurtcircuit, principii de protecție în sistemele electroenergetice. La finalul fiecărui capitol este prezentată o bibliografie care să permită studentului să aprofundeze problemele abordate în aceste Note de curs.

CUPRINS

1. STRUCTURA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE – ASPECTE SPECIFICE 1-1
1.1. PROBLEME GENERALE ALE ENERGETICII 1-1
1.1.1. Forme de energie 1-1
1.1.2. Structura sistemului energetic 1-2
1.2. SISTEMUL ELECTROENERGETIC (SEE) 1-2
1.2.1. Structura sistemelor electroenergetice 1-2
1.2.2. Subsistemul de producere a energiei electrice 1-4
1.2.3. Subsistemul de transport 1-10
1.2.4. Subsistemul de distribuție 1-10
1.2.5. Subsistemul de utilizare 1-11
1.2.6. Cerințele impuse unui sistem electroenergetic 1-11
1.3. APLICAȚII 1-12
BIBLIOGRAFIE 1-13

2 INSTALAȚII CU ABUR PENTRU PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE 2-1
2.1. ELEMENTE DE TERMODINAMICĂ 2-1
2.1.1. Primul principiu al termodinamicii 2-1
2.1.2. Principiul al doilea al termodinamicii 2-2
2.1.3. Randamentul unei mașini termice 2-2
2.1.4. Procesul de fierbere al apei 2-3
2.2. PRINCIPIUL DE FUNCȚIONARE AL UNEI CENTRALE CU ABUR 2-4
2.2.1. Circuitul termic de principiu al unei centrale cu abur 2-4
2.2.2. Cicluri termodinamice pentru instalațiile cu abur 2-5
2.2.3. Randamentul circuitului termic al unei centrale cu abur 2-6
2.2.4. Creșterea randamentului 2-7
2.3 INSTALAȚIILE PRINCIPALE ALE UNEI CENTRALE CONVENȚIONALE CU ABUR (CCA) 2-12
2.3.1. Fluxuri interne de energie și masă în CCA 2-12
2.3.2. Subsistemele unei instalații termoelectrice cu abur 2-14
2.4. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN CENTRALE NUCLEARO-ELECTRICE 2-15
2.4.1. Generalități 2-15
2.4.2. Reactorul nuclear de fisiune 2-15
2.4.3. Schemele termice ale centralelor nuclearo-electrice 2-17
2.5. CENTRALE TERMOELECTRICE SOLARE 2-19
2.5.1. Colectoare solare 2-20
2.5.2. Producerea energiei electrice cu instalații termoelectrice solare 2-21
2.6. APLICAȚII 2-22
BIBLIOGRAFIE 2-25

3. INSTALAȚII TERMOELECTRICE CU TURBINE CU GAZE 3-1
3.1. PREAMBUL 3-1
3.2. INSTALAȚII TERMOELECTRICE CU TURBINE CU GAZE ÎN CIRCUIT DESCHIS 3-1
3.2.1. Principiul de funcționare a instalațiilor fără recuperator 3-1

3.2.3. Ciclul Joule cu recuperator 3-4
3.2.3. Variante de turbine cu gaze 3-5
3.3. TURBINA CU GAZ ÎN CIRCUIT ÎNCHIS 3-6
3.4. CENTRALE TERMOELECTRICE CU CICLU COMBINAT ABUR-GAZE 3-7
BIBLIOGRAFIE 3-9

4. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN CENTRALE HIDROELECTRICE 4-1
4.1. ENERGIA HIDRAULICĂ 4-1
4.1.1. Lucrul mecanic efectuat de un fluid. Ecuația lui Bernoulli 4-1
4.1.2. Puterea hidraulică 4-3
4.2. CARACTERISTICILE AMENAJĂRILOR UNEI CHE 4-3
4.2.1. Noțiuni de hidrologie 4-4
4.2.2. Caracteristicile unui lac de acumulare 4-4
4.3. CLASIFICAREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE ȘI SCHEME DE AMENAJARE 4-5
4.3.1. Clasificarea centralelor hidroelectrice 4-5
4.3.2. Scheme de amenajare a CHE 4-6
4.4. INSTALAȚIILE UNEI CHE 4-7
4.5. TURBINE HIDRAULICE 4-8
4.5.1. Turația specifică 4-8
4.5.2. Clasificarea turbinelor hidraulice 4-9
4.6. IMPACTUL AMENAJĂRILOR HIDROELECTRICE ASUPRA MEDIULUI 4-10
4.7. APLICAȚII 4-10
BIBLIOGRAFIE 4-20

5. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN INSTALAȚII CARE UTILIZEAZĂ ENERGIA EOLIANĂ 5-1
5.1. INTRODUCERE 5-1
5.2. TIPURI DE CAPTATOARE EOLIENE 5-1
5.2.1. Performanța captatoarelor eoliene 5-1
5.2.2. Clasificarea captatoarelor eoliene după principiul de acționare 5-2
5.2.3. Clasificarea captoarelor eoliene după poziția axului față de direcția vântului 5-3
5.2.4. Componența unei centrale eoliene 5-6
5.3. AERODINAMICA PALELOR TURBINELOR EOLIENE 5-7
5.3.1. Geometria (profilul) de bază a palelor rotorice 5-7
5.3.2. Numărul palelor rotorice 5-11
5.4. CONTROLUL TURBINELOR EOLIENE 5-12
5.4.1. Limite de funcționare ale captatoarelor eoliene 5-12
5.4.2. Metode și strategii de control a turbinelor eoliene 5-13
5.5. PUTEREA CAPTATOARELOR EOLIENE 5-16
5.5.1. Puterea vântului 5-16
5.5.2. Cazul captatoarelor eoliene cu ax orizontal 5-17
5.5.3. Cazul captatoarelor eoliene cu ax vertical 5-18
5.4. GENERAREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN CENTRALELE EOLIENE 5-20
5.4.1. Instalații eoliene cu generatoare care funcționează la viteză constantă 5-20
5.4.2. Instalații eoliene cu generatoare cu viteză variabilă 5-21
5.4.3. Instalații eoliene de mică putere 5-24
5.5. IMPACTUL CENTRALELOR EOLIENE ASUPRA MEDIULUI 5-25
5.6. APLICAȚII 5-26
BIBLIOGRAFIE 5-28

6. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN INSTALAȚII FOTOVOLTAICE 6-1
6.1. NOȚIUNI INTRODUCTIVE 6-1
6.1.1. Radiația solară; iradianța și insolația 6-1
6.1.2. Ore echivalente de soare plin (EHS - Equivalent Hours of Full Sun), sau ore de radiație standard (HRS) 6-2
6.2. SISTEME DE ORIENTARE 6-3
6.2.1. Elemente generale privind orientarea captatoarelor solare 6-3
6.2.2. Sisteme de orientare cu urmărire 6-5
6.3. INSTALAȚII FOTOVOLTAICE (PV) 6-7
6.3.1. Conversia fotoelectrică a energiei 6-7
6.3.2. Tipuri de fotocelule 6-8
6.3.3. Caracteristicile celulelor fotovoltaice (PV) 6-17
6.3.4. Module cu celule fotovoltaice 6-20
6.3.5. Structura unui sistem fotovoltaic 6-22
6.3.6. Dimensionarea panourilor fotovoltaice 6-23
6.3.7. Instalații PV de mică putere 6-24
6.3.8. Urmărirea punctului de putere maximă (MPPT) 6-25
6.4. APLICAȚII 6-28
BIBLIOGRAFIE 6-35

7. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN INSTALAȚII CU PILE CU COMBUSTIBIL 7-1
7.1. GENERALITĂȚI 7-1
7.2. PRINCIPIUL DE FUNCȚIONARE A PILELOR CU COMBUSTIBIL 7-3
7.3. TIPURI DE PILE CU COMBUSTIBIL 7-4
7.3.1. Pile cu oxid solid (SOFC - Solid Oxide Fuel Cells) 7-4
7.3.2. Pile cu combustibil cu carbonat topit (MCFC – Molten Carbonate Fuel Cells) 7-5
7.3.3. Pile cu combustibil alcaline (AFC) 7-6
7.3.4. Pile cu acid fosforic (PAFC) 7-7
7.3.5. Pile cu metanol (DMFC) 7-8
7.3.6. Pile cu membrană schimbătoare de protoni (PEMFC) 7-9
7.4. APLICAȚII 7-20
BIBLIOGRAFIE 7-21

8. SISTEME DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE 8-1
8.1. GENERALITĂȚI 8-1
8.2. CLASIFICAREA SSE 8-2
8.3. METODE DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE 8-2
8.3.1. Stocarea chimică a energiei 8-2
8.3.2. Stocarea electrochimică a energiei electrice 8-4
8.3.3. Stocarea electrică a energiei electrice 8-11
8.3.4. Stocarea mecanică 8-14
8.4. COMPARAȚIE ÎNTRE TEHNOLOGIILE DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE 8-23
BIBLIOGRAFIE 8-24

9. REȚELE ELECTRICE, CLASIFICARE, ARHITECTURĂ 9-1
9.1. INTRODUCERE 9-1
9.2. CLASIFICAREA REȚELELOR ELECTRICE 9-2
9.2.1. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al tensiunii nominale 9-3

9.2.2. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al destinației 9-6
9.2.3. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al teritoriului pe care îl ocupă 9-7
9.2.4. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al configurației (topologiei) 9-7
9.2.5. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al situației neutrului față de pământ 9-8
9.2.6. Clasificarea rețelelor electrice după frecvența de lucru 9-14
9.3. ARHITECTURA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE 9-14
9.3.1. Structura de ansamblu 9-14
9.3.2. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de distribuție 9-15
BIBLIOGRAFIE 9-21

10. MODELAREA ELEMENTELOR UNUI SISTEM ELECTROENERGETIC 10-1
10.1. METODA COMPONENTELOR SIMETRICE 10-1
10.2. SCHEMELE ECHIVALENTE ȘI PARAMETRII GENERATORULUI SINCRON 10-5
10.2.1. Parametrii de secvență pozitivă 10-6
10.2.2. Parametrii de secvență negativă 10-8
10.2.3. Parametrii de secvență zero 10-8
10.3. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE AERIENE (LEA) 10-10
10.3.1. Rezistența LEA 10-10
10.3.2. Reactanța LEA 10-12
10.3.3. Susceptanța capacitivă a LEA 10-20
10.4. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE ÎN CABLU (LEC) 10-24
10.4.1. Rezistența LEC 10-24
10.4.2. Reactanța LEC 10-24
10.4.3. Susceptanța LEC 10-25
10.4.4. Conductanța LEC 10-25
10.5. PARAMETRII TRANSFORMATOARELOR ELECTRICE 10-26
10.5.1. Parametrii de secvență ai transformatoarelor cu două înfășurări 10-28
10.5.2. Parametrii de secvență ai transformatoarelor cu trei înfășurări 10-31
10.6. MODELAREA MOTOARELOR DE INDUCȚIE 10-32
10.7. APLICAȚII 10-33
BIBLIOGRAFIE 10-36

11. DIMENSIONAREA ELECTRICĂ A LINIILOR ELECTRICE 11-1
11.1. REPREZENTAREA LINIILOR ELECTRICE ÎN SCHEMELE ECHIVALENTE DE CALCUL 11-1
11.2. CALCULUL CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REȚELELE ELECTRICE RADIALE 11-1
11.2.1. Linia cu un singur consumator - diagrama fazorială fundamentală 11-2
11.2.2. Linia cu mai mulți consumatori concentrați 11-3
11.2.3. Linia electrică trifazată cu sarcină distribuită uniform 11-6
11.3. ALEGEREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE 11-7
11.3.1. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile în regim permanent 11-7
11.3.2. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza căderilor admisibile de tensiune 11-8
11.4. APLICAȚII 11-14
BIBLIOGRAFIE 11-19

12. PIERDERI DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN REȚELELE ELECTRICE 12-1
12.1. PREAMBUL 12-1

12.2. PARAMETRII CURBELOR DE SARCINĂ UTILIZAȚI ÎN CALCULELE DE PIERDERI 12-2
12.3. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN LINIILE ELECTRICE 12-6
12.3.1. Calculul pierderilor de putere în liniile cu un singur consumator 12-6
12.3.2. Calculul pierderilor de energie în liniile cu un singur consumator 12-6
12.4. PIERDERI DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN TRANSFORMATOARE 12-8
12.4.1. Calculul pierderilor de putere și de energie în transformatoare 12-8
12.4.2. Optimizarea regimurilor de funcționare a transformatoarelor din stațiile electrice 12-10
12.5. APLICAȚII 12-13
BIBLIOGRAFIE 12-16

13. REGIMUL PERMANENT DE FUNCȚIONARE AL SEE 13-1
13.1. REGIMURILE DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE 13-1
13.2. GENERALITĂȚI PRIVIND CALCULUL REGIMULUI PERMANENT 13-2
13.2.1. Laturile și nodurile unei rețele electrice 13-2
13.2.2. Clasificarea variabilelor de sistem 13-4
13.3. FORMULAREA PROBLEMEI DE REGIM PERMANENT. MODELUL MATEMATIC DE BAZĂ 13-4
13.4. METODE DE SOLUȚIONARE A ECUAȚIILOR REGIMULUI PERMANENT 13-5
13.4.1. Cazul rețelelor complexe 13-5
13.4.2. Regimul permanent al rețelelor radiale 13-6
BIBLIOGRAFIE 13-13

14. DEFECTE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE - REGIMUL DE SCURTCIRCUIT 14-1
14.1. DEFECTE ȘI REGIMURI ANORMALE DE FUNCȚIONARE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE 14-1
14.2. TIPURI DE SCURTCIRCUITE. FACTORII CARE AFECTEAZĂ SEVERITATEA SCURTCIRCUITULUI 14-2
14.3. DEFINIȚII ȘI NOTAȚII 14-3
14.4. MODELAREA PROCESULUI DE SCURTCIRCUIT 14-5
14.4.1. Modelarea scurtcircuitului departe de generator (sursă de putere infinită) 14-5
14.4.2. Modelarea scurtcircuitului aproape de generator (sursă de putere finită) 14-8
14.5. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT 14-9
14.5.1. Domenii de aplicare 14-9
14.5.2. Ipoteze în calculul curenților de scurtcircuit 14-10
14.5.3. Metoda componentelor simetrice 14-10
14.5.4. Impedanțe de secvență 14-11
14.5.5. Impedanțele de secvență ale echipamentelor electrice exprimate în unități relative 14-13
14.5.6. Rețele de secvență 14-14
14.5.7. Sursa echivalentă de tensiune 14-16
14.6. APLICAREA METODEI COMPONENTELOR SIMETRICE LA CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT 14-17
14.6.1. Scurtcircuitul trifazat 14-17
14.6.2. Scurtcircuitul bifazat 14-19
14.6.3. Scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ 14-20
14.6.4. Scurtcircuitul monofazat 14-22

14.6.5. Compararea curenților diferitelor tipuri de scurtcircuit 14-23
14.7. EFECTELE CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT 14-24
14.7.1. Efectul termic al curenților de scurtcircuit 14-24
14.7.2. Efectul electrodinamic al curenților de scurtcircuit 14-26
14.8. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT 14-26
14.8.1. Curent de scurtcircuitul trifazat 14-26
14.8.2. Curent de scurtcircuitul bifazat 14-30
14.8.3. Curent de scurtcircuit bifazat cu punere la pământ 14-30
14.8.4. Curent de scurtcircuitul monofazat 14-31
14.9. APLICAȚII 14-30
BIBLIOGRAFIE 14-38

15. PRINCIPII DE PROTECȚIE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE 15-1
15.1. GENERALITĂȚI PRIVIND PROTECȚIILE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE 15-1
15.1.1. Terminologie specifică 15-1
15.1.2. Clasificarea sistemelor de protecție 15-1
15.1.3. Cerințe impuse sistemelor de protecție 15-3
15.2. PROTECȚII DE CURENT 15-4
15.2.1. Principiul protecției de curent 15-4
15.2.2. Principiul protecției maximale de curent instantanee (cu secționare) 15-4
15.2.3. Principiul protecției maximale de curent temporizată 15-7
15.2.4. Principiul protecțiilor de curent de secvență 15-10
15.2.5. Principiul protecției maximale de curent direcționale 15-12
15.3. PRINCIPIUL PROTECȚIILOR DE TENSIUNE 15-14
15.3.1. Protecția de minimă tensiune 15-14
15.3.2. Protecția maximală de tensiune 15-15
15.4. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ 15-16
15.4.1. Principiul protecției diferențiale longitudinale 15-16
15.4.2. Protecția diferențială transversală 15-18
15.5. PROTECȚIA DE IMPEDANȚĂ (DISTANȚĂ) 15-19
15.5.1. Principiul protecției de distanță 15-19
15.5.2. Reglajul protecțiilor de distanță 15-21
BIBLIOGRAFIE 15-22

1. STRUCTURA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE - ASPECTE SPECIFICE

1.1. PROBLEME GENERALE ALE ENERGETICII

Energia este o formă de manifestare a materiei în mişcare, a cărei definiție larg răspândită este următoarea: energia unui sistem este capacitatea acestuia de a efectua lucru mecanic, la trecerea dintr-o stare existentă într-o stare de referință.

Uneori se menționează în definiția energiei și capacitatea unui sistem fizic de a produce căldură.

Aceste definiții se referă numai la producerea sau transformarea lucrului mecanic sau căldurii, însă acestea reprezintă doar două din numeroasele forme de energie existente. Noțiunea de energie este mult mai complexă, fiind evident, asociată și cu alte sisteme în afară de cele fizice și anume sisteme biologice, chimice, etc.

1.1.1. Forme de energie

Din punct de vedere sistemic, energia poate fi privită ca și *energie primară*, *energie utilă sau finală*, respectiv *energie intermediară*.

Convențional, sursele de energie primară sunt împărțite în două mari categorii [2]:

- **Surse finite** – acestea se consideră a fi surse de energie limitate atât în timp, cât și în spațiu, capabile să acopere nevoile societății umane doar pentru o durată limitată de timp, mărimea acestora depinzând de volumul rezervelor de energie primară la care are acces societatea umană. Cele mai importante surse finite de energie primară sunt combustibilii fosili și nucleari;
- **Surse regenerabile** - categorii de surse primare de energie care sunt generate în mod continuu de către sistemele naturale. Principale surse regenerabile de energie sunt reprezentate de: energia hidraulică, solară, eoliană, geotermală, a mareelor, a valurilor, biomasa, etc.

Toate aceste forme de energie primară își au originea în energia nucleară, sau materia însăși, așa cum este ilustrat în figura 1.1 [3].

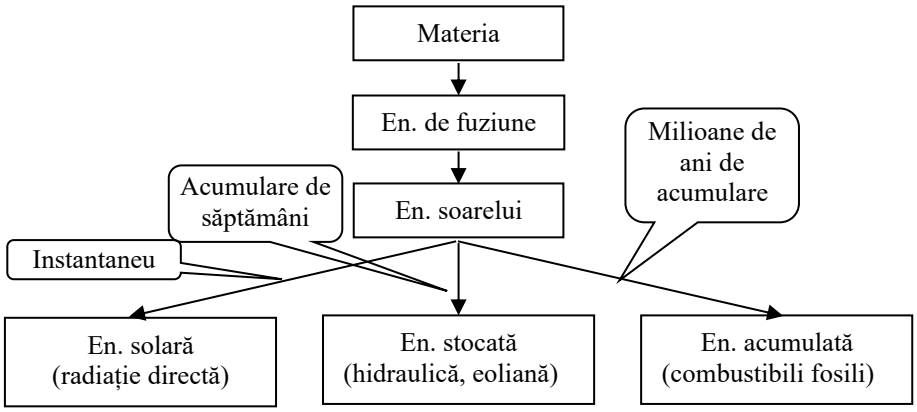


Fig.1.1 Sursele de energie ale omenirii [3].

Se poate constata că rezervele și producția evoluează dependent de consum, de politica (investițiile) în domeniul prospecțiunilor, de interesul marilor companii implicate și foarte mult de interesele politice și strategice ale țărilor mari consumatoare de energie [2].

Energia utilă sau finală, se regăsește ca energie termică (căldura), energie luminoasă (lumina), energie mecanică (lucru mecanic) etc.

Prin **energie intermediară** se înțelege acea formă de energie care se poate transforma în toate formele de energie finală sau utilă, de exemplu *energia electrică*.

1.1.2. Structura sistemului energetic

Sistemul energetic (SE) cuprinde ansamblul activităților de producere și distribuție a energiei de toate formele, organizate pe un anumit teritoriu (regional, național, continental) [4] și poate fi considerat ca un subsistem al mediului natural, de unde își extrage el toată energia primară.

În figura 1.2 se prezintă structura generală a unui sistem energetic, unde [4]:

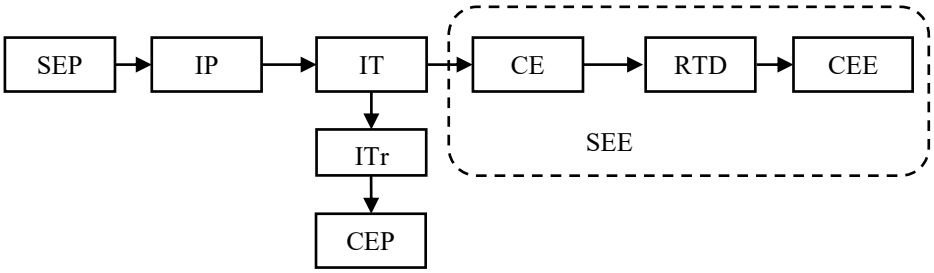


Fig.1.2 Componența unui sistem energetic [4]: SEP - surse de energie primară; IP - instalații primare; IT - instalații de transport a energiei primare; CE - centrale electrice; RTD - rețele de transport și distribuție a energiei electrice; CEE - consumatorii de energie electrică; ITr - instalații de transformare a energiei primare; CEP - consumatori de energie primară; SEE - sistemul electroenergetic.

- **Sursele de energie primară** (SEP) sunt: cărbunii, petrolul, gazele naturale, apa, aerul, căldura solară etc.
- **Instalațiile primare** (IP) sunt reprezentate de instalațiile pentru extracția purtătorilor primari de energie ca: minele, sondele de petrol și gaze, etc.
- **Instalațiile de transport a energiei primare** (IT) sunt reprezentate de sistemele de transport a cărbunilor (calea ferată, nave, auto etc.), a petrolului și gazului (conducte, nave, auto etc.).
- **Instalațiile de transformare a purtătorilor primari de energie** (ITr) sunt reprezentate de instalațiile pentru prelucrarea acestora ca: uzinele de preparare a cărbunilor, rafinăriile de petrol, stațiile de pompare și pregătire pentru consum a gazelor naturale etc. La rândul lor **consumatorii de energie** pot fi: consumatori de energie primară și consumatori de energie secundară. Corespunzător acestui fapt, în sistemul energetic se pot evidenția următoarele subsisteme:
- Sistemul Energetic al Petrolului (SEP);
- Sistemul Energetic al Cărbunilor (SEC);
- Sistemul Energetic al Gazelor (SEG);
- Sistemul Electroenergetic (SEE).

1.2. SISTEMUL ELECTROENERGETIC (SEE)

1.2.1. Structura sistemelor electroenergetice

Calitățile care impun energia electrică (ca și energie intermediară), în raport cu alte forme de energie, pot fi evidențiate prin următoarele [4]:
- toate formele de energie primară pot fi ușor convertite în energie electrică (Fig.1.3);
- este ușor de convertit în orice altă formă de energie dorită de consumator (Fig.1.3);
- poate fi transmisă rapid și economic la distanțe mari;
- se poate distribui la un număr mare de consumatori de puteri diverse;
- este „curată”, adică odată produsă nu este poluantă;
- se pretează bine la automatizări;
- se poate măsura cu precizie etc.

Sistemul electroenergetic (SEE) reprezintă acea parte a sistemului energetic care cuprinde activitățile din domeniul producerii, transportului si distribuției energiei electrice și are două părți principale: centralele electrice, acolo unde se produce energia electrică și rețelele de transport și distribuție care se ocupă cu distribuția ei la consumatori. Deci, SEE reprezintă „partea electrică" a SE, începând cu generatoarele electrice până la receptoarele electrice inclusiv. Astfel, producerea, transportul, distribuția și utilizarea energiei electrice sunt legate una de alta într-un ansamblu de instalații ce alcătuiesc *sistemul electroenergetic (SEE)*, prezentat schematic în figura 1.4 [4].

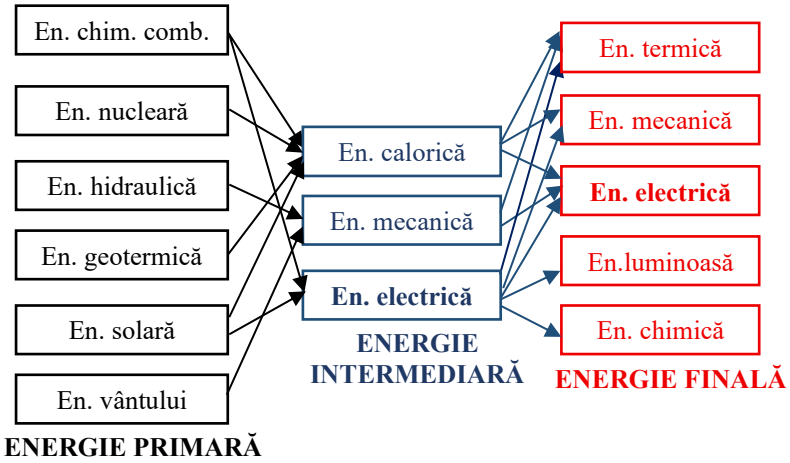


Fig.1.3 Principalele forme de energie și principalele metode de conversie a lor [3].

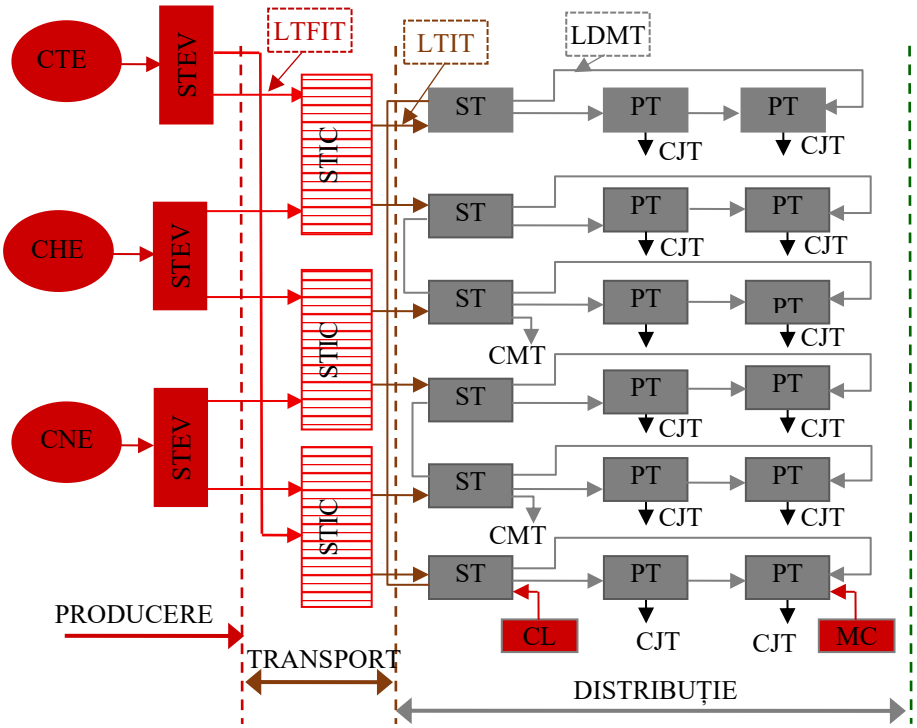


Fig.1.4 Structura unui sistem electroenergetic [4]: CTE - centrale termoelectrice de mare putere; CHE - centrale hidroelectrice de mare putere; CNE - centrale nuclearo-electrice; CL - centrale electrice de importanță locală; MC - microcentrale (hidraulice și eoliene); STEV - stații de transformare de evacuare; LTFIT - linii de transport de foarte înaltă tensiune; STIC - stații de transformare și interconexiuni; LTIT - linii de transport de înaltă tensiune; ST - stații de transformare; LDMT - linii de distribuție de medie tensiune; PT - posturi de transformare; CMT- consumatori de medie tensiune; CJT - consumatori de joasă tensiune.

Producerea energiei electrice are loc centralizat în marile centrale electrice (CTE, CHE, CNE), respectiv distribuit în microcentrale și centrale locale (MC racordate la SEE prin PT, CL racordate la SEE prin ST).

Legătura dintre sursele de energie electrică (generatoare) și consumatori este asigurată de instalațiile de transport și distribuție a energiei electrice, care alcătuiesc rețeaua electrică (RE).

*Drept **consumator de energie electrică** se consideră ansamblul instalațiilor electrice de distribuție și utilizare aferente unei întreprinderi, instituții sau colectivități.*

*Echipamentele care transformă energia electrică într-o altă formă de energie utilă (mecanică, termică, luminoasă etc.) se numesc **receptoare**. Acestea intră în componența consumatorilor de energie electrică.*

Transportul în condiții economice a energiei electrice, de la centrale până la marii consumatori, impune ridicarea tensiunii la nivelul denumit foarte înaltă tensiune (FIT), în stațiile de transformare de evacuare (STEV), amplasate lângă centrale. Aceste stații sunt legate între ele printr-un inel de linii de transport de foarte înaltă tensiune (LTFIT).

Stațiile de transformare și interconexiuni (STIC) sunt amplasate în apropierea marilor concentrări de consumatori. În aceste stații, cu ajutorul transformatoarelor și a autotransformatoarelor, se trimite energia în rețeaua de distribuție la înaltă tensiune (IT).

Prin intermediul liniilor de distribuție de înaltă tensiune (LDIT), energia electrică este livrată direct unor mari consumatori sau este adusă în apropierea unor concentrări de mici consumatori.

La liniile de distribuție de IT sunt racordate stațiile de transformare (ST) în care tensiunea este coborâtă de la înaltă tensiune la medie tensiune, iar prin linii de distribuție de medie tensiune (LDMT) sunt alimentați direct o serie de consumatori industriali de medie tensiune (CMT) și posturile de transformare (PT) [4].

Majoritatea consumatorilor de energie electrică sunt alimentați la joasă tensiune (JT), de la posturile de transformare, prin intermediul liniilor de distribuție de joasă tensiune.

1.2.2. Subsistemul de producere a energiei electrice

O posibilă definiție a unei centrale electrice este următoarea: „O centrală electrică este un ansamblu de construcții, instalații și echipamente pentru realizarea conversiei unei forme de energie primară în energie electrică.”

În figura 1.5 sunt prezentate schematic principalele lanțuri de transformări energetice regăsite în instalațiile de conversie ale surselor primare de energie în energie electrică.

Există două concepții asupra generării energiei electrice:

- **O concepție centralizată**, în care energia este produsă în mari centrale electrice cu puteri instalate de sute chiar mii de MW. Implementarea acestui concept are drept justificare motive economice (apropierea de sursele primare – CHE, CTE, ferme de eoliene, etc.), legate de mediu (posibilitatea prezenței unor emisii nocive), legate de geologia zonei, siguranță în caz de avarii (CNE), etc. Aceste centrale fac parte din etajul I din figura 1.4;
- **O concepție descentralizată**, bazată pe producerea distribuită a energiei electrice – *producerea sau generarea distribuită* a energiei electrice poate fi definită pe baza mai multor criterii. De obicei prin *generare distribuită a energiei* (GD) se înțelege generarea energiei electrice pe scară redusă, în instalații cu puteri mai mici de 50 MW, amplasate aproape de locul de consum. Astfel de instalații debitează direct în rețeaua de distribuție sau funcționează izolat. În marea lor majoritate aceste instalații utilizează *surse primare de energie regenerabile*. Principalele tipuri de instalații pentru producerea distribuită a energiei electrice sunt prezentate schematic în figura 1.6. Printre avantajele GD se pot enumera următoarele:

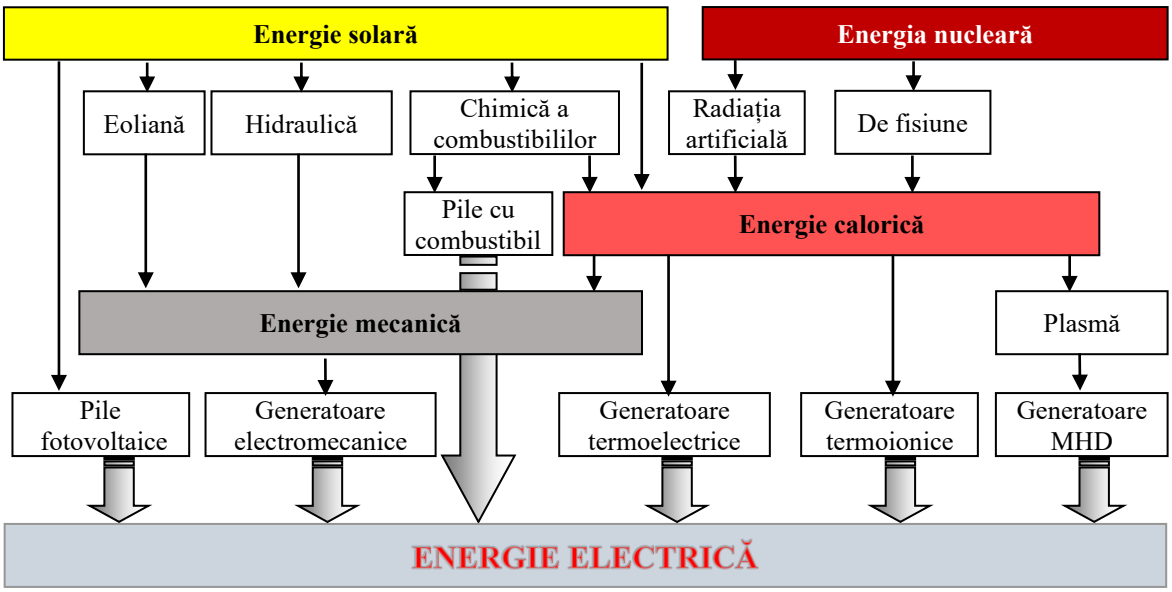


Fig.1.5 Diferitele forme de energie și transformarea lor în energie electrică.

✓ mărirea eficienței generării de energie printr-o utilizare mai economică și completă a unor resurse disperate;
✓ reducerea pierderilor de energie în rețea prin situarea generării în apropierea locului de consum;
✓ posibilitatea participării micilor consumatori și a consumatorilor individuali la generarea de energie electrică - prosumatori;
✓ generarea de energie din surse curate cu impact scăzut asupra mediului;
✓ mărirea siguranței în alimentare prin diversificarea surselor de energie;
✓ crearea unei piețe de energie mai competitive;
✓ reducerea încărcării rețelelor în cazul marilor consumatori.

Printre principalele probleme legate de implementare GD amintim:
✓ rețelele actuale nu sunt dimensionate pentru a prelua cantitatea crescută de energie generată la nivelul de distribuție (joasă tensiune);
✓ cerințele de fiabilitate de impuse sunt greu de realizat de unități singulare de generare;
✓ compatibilizarea surselor distribuite, cu funcționare intermitentă, cu consumatorii și cu cerințele impuse de funcționarea sistemului electroenergetic este dificilă.

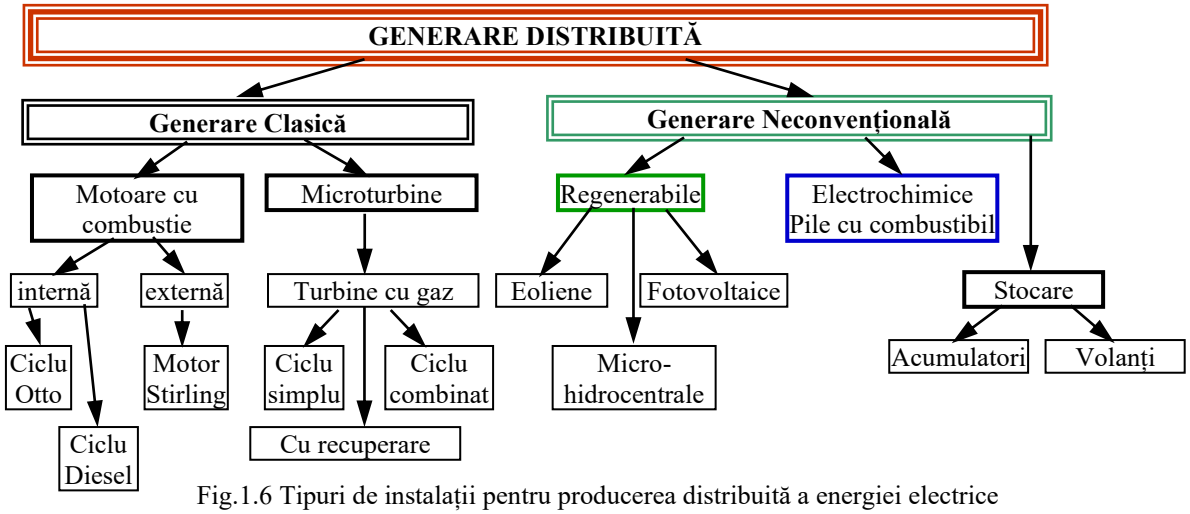


Fig.1.6 Tipuri de instalații pentru producerea distribuită a energiei electrice

1.2.2.1. Clasificarea centralelor electrice

Există mai multe criterii pentru clasificarea centralelor electrice, cum ar fi [2], [3]:

- după tipul energiei primare utilizate;
- după ciclul transformărilor energiei primare în energie electrică;
- după puterea totală și unitară a grupurilor din structură;
- după agentul energetic utilizat;
- după tipul mașinii energetice;
- după rolul centralei în sistemul electroenergetic;
- după felul curentului electric generat și frecvența;
- după tensiunea de producere și tensiunea de livrare a energiei electrice de către centrală;
- după factorul de putere nominal.

Clasificarea centralelor electrice după tipul energiei primare utilizate este prezentată condensat în tabelul 1.1.

Tabelul 1.1. Clasificarea centralelor electrice în funcție de energia primară utilizată [3]

Nr. crt.	**Tipuri de centrale electrice**	**Tipul de energie primară utilizată**	**Transformarea energiei primare**
I. INSTALAȚII TERMOELECTRICE			
1	**CCA** - centrală convențională cu abur: **CTE** centrală termoelectrică de condensație; **CET** centrală electrică de cogenerare; **ITG** - instalații de turbine cu gaze; **CCGA** - ciclu combinat gaze-abur; **CDE** - centrală electrică cu motoare Diesel.	**Combustibili fosili:** cărbune, gaz, natural, păcură; **Surse energetice secundare:** deșeuri menajere și industriale, gaz de rafinărie, gaz de furnal, etc.; **Biomasă**	Ardere
2	**CNE** - centrală nuclearoelectrică	**Combustibili nucleari:** naturali, îmbogățiți sau obținuți prin reproducere în reactor	Fisiune nucleară
3	**CGT** – centrală electrică geotermală	**Energie geotermală:** căldură din scoarța pământului asociată unor agenți termici naturali (apă, abur, gaze fierbinți)	Transfer de căldură
4	**CES** – centrală electrică solară	**Energie solară** – radiația solară	Transfer de căldură
II. INSTALAȚII HIDROELECTRICE			
5	**CHE** - centrală hidroelectrică (diferențe de nivel naturale); **CHEAP** - centrală hidroelectrică cu acumulare și pompare (diferențe de nivel artificiale); **CME** - centrală mareo-electrice.	**Energie hidraulică:** diferențe de nivel naturale ale cursurilor de apă, diferențe de nivel artificiale, diferențe periodice de nivel ale oceanelor și mărilor exterioare datorate mareelor	Conversie energie potențială în energie cinetică
6	**IEV** - instalații electrice utilizând en. valurilor	**Energia valurilor**	Transfer de lucru mecanic
III. INSTALAȚII EOLIENE			
7	**CEE** – centrală electrică eoliană	**Energie eoliană:** diferența de potențial (presiune) între diferite zone atmosferice	Conversie energie potențială în energie cinetică
IV. INSTALAȚII FOTOVOLTAICE			
8	**IFV** – instalații fotovoltaice	**Energie solară**	Efect fotovoltaic
V. INSTALAȚII CU CELULE CU COMBUSTIBIL			
9	**GPC** – generatoare cu pile cu combustibil	**Hidrogen** ca și combustibil	Reacție de oxidare

1.2.2.2. Producerea energiei electrice după curba de sarcină

Sarcina electrică reprezintă puterea activă, reactivă sau aparentă (intensitatea curentului electric) debitată sau absorbită de un echipament electric generator, transmițător sau receptor de energie electrică.

Curbele de sarcină sunt definite ca fiind variațiile în timp, pe o perioadă determinată, a sarcinii electrice a unui receptor sau a unui grup de receptoare, reprezentate grafic.

Din cauza posibilităților relativ reduse de stocare a energiei electrice, satisfacerea necesarului de energie la consumatori impune cunoașterea anticipată de către furnizor a consumului, deci a curbelor de sarcină.

Funcționarea SEE într-un regim stabil, cu respectarea indicatorilor impuși de Normative, impune ca întotdeauna puterea produsă să echilibreze cererea, la care se adaugă pierderile din SEE.

A. Clasificarea curbelor de sarcină

Curbele de sarcină se pot clasifica după mai multe criterii [3]:

1) **Felul sarcinii**:
- curbe de sarcină activă;
- curbe de sarcină reactivă;

2) **Durata perioadei de observație a variației sarcinii**:
- zilnice, la care durata perioadei de observație este de 24 de ore - două curbe de sarcină sunt mai importante, cea caracteristică pentru o zi de vară (în intervalul 18-25 iunie) și cea pentru o zi de iarnă (18-25 decembrie);
- anuale la care perioada de observație este de 8760 ore (12 luni sau 365 zile);

3) **Proveniență**:
- trasate direct de către aparatele înregistratoare (wattmetre, varmetre, sau ampermetre înregistratoare);
- experimentale, obținute în urma citirii aparatelor indicatoare la intervale de timp egale (10, 15, 30 sau 60 minute);

4) **Tip**, obținute prin generalizarea curbelor de sarcină experimentale, specifice unor anumiți consumatori (casnici, comerciali, industriali etc).

În Fig.1.7, a este exemplificată o curbă de sarcină zilnică (putere activă), punându-se în evidență golurile de noapte și de zi, respectiv vârfurile de seară și de dimineață.

Curba de sarcină anuală clasată reprezintă ordonarea descrescătoare a puterilor produse într-un an și se obține prin clasarea curbelor de sarcină zilnice. Construcția ei este ilustrată în figura 1.7, b.

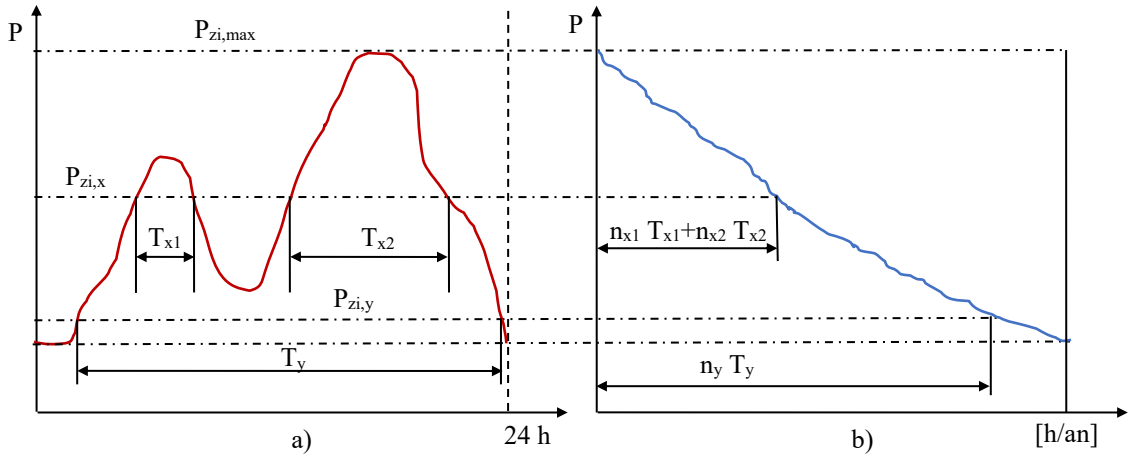


Fig.1.7 Construirea curbei de sarcină anuală clasată:
a) curbă de sarcină zilnică; b) curba de sarcină anuală clasată.

B. Noțiuni de putere utilizate în SEE

Definirea puterilor cu care se operează în SEE este necesară pentru a avea o privire de ansamblu asupra circulației puterilor într-un sistem electroenergetic și este făcută în conformitate cu figura 1.8, unde [2], [3]:

- P_i – puterea instalată, înscrisă în documentație, sau suma puterilor nominale ale mașinilor unei instalații producătoare de energie. Se observă că această putere este impusă de valoarea maximă a puterii absorbite, deci o micșorare a acesteia conduce la aplatizarea curbei de sarcină;
- P_d – Puterea disponibilă a unui grup (centrală, sistem) este cea mai mare putere activă pe care o poate livra grupul (centrala, sistemul) în regim de funcționare de lungă durată, fără uzuri și încălziri anormale, cu respectarea condițiilor de siguranță mecanice și electrice, cu luarea în considerare a reducerilor de putere de lungă durată (reduceri care durează cel puțin un an);
- P_{ind} – Puterea indisponibilă este reducerea de putere datorată strangulărilor și uzurilor ireversibile ($P_{ind}=P_i-P_d$);
- P_{ed} – puterea efectiv disponibilă este cea mai mare putere activă obținută la bornele generatoarelor și se obține prin reducerea puterii disponibile cu pierderile provocate de condițiile locale: folosirea de combustibil diferit față de cel pentru care a fost proiectată centrala, abur insuficient etc.;

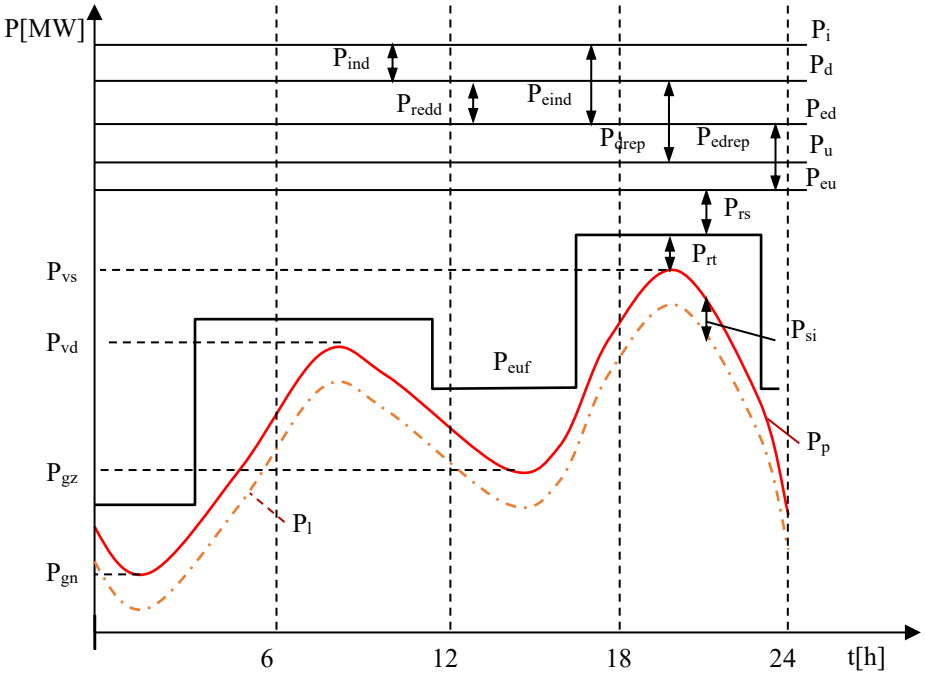


Fig.1.8 Puterile active caracteristice ale sistemului electroenergetic.

- P_{redd} – reducerea trecătoare de putere disponibilă ($P_{redd} = P_d - P_{ed}$) - datorate fluctuațiilor calității combustibilului, încărcării instalațiilor de cogenerare, modificării condițiilor de răcire, sau a reducerii nivelului lacurilor de acumulare, ceea ce conduce la diminuarea puterii disponibile până la nivelul efectiv disponibil;
- P_{eind} – puterea efectiv indisponibilă ($P_{eind}=P_{ind}+P_{redd}$);
- P_u – puterea utilizată este suma puterilor grupurilor în funcționare (care nu sunt în reparație în perioada respectivă);
- P_{drep} – puterea disponibilă în reparație ($P_{drep}=P_d-P_u$);
- P_{inu} – puterea inutilizabilă ($P_{inu}=P_i- P_u=P_{ind}+ P_{drep}$);
- P_{eu} – puterea efectiv utilizată, este puterea utilizată diminuată cu pierderile datorate condițiilor locale de funcționare;

- P_{einu} – puterea efectiv inutilizabilă ($P_{einu} = P_i – P_{eu} = P_{eind} + P_{edrep}$);
- P_{euf} – puterea efectiv utilizabilă în funcțiune ($P_{euf}=P_{eu}-P_{rs}$);
- P_p – puterea produsă momentan;
- P_{rt} – puterea în rezervă turnantă ($P_{rt}=P_f.- P_p$) - se găsește în mașinile în funcțiune (care se rotesc);
- P_{rs} – puterea în rezervă statică ($P_{rs}=P_{eu}.- P_f$).) - se găsește în mașinile în repaos;
- P_{si}– puterea consumată de serviciile interne ale centralei - 5 - 12 % la centrale convenționale cu abur CCA, 12 - 14 % la CNE, 0,5 - 1 % la CHE;
- P_l - puterea livrată este puterea furnizată consumatorilor la un moment dat.

Producerea energiei electrice după curbele de sarcină definește funcționarea unei centrale electrice pe o perioadă de timp determinată: zi, lună, an. În figura1.6 este reprezentată o curbă de sarcină pe durata unei zile, notațiile din figură având următoarele semnificații:

- P_{gn} – puterea la gol de noapte, cea mai mică putere produsă în cursul unei zile (de regulă între orele 4 și 5 dimineața);
- P_{vd} – puterea la vârful de dimineață, apare dimineața la funcționarea simultană a întreprinderilor, transportul în comun și a iluminatului de dimineață;
- P_{gz} – puterea la golul de zi în perioada pauzei de masă din întreprinderi și când transportul este mai redus;
- P_{vs} – puterea la vârful de seară, cea mai mare putere produsă în cursul unei zile (iluminat casnic și public).

C. Acoperirea în SEE a curbei de sarcină

Centralele electrice, în funcție de caracteristicile lor, participă în mod diferențiat la acoperirea curbei de sarcină, programarea optimă a acestora având ca obiectiv minimizarea consumului de combustibil și deci obținerea unui cost minim pentru energia electrică produsă.

În figura 1.9 este reprezentată împărțirea curbei de sarcină în zone, împărțire necesară deoarece la acoperirea curbei de sarcină centralele electrice participă în mod diferit în funcție de caracteristicile lor astfel încât să rezulte o funcționare optimă (cost minim). Astfel se definesc următoarele zone [3]:

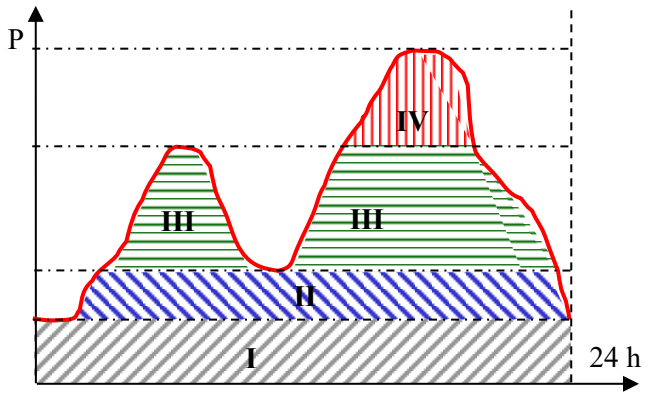


Fig.1.9 Împărțirea curbei de sarcină zilnică în zone.

- **Zona de baza I,** este acoperită în principal de grupuri care vor funcționa la sarcină constantă cât mai aproape de sarcina nominală pentru a avea randament maxim:
  - ✓ grupuri care nu pot fi supuse la variații de sarcină sau întreruperi în perioada golurilor de sarcină (CNE, CHE pe firul apei, CET echipate cu turbine cu contrapresiune);
  - ✓ grupuri cu investiție specifică ridicată pentru o rapidă recuperare a investiției;
  - ✓ grupuri care utilizează combustibili ieftini (ex. lignit);

✓ grupuri cu randamente ridicate (CTE cu parametrii ridicați, CCGA);

➢ **Zona de semibază II,** este acoperită de grupuri care în perioada golurilor de sarcină vor fi solicitate sa funcționeze la sarcini parțiale (CET, CHE cu acumulări mari de apă, CTE cu performanțe mai modeste);

➢ **Zona de semivârf III,** este acoperită de grupuri care pot fi oprite la golurile de sarcină sau sunt solicitate să funcționeze cu variații mari de sarcină (CTE cu parametrii coborâți, CTG performante);

➢ **Zona de vârf IV,** este acoperită de grupuri care pot funcționa cu variații mari ale sarcinii și care funcționează perioade scurte (CHE cu acumulări mici de apă, CHEAP, CTG, CDE).

1.2.3. Subsistemul de transport

Acesta asigură transportul unor cantități însemnate de energie electrică (zeci, sute sau mii de MVA) la distanțe mari (sute de km) din zonele de producere spre cele de consum, realizând legături între principalele noduri ale SEE. Studiile tehnico-economice (costuri cu investițiile, costuri cu întreținerea, pierderi în rețea) au impus rețelele de transport în FIT. În Europa este aproape generalizată valoarea de 400 kV (50 Hz) pentru rețelele de transport. *În țara noastră transportul energiei electrice se realizează la 220 și 400 kV, liniile de 220 kV urmând a fi trecute treptat la tensiunea de 400 kV*.

Rețelele de transport și interconexiune fac față mai ușor fluctuațiilor de consum din sistem. Interconectarea permite transferul de putere din zonele în care cererea a scăzut spre cele în care crește consumul. Ele asigură securitatea în alimentarea cu energie electrică cu diminuarea investițiilor în centrale, permițând reducerea costurilor globale de exploatare datorită pieței deschise (prețuri de producție, costuri cu echipamentele etc.). Rețelele de transport și interconexiune contribuie la dezvoltarea schimburilor transfrontaliere și extinderea zonelor de sincronism.

Se disting două tipuri de transport al energiei electrice:

➢ *Transportul sistematic* - legat de necesitatea acoperirii distanțelor mari dintre surse și consumatori (dintre centralele nucleare, centralele hidroelectrice și zonele de consum);

➢ *Transportul de compensare* - legat de compensarea statistică atât a variațiilor consumului cât și al producției. El poate fi anticipat (de exemplu variația golurilor și a vârfurilor de sarcină zilnică datorită diferențelor de fus orar între țări, regiuni).

1.2.4. Subsistemul de distribuție

Subsistemul de distribuție asigură transportul energiei electrice de la rețeaua de transport la consumatorii finali, prin rețele de înaltă, medie și joasă tensiune. Rețelele electrice de distribuție au o configurație mai complexă și transferă cantități mai reduse de energie electrică, pe distanțe mai scurte.

Distribuția energiei la consumatori se face:

➢ *la înaltă tensiune* (110 kV) – reducerea nivelului de tensiune se face în STIC cu ajutorul transformatoarelor de 400/110 kV și a autotransformatoarelor de 400/220 kV sau 220/110 kV;

➢ *la medie tensiune* (6, 10, 20 kV) reducerea nivelului de tensiune realizându-se în stațiile de distribuție ST (110 kV/MT);

➢ *la joasă tensiune* prin posturile de transformare PT (MT/0,4 kV).

Conform reglementărilor actuale, rețeaua de distribuție de înaltă tensiune se numește *rețea de repartiție*, ea asigurând repartiția teritorială a energiei electrice precum și alimentarea unor consumatori mari, care au puncte de delimitare cu furnizorul la această tensiune. Aceste rețele au și rolul de a evacua energia produsă de centralele de putere redusă (sub 250 MW). Se menționează că rețelele de repartiție nu influențează robustețea sistemelor electroenergetice, acestea fiind interconectate la nivel superior prin rețelele de transport, dar influențează calitatea energiei livrată consumatorilor (întreruperi, goluri de tensiune, supratensiuni etc.);

1.2.5. Subsistemul de utilizare

Rețele de utilizare asigură alimentarea cu energie electrică a receptoarelor. Ele pot fi casnice, când alimentează un mare număr de receptoare casnice de JT și mici motoare cu puteri cuprinse între câțiva W până la câțiva kW și industriale, când alimentează direct receptoare de JT și de MT, de puteri relativ mari.

Acest subsistem este ultima verigă din lanțul Sistemului Energetic Național (SEN), transformând energia electrică în energie utilă sub diferite forme de energie (lumină, căldură, mișcare).

Producția și transportul energiei electrice sunt strâns legate din punct de vedere economic și tehnic pentru a asigura:

- Echilibrul producție-consum;
- Securitatea globală a sistemului;
- Securitatea individuală a operatorilor.

Legăturile dintre rețelele de distribuție și cele de transport sunt caracterizate prin câțiva parametri. Gestionarea rețelelor de utilizare poate fi decuplată de a celor de transport și distribuție și poate fi tratată individual.

1.2.6. Cerințele impuse unui sistem electroenergetic

Principalele cerințe impuse rețelelor electrice sunt [4]:

- *Continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor* - este o caracteristică a alimentării cu energie electrică ce se referă la durata și frecvența întreruperilor în livrarea energiei electrice;
- *Siguranța în funcționare* - se referă la capacitatea acestora de a suporta solicitările care apar în funcționarea ei fără consecințe inacceptabile pentru instalațiile și aparatele ce o compun, fără prejudicii pentru personalul de deservire, pentru construcțiile sau obiectivele învecinate;
- *Dezvoltarea ulterioară a rețelei* - este o cerință potrivit căreia rețeaua electrică existentă trebuie să permită o extindere viitoare fără ca prin aceasta gradul ei de siguranță și simplitatea manevrelor să sufere modificări esențiale;
- *Eficiența economică a investițiilor* - este cerința care impune ca transportul și distribuția energiei electrice să se realizeze cu cheltuieli minime la o anumită putere transferată. Creșterea eficienței economice a investițiilor se realizează prin:
  - ✓ reducerea la maxim a cheltuielilor de investiții prin adoptarea soluțiilor celor mai ieftine dintr-un număr de soluții posibile, care satisfac condițiile tehnice impuse;
  - ✓ reducerea pierderilor de putere pe elementele rețelei, prin alegerea unor aparate și instalații ce prezintă randamente ridicate și prin exploatarea rațională a acestora;
- *Cerințe suplimentare impuse de impactul cu mediul înconjurător* - acționează ca restricții, care trebuie respectate în mod obligatoriu (de exemplu, se impun restricții de poluare estetică, fonică, atmosferică sau de deviere a traseelor în cazul unor zone urbane - chiar dacă soluția tehnico-economică recomandă ca o linie de înaltă tensiune să treacă prin centrul unei zone urbane, această soluție nu poate fi acceptată și traseul se modifică corespunzător)
- *Calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor* - reprezintă o cerință esențială în exploatarea rețelelor electrice și se apreciază în funcție de *indicatorii de calitate a energiei electrice*, care se pot clasifica în două grupe [4]:
  - ✓ Indicatori primari:
    - frecvența;
    - amplitudinea tensiunii de alimentare - abaterea procentuală admisă a tensiunii de serviciu față de tensiunea nominală este de ±10% [4];
    - supratensiuni temporare și tranzitorii;
    - goluri de tensiune - reprezintă scăderea tensiunii sub limitele admise, pentru o perioadă de cel mult 3 s;

- întreruperi în alimentarea cu energie electrică - sunt specificate în contractele de furnizare a energiei electrice, cu excepția celor produse de automatica de sistem.

Primii patru indicatori se referă la calitatea produsului (energia), iar ultimul indicator se referă la calitatea serviciului (alimentarea cu energie electrică);

✓ Indicatori secundari, care se referă la următoarele perturbații produse de consumatori:
- armonici și interarmonici (regimuri nesinusoidale) - în general, armonicile sunt generate de sarcinile neliniare din rețea;
- fluctuații de tensiune (flicker) - deși majoritatea receptoarelor nu sunt perturbate de către fluctuațiile de tensiune deoarece amplitudinea acestora este cuprinsă în domeniul admis pentru variația tensiunii de alimentare (±10% Un), ele influențează fluxul luminos al lămpilor, creând o pâlpâire a luminii - efectul de flicker. Aceste pâlpâiri, având o frecvență cuprinsă în banda (0,5÷25) Hz, pot fi receptate, sub forma unei jene vizuale, chiar pentru fluctuații ale tensiunii mai mici de 1%;
- nesimetrii - gradul de simetrie al sistemului trifazat de tensiuni este o cerință de calitate, ce impune ca în toate nodurile sistemului să existe un sistem trifazat simetric de tensiuni.

1.3. APLICAȚII

Aplicația 1.1. Într-un sistem energetic cu puterea instalată P_i=5000 MW una din zilele anului este caracterizată de:

- Puterea efectiv indisponibilă P_{eind}=300 MW;
- Reducerea de putere datorită lipsei apei de răcire 40 MW;
- Reducerea de putere datorită termoficării 50 MW;
- Reduceri de putere din alte cauze 20 MW;
- Puterea în reparație: P_{edrep}=1000 MW, P_{drep}=1040 MW;
- Puterea în rezervă statică la vârf (vârful de seară): P_{rsv}=200 MW;
- Puterea produsă la vârf: P_{pv}=3000 MW.

Se cere să se calculeze puterile caracteristice ale sistemului energetic.

Soluție:

- Puterea indisponibilă: $P_{ind} = P_{eind} – P_{redd}$ = 300 – 110 = 190 MW;
- Reducerea de putere disponibilă P_{redd} a fost calculată ca suma celor trei tipuri de reducere de putere (40+50+20=110 MW);
- Puterea disponibilă: $P_d = P_i – P_{ind}$ = 5000 – 190 = 4810 MW;
- Puterea efectiv disponibilă: $P_{edd} = P_d – P_{redd}$ = 4810 – 110 = 4700 MW;
- Puterea utilizabilă: $P_u = P_d – P_{drep}$ = 4810 – 1040 = 3770 MW;
- Putere efectiv utilizabilă: $P_{eu} = P_{ed} – P_{edrep}$ = 4700 – 1000 = 3700 MW;
- Reducerea de putere utilizabilă: $P_{redu} = P_u – P_{eu}$ = 3770 – 3700 = 70 MW;
- Puterea inutilizabilă: $P_{inu} = P_i – P_u$ = 5000 – 3770 = 1230 MW;
- Puterea efectiv inutilizabilă: $P_{einu} = P_i – P_{eu}$ = 5000 – 3710 = 1290 MW;
- Puterea efectiv utilizabilă în funcțiune la vârf: $P_{eufv} = P_{euv} – P_{rsv}$ = 3710 – 200 = 35100 MW;
- Puterea în rezervă turnantă la vârf: $P_{rtv} = P_{eufv} – P_{pv}$ = 3510 – 3000 = 510 MW.

Aplicația 1.2. Cunoscându-se puterea produsă în sistemul energetic și puterile în rezervă statică (Tabelul 1.2), să se determine curba de sarcină zilnică, puterea efectiv utilizabilă în funcțiune și rezerva turnantă, puterea efectiv utilizabilă fiind de 4100 MW.

Tabelul 1.2. Puterea produsă și puterea în rezervă statică în cursul unei zile [MW]

Ora	0	2	4	6	8	10	12
P_p	2400	2300	2400	2700	3100	2900	2900
P_{RS}	600	600	300	300	300	300	300
Ora	14	16	18	20	22	24	
P_p	2700	2600	3000	3400	3200	2400	
P_{RS}	100	100	600	600	600	600	

Soluție:

Curba de sarcină zilnică se obține reprezentând grafic în funcție de timp puterea produsă, cu valorile din tabelul 1.2, curbă prezentată în figura 1.9.

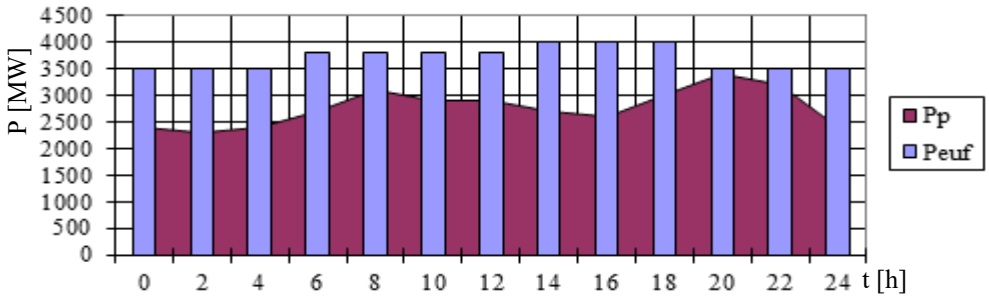


Fig.1.9 Construirea curbei de sarcină zilnice.

➢ Puterea efectiv utilizabilă în funcțiune P_{euf} se obține prin scăderea din puterea efectiv utilizabilă P_{eu}=4100MW a puterii în rezervă statică P_{rs} dată în tabelul 1.4. Se obțin valorile prezentate sub formă de bare pe același grafic din figura 1.9;

➢ Puterea în rezervă turnantă este dată de relația:

$$P_{rt} = P_{euf} - P_p$$

și se poate aprecia grafic prin diferența între cele două curbe, prezentate în figura 1.9.

Se calculează valorile precise ale acesteia în punctele caracteristice ale curbei de sarcină:

✓ la golul de noapte: P_{rt} = 3500 – 2300 = 1200 MW;

✓ la vârful de zi: P_{rt} = 3800 – 3100 = 700 MW;

✓ la golul de zi: P_{rt} = 4000 – 2600 = 1400 MW;

✓ la vârful de seară: P_{rt} = 3500 – 3400 = 100 MW.

Se poate constata cât de critică este situația la vârful de seară.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Radu-Adrian Tîrnovan, Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Note de curs, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-273-1

[2]. Mugur Bălan, Energii regenerabile, UT PRESS 2007.

[3]. G. Darie, P. Ulmeanu, Producerea Energiei Electrice si Termice. Curs, seria Cursuri Universitare, Facultatea de Energetică, Universitatea Politehnica București, 2007, http://www.dpue.energ.pub.ro/files/carte/peet_curs.pdf, accesat octombrie 2017.

[4]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru producerea energiei electrice, UT Press, Cluj Napoca 2000.

[5]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și Distribuția Energiei Electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2014.

2. INSTALAȚII CU ABUR PENTRU PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE

În centralele termoelectrice se realizează o aplicație a principiului al doilea al termodinamicii, conform căruia se poate obține lucru mecanic prin evoluția unui fluid într-o transformare între o sursă caldă și una rece. Sursa caldă este reprezentată de cazanul (reactorul nuclear, captorul solar etc.) în care fluidului de lucru i se comunică o cantitate de căldură obținută prin arderea unui combustibil (reacție de fisiune nucleară, schimbător de căldură) iar sursa rece este apa de răcire a termocentralei.

Aceste centrale convertesc formele de energie primară (energia chimică a combustibililor primari - lemn, cărbune, petrol gaze etc. – energia combustibililor nucleari, energia solară) în energie electrică:

- prin arderea (reacția de fisiune nucleară, transfer termic) se obține energie termică;
- energia termică este transformă în energie mecanică în instalațiile cu abur (turbine cu abur);
- energia mecanică rezultată este transformată în energie electrică cu ajutorul generatoarelor electrice.

2.1. ELEMENTE DE TERMODINAMICĂ

Parametrii de stare ai unui sistem termodinamic sunt parametri extensivi (masa, volumul, energia internă – aceștia depind de numărul de particule) și intensivi (presiunea, temperatura - nu depind de numărul de particule).

La baza funcționării mașinilor termice stau primele două principii ale termodinamicii.

2.1.1. Primul principiu al termodinamicii

Acest principiu a fost enunțat pentru prima dată de către R.J. Mayer[1] în 1842. La baza enunțului său a stat observația experimentală că lucrul mecanic se poate transforma în căldură și invers. Transformări ale lucrului mecanic în căldură se întâlnesc în toate fenomenele de frecare între corpuri, la comprimarea și dilatarea gazelor, la transformarea lucrului mecanic în energie electrică și apoi în căldură prin efect Joule etc. Transformarea directă a căldurii în lucru mecanic se realizează prin intermediul mașinilor termice.

Acest principiu afirmă că suma energiilor mecanice și termice, schimbate cu mediul exterior, de către un sistem în cadrul unui ciclu (evoluție închisă) este nulă:

$$W + Q = 0 \quad , \tag{2.1}$$

unde W este energia schimbată de sistem cu mediul exterior, iar Q cantitatea de căldură schimbată cu exteriorul. Se consideră ca fiind pozitive cantitățile de energie primate din exterior, în timp ce energiile cedate exteriorului se consideră negative.

Pe baza principiului I se introduce o nouă variabilă de stare numită entalpie. Entalpia I se definește ca fiind suma dintre energia internă U și lucrul mecanic de deplasare W=pV necesar pentru ocuparea volumului propriu V la presiunea p:

$$I = U + p \cdot V \ [J] \, . \tag{2.2}$$

De obicei se utilizează entalpia specifică, i, ca fiind raportul dintre entalpia I și masa gazului m:

$$i = I/m = u + p \cdot v \ [J/kg] \, . \tag{2.3}$$

[1] Medic, chimist și fizician german, unul dintre fondatorii termodinamicii

2.1.2. Principiul al doilea al termodinamicii

Acesta se referă la sistemele în evoluție, respectiv la crearea entropiei. Principiul al doilea al termodinamicii precizează condițiile în care are loc transformarea energiei termice în energie mecanică. El are un caracter calitativ, arată sensul în care se produc spontan transformările, fără să se refere la cantitățile de energie schimbate.

Dacă primul principiu a introdus energia internă U ca funcție de stare care permite să se stabilească dacă un proces este posibil, cel de al doilea principiu introduce o nouă funcție de stare numită ***entropie*** **(S)** și care permite aprecierea sensului proceselor spontane [1].

Mărimea dQ/T reprezintă o diferențială totală exactă, așadar, are proprietățile unei mărimi de stare. Clausius[2] denumește această mărime de stare prin termenul de entropie:

$$dS = dQ/T\,, \tag{2.4}$$

sau pentru un mol de gaz

$$S = \int_{T_n,V_n}^{T,V} \frac{dq}{T} = \int_{T_n,V_n}^{T,V} \frac{d(u + p \cdot v)}{T} = C_v \int_{T_n,V_n}^{T,V} \frac{dT}{T} + \int_{T_n,V_n}^{T,V} \frac{p \cdot dv}{T}\,, \tag{2.5}$$

unde s-a ținut cont că dq=di, iar p·v = R·T (pentru un mol de gaz) și unde:

- q este cantitatea de căldură specifică;
- i este entalpia specifică;
- T_n și V_n reprezintă temperatura, respectiv volumul sistemului și caracterizează starea normală a acestuia;
- T și V reprezintă temperatura, respectiv volumul sistemului și caracterizează o stare oarecare a sistemului;
- C_v este căldura specifică la volum constant;
- R constanta universală a gazelor.

Relația (2.4) se rescrie astfel:

$$S = C_v \int_{T_n,V_n}^{T,V} \frac{dT}{T} + \int_{T_n,V_n}^{T,V} \frac{R \cdot (p \cdot v) \cdot dv}{(R \cdot T) \cdot v} = C_v \cdot \int_{T_n,V_n}^{T,V} \frac{dT}{T} + R \cdot \int_{T_n,V_n}^{T,V} \frac{dv}{v} = C_v \cdot \ln\frac{T}{T_n} + R \cdot \ln\frac{V}{V_n}\,. \tag{2.6}$$

Transferul termic va avea loc întotdeauna de la corpul mai cald spre corpul mai rece. În acest caz dacă 1 este corpul cald, iar 2 este corpul rece, conform relației (2.3) cantitatea de căldură schimbată între cele două sisteme este:

$$dQ = T_1 \cdot dS_1 = T_2 \cdot dS_2\ . \tag{2.7}$$

Deoarece $T_2 < T_1$ rezultă $dS_2 > dS_1$. Transferul ireversibil de căldură creează un flux de entropie cedat, respectiv primit de către fiecare corp.

2.1.3. Randamentul unei mașini termice

Se consideră evoluția unui sistem termodinamic între stările 1 și 2 (Fig.2.1 – diagrama T-S). Suprafața cuprinsă între curba 1-2 și abscisă este proporțională cu cantitatea de căldură primită de sistem și se consideră pozitivă.

Pentru a ajunge în starea inițială sistemul poate evolua pe următoarele căi:

- pe ramura **2-a-1**, caz în care cedează căldură (considerată negativă și mai mare în modul decât căldura primită) și deci asupra sistemului se efectuează un lucru mecanic exterior;
- pe ramura **2-b-1**, caz în care per total căldura schimbată are o valoare pozitivă și sistemul poate efectua un lucru mecanic conform (2.1).

Se poate concluziona că funcționarea unei mașini termice se bazează pe schimbul de căldură cu exteriorul.

[2] Fizician, matematician german unul dintre fondatorii termodinamicii - 1865

Dacă se notează cu Q_1 cantitatea de căldură primită de sistem (pozitivă), cu Q_2 cantitatea de căldură cedată de sistem (negativă), atunci randamentul ciclului termic η poate fi scris ca fiind:

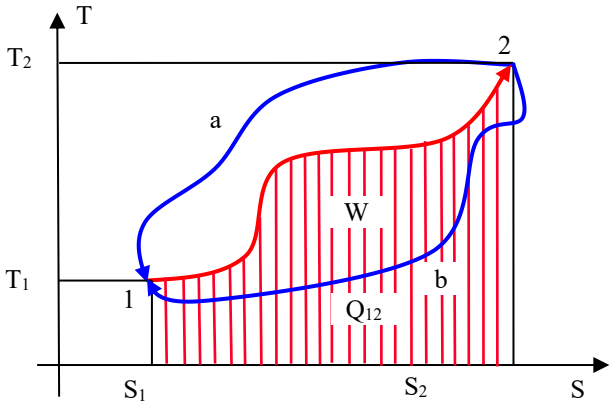


Fig.2.1 Cantitatea de căldură schimbată în cursul unei evoluții ciclice sau închise.

$$\eta = -\frac{W}{Q_1} = \frac{Q_1 + Q_2}{Q_1} = 1 + \frac{Q_2}{Q_1}. \tag{2.8}$$

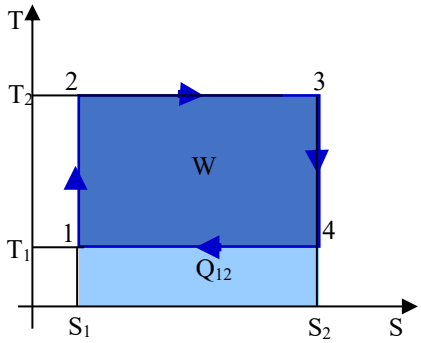


Fig.2.2 Ciclul Carnot.

S-a demonstrat că cel mai mare randament se poate obține într-un ciclu termic ideal, numit ciclul Carnot (Fig.2.2), format din două izoterme și două adiabate (izentrope):

$$\eta = 1 - \frac{T_1}{T_2}. \tag{2.9}$$

2.1.4. Procesul de fierbere al apei

Pentru transformările care au loc în circuitul termic al unei centrale prezintă interes procesul de fierbere a apei ilustrat în figura 2.3 [1].

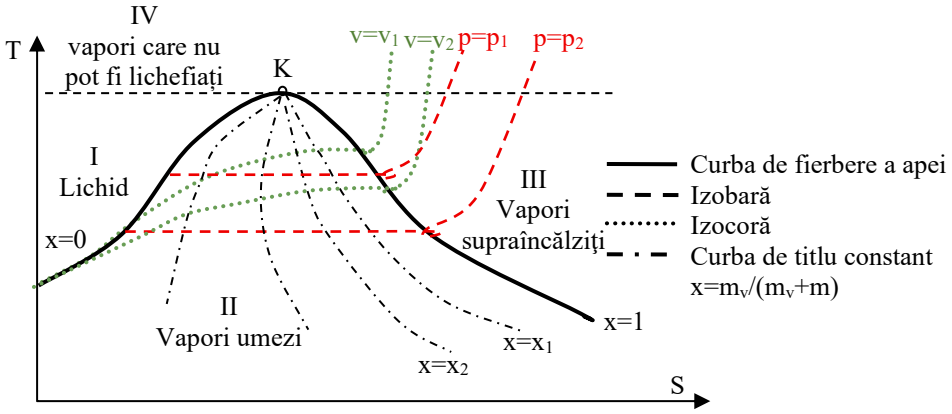


Fig.2.3 Diagramele transformării apei în abur - procesul de fierbere a apei.

Ramura din stânga punctului K a curbei de fierbere reprezintă curba de începere a fierberii apei (curba lichidului) deoarece în stânga acestei curbe, în **zona I** (*zona lichidului* - apa se încălzește până la temperatura de vaporizare care este dependentă de presiune).

Ramura aflată în dreapta punctului K este *curba de sfârșit a fierberii*, sau *curba vaporilor saturați*, deoarece în dreapta acestei curbe se află **zona III** a *vaporilor supraîncălziți*.

Sub curba de fierbere se află **zona II** *a vaporilor umezi* (are loc procesul de evaporare la temperatură constată, dacă presiunea rămâne constantă pe durata procesului de vaporizare) în care conținutul de apă este precizat prin curbele de titlu constant[3] (x = const.).

Punctul **K**, în care se unesc cele două curbe de fierbere se numește *punct critic* și el corespunde transformării directe din stare lichidă în stare de vapori uscați.

Linia orizontală care trece prin punctul critic **K** se numește *izotermă critică* și ea delimitează în partea superioară **zona IV**, *zona vaporilor care nu pot fi lichefiați*, cu un comportament asemănător gazelor perfecte.

2.2. PRINCIPIUL DE FUNCȚIONARE AL UNEI CENTRALE CU ABUR

2.2.1. Circuitul termic de principiu al unei centrale cu abur

În figura 2.4 este prezentată o instalație care funcționează având la bază un ciclu termodinamic de tip Rankine sau Hirn așa cum se prezintă în figura 2.5, paragraful următor.

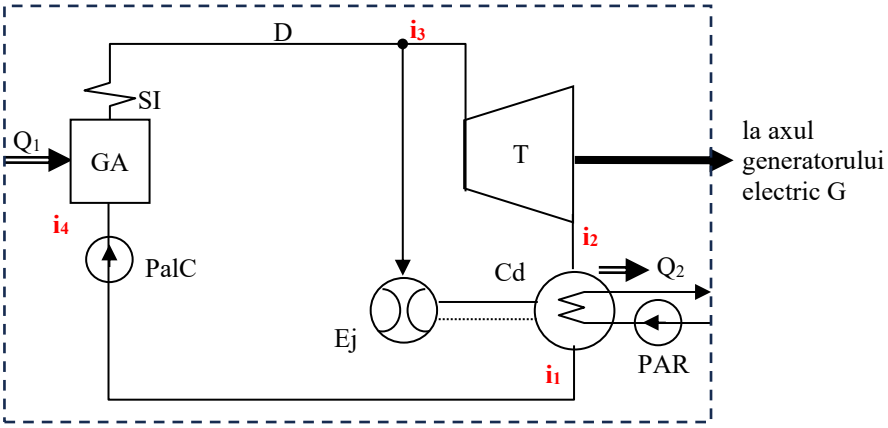


Fig.2.4. Circuitul termic de principiu al unei instalații cu abur.

Elementele principale ale circuitului termic al centralei termoelectrice sunt [1]:

1) **Sursa caldă (cazan, reactor, captator solar. Etc.)** - este elementul component în circuitul căruia fluidul se menține la o presiune ridicată și primește o cantitate de căldură **Q_1** rezultată prin arderea în focar a combustibililor solizi, lichizi sau gazoși;

2) În generatorul de abur **GA** apa se vaporizează, trecând în stadiul de vapori saturați, care apoi sunt supraîncălziți în **supraîncălzitorul SI**;

3) Aburul supraîncălzit ajunge prin conducta **D** la turbina T;

4) În **turbina T** aburul se destinde de la o presiune ridicată la o presiune scăzută;

5) Destinderea aburului este favorizată de presiunea scăzută din **condensatorul Cd**. În condensator, aburul se condensează sub acțiunea vidului și a temperaturilor scăzute;

6) Vidul se realizează cu ajutorul **ejectorului Ej** care funcționează cu abur viu preluat din conducta caldă D dinainte de intrarea în turbină;

[3]Pentru a deosebi diversele stări de umiditate ale aburului saturat umed la o aceiași presiune, s-a introdus o mărime care reprezintă participația masică a vaporilor de masă m_v, în amestecul de vapori şi lichid (m_v + m) și care se numește titlul vaporilor, $x=m_v/(m_v+m)$.

7) Răcirea aburului în vederea condensării se face cu apă de răcire, care este adusă în condensator cu **pompa de apă de răcire PAR**. Această **apă de răcire** reprezintă **sursa rece** a circuitului termic, cea prin care se extrage căldura Q_2;
8) Condensatul este preluat de **pompa de alimentare PalC** și reintrodus în circuitul termic. Această pompă are un rol esențial în funcționarea instalației:
➢ De exemplu întreruperea funcționării ei duce la distrugerea cazanului, ale cărui țevi fierbătoare nefiind spălate în interior cu fluid se topesc la temperatura înaltă din focar. Din acest motiv aceste pompe vor avea o rezervare de 100% în capacitate. Există trei modalități de antrenare a PalC și anume: cu motor electric, cu turbină cu abur și de la axul turbinei principale;
➢ modificarea puterii furnizate de generator se realizează prin modificarea debitului de abur, ceea ce impune ca pompele de alimentare să asigure alimentarea cazanului în regim variabil. Aceasta se realizează prin modificarea turației, rezultat obținut prin modificarea debitului de abur la turbopompe sau cu ajutorul unor cuple hidraulice sau variatoare de turație la electropompe. Presiunea aburului de la turbopompe se înscrie de regulă în domeniul 8-15 bar.

2.2.2. Cicluri termodinamice pentru instalațiile cu abur

Ciclurile termodinamice, care stau la baza funcționării centralelor cu turbine cu abur, sunt descrise în coordonate T – S (Fig.2.4). Ciclul din figura 2.5, care utilizează abur saturat este cunoscut sub denumirea de *ciclul Rankine* (1-1a-1b-3a-4-1), în timp ce ciclul 1-1a-1b-2-3-4-1este un ciclu cu aburi supraîncălziți cunoscut sub denumirea de *ciclul Hirn*.

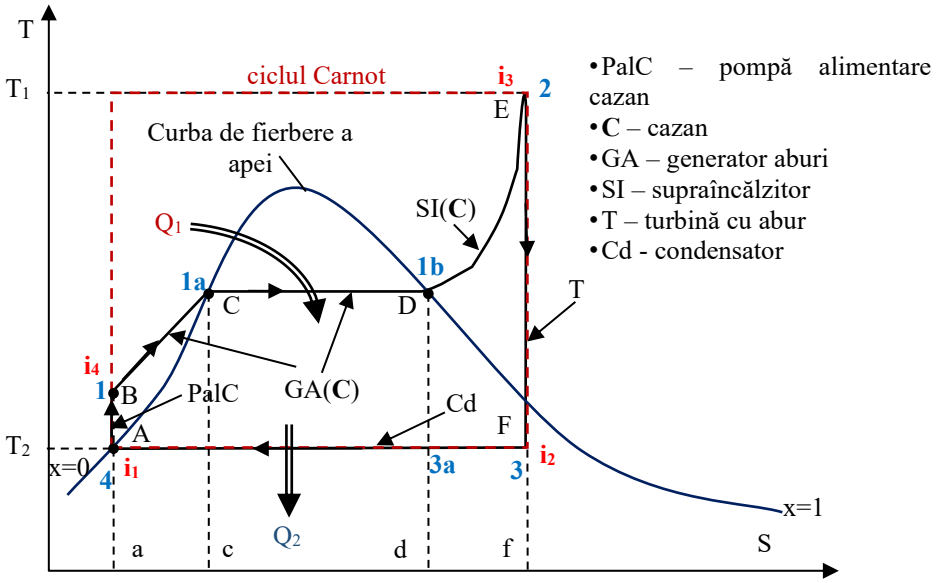


Fig.2.5 Transformarea închisă cu abur – ciclul Hirn-Rankine (Rankine cu abur saturat, Hirn cu abur supraîncălzit).

Ciclul Hirn este ciclul de bază pentru centralele convenționale cu abur (cu combustibili fosili), în timp ce într-o serie de centrale electrice nucleare, solare, geotermale poate fi întâlnit de asemeni și ciclul Rankine [2].

Amestecul apă-abur, folosit ca fluid de lucru în centralele termoelectrice, are trăsăturile legate de forma curbei de fierbere, temperatura apei în punctul **4** fiind de aproximativ 70°C.

Pe porțiunea **4-1-1a** cantitatea de căldură furnizată apei este consumată pentru a aduce apa la temperatura de fierbere. La o presiune de 10 bar fierberea începe la circa 170°C și momentul corespunde punctului **1a**. Pe porțiunea **1a-1b** apa se transformă abur la temperatură constantă, energia furnizată sistemului fiind consumată pentru schimbarea stării de agregare (căldura latentă de vaporizare).

Pe porțiunea **4-1a-1b**, fluidul a primit căldură de la sursa caldă, iar în **1b** este transformat în întregime în vapori. Dacă în acest punct ar începe destinderea aburului în turbină (o adiabată), destindere prin care energia termică este transformată în energie mecanică transmisă la arborele turbinei care antrenează generatorul, există pericolul apariției fenomenului de **cavitație.** Fenomenul de cavitație apare datorită conținutului mare de apă din turbină (lichid + vapori), iar la viteza de rotație a turbinei de 3000 rot/min produce distrugerea paletelor acesteia. Acest inconvenient poate fi evitat prin modificarea ciclului astfel încât punctul **1b** să ajungă în zone cu abur mai puțin umed.

Acest lucru se realizează în **ciclul cu supraîncălzire 1-1a-1b-2-3-4**, obținându-se implicit și o creștere a gradului de utilizare a energiei, deci o creștere de randament. Pe porțiunea **1b-2** aburul saturat este supraîncălzit ajungând în zona gazelor perfecte. Întreaga transformare **1-2-3-4** se petrece pe o izobară suprapusă peste o izotermă în zona **1a-1b**.

2.2.3. Randamentul circuitului termic al unei centrale cu abur

Se fac următoarele notații:

- Q_1 este cantitatea de căldura introdusă în ciclu [J];
- Q_2- cantitatea de căldura evacuată din ciclu [J];
- W_T este lucrul mecanic produs de turbină (ideal $W_T = Q_1 - Q_2$) [J];
- W_P este lucrul mecanic consumat de pompă [J];
- $\dot{Q}$ este fluxul termic [J/s];
- $\dot{m}$ - debitul masic al agentului termic [kg/s];
- P_T este puterea generată de turbină [W];
- P_P este puterea consumată de pompă [W];
- i_1, i_2, i_3, i_4 - entalpia masică în punctele indicate în figurile 2.4 și 2.5 [J/kg];
- p_1, p_2- presiunile la intrarea, respectiv la ieșirea din pompă [Pa].

Pe baza legii conservării energiei (bilanțului energetic) se pot scrie următoarele relații [3]:

- pentru căldura introdusă în ciclu $\dot{Q}_1/\dot{m} = i_3 - i_4$;
- pentru căldura evacuată din ciclu $\dot{Q}_2/\dot{m} = i_2 - i_1$;
- pentru transformarea din pompă:
- $$\dot{W}_P/\dot{m} = i_4 - i_1 \approx v_1 \cdot \Delta p/\eta_P \approx v_1 \cdot (p_2 - p_1)/\eta_P \; ; \qquad (2.10)$$
- pentru transformarea din turbină:
- $$\dot{W}_P/\dot{m} = i_3 - i_2 . \qquad (2.11)$$

Randamentul termic al ciclului este:

$$\eta_t = \frac{W_T - W_P}{Q_1} = \frac{\dot{W}_T - \dot{W}_P}{\dot{Q}_1} = \frac{(i_3 - i_2) - (i_4 - i_1)}{i_3 - i_1} \approx \frac{i_3 - i_2}{i_3 - i_4} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1}, \qquad (2.12)$$

deoarece puterea furnizată de turbină este cu mult mai mare decât cea consumată de pompă (cca. 1% din puterea produsă de turbină) și în consecință consumul pompei poate fi neglijat.

Randamentul general al CCA se exprimă prin relația:

$$\eta_{general} = \eta_c \, \eta_{cd} \, \eta_t \, \eta_{td} \, \eta_m \, \eta_g \, \eta_{tr} \left(1 - C_{si}/100\right), \qquad (2.13)$$

unde:

- η_c – randamentul cazanului (75 – 90%);
- η_{cd} – randamentul conductelor (98 – 99%);
- η_{td} – randamentul ciclului termodinamic (Hirn) (sub 50% - teoretic);
- η_t – randamentul termic (pierderi termice) al turbinei (70 – 90%);
- η_m – randamentul mecanic al turbinei (98 – 99%);
- η_g – randamentul generatorului (94 – 98%);
- η_{tr} – randamentul transformatorului (98 – 99%);
- C_{si} – consumul serviciilor interne (12 – 15%).

Valorile randamentului general al unei centrale termoelectrice cu abur sunt cuprinse între 25 și 30 %. Perfecționarea instalațiilor și a schemelor termice, precum și mărirea puterii agregatelor au permis să se construiască termocentrale cu randamente apropiate de 40%.

2.2.4. Creșterea randamentului

Pentru a îmbunătăți randamentul termic sunt necesare măsuri în sensul creșterii cantității de căldură primită, Q_1, respectiv a micșorării cantității cedate Q_2. În tabelul 2.1 sunt prezentate în acest sens principalele metode posibile [2].

Tabelul 2.1 Principalele metode posibile de creștere a randamentului termic [2]

Metode care acționează asupra sursei de căldură	➢ creșterea presiunii inițiale ➢ creșterea temperaturii inițiale ➢ introducerea supraîncălzirii intermediare
Metode care acționează asupra sursei reci	➢ scăderea temperaturii (presiunii) de condensație ➢ preîncălzirea regenerativă a apei de alimentare ➢ cogenerarea

2.2.4.1. Ridicarea parametrilor inițiali ai aburului

A. Creșterea presiunii inițiale a ciclului

Prin ridicarea presiunii aburului la intrarea în turbină (Fig.2.6) se trece pe izoterma 3′- 4′ și se supraîncălzește până în 5’ deoarece se presupune că temperatura T_1 rămâne constantă.

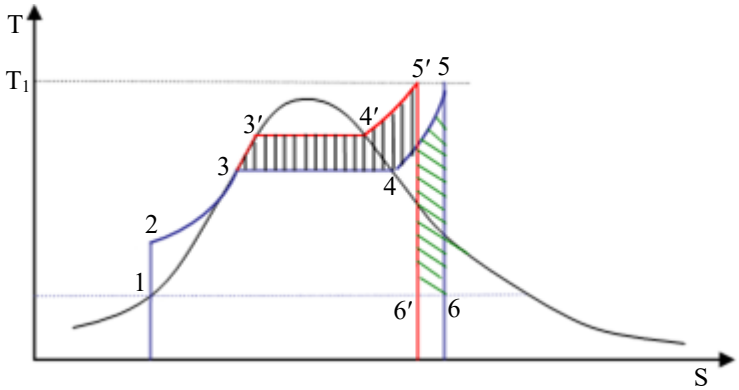


Fig.2.6 Modificarea ciclului Hirn-Rankine la variația presiunii inițiale a aburului.

Noul ciclu termic obținut va fi 1-2-3′ -4′ -5′-6′-1. Se poate observa că se obține o oarecare creștere a suprafeței ciclului termic deși adiabata destinderii este deplasată spre stânga deoarece aria utilă câștigată 3-3′-4′-4-3 este mai mare decât aria utilă pierdută 4-5-6-6′-4. Dar prin deplasarea adiabatei destinderii spre stânga, punctul 6 se va muta în 6′ (într-o zonă cu umiditate mărită) zonă în care nu este recomandabilă funcționarea din cauza apariției fenomenului de cavitație. Din această cauză această metodă *nu se folosește ca soluție independentă pentru*

creșterea randamentului ci numai cuplată cu ridicarea concomitentă și a temperaturii inițiale a aburului.

Creșterea presiunii inițiale a aburului are și unele efecte negative [1]:

- crește consumul de putere pentru antrenarea pompei de alimentare a cazanului și astfel e mai diminuează din creșterea de randament;
- prin creșterea presiunii se modifică costul instalațiilor cazanului precum și a conductelor de înaltă presiune.

B. Creșterea temperaturii inițiale

Dacă creșterea temperaturii are loc la presiune constantă, entalpia aburului se mărește prin deplasarea punctului 5 de pe diagrama T-S (Fig.2.7) în 5″, corespunzător temperaturii T_1''.

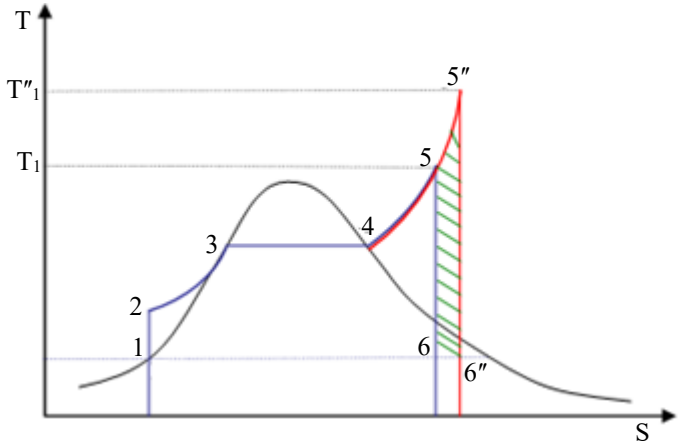


Fig.2.7 Modificarea ciclului Hirn-Rankine la variația temperaturii inițiale a aburului.

Suprafața utilă a ciclului se majorează cu aria 5-5″-6″- 6 mult mai mare decât suprafața de sub dreapta 6-6″ corespunzătoare creșterii căldurii evacuate Q_2. Totodată are loc deplasarea spre dreapta a curbei destinderii adiabate, în zona cu un abur mai uscat, ceea ce reprezintă un avantaj pentru funcționarea turbinei.

Pe de altă parte, creșterea temperaturilor peste 540°C implică utilizarea de oțeluri refractare puternic aliate, iar la temperaturi peste 570°C oțeluri austenitice, soluții foarte scumpe care nu justifică economic creșterea de randament obținută.

C. Creșterea simultană a presiunii și temperaturii inițiale

Conjugarea efectelor obținute prin mărirea simultană a presiunii și a temperaturii inițiale (Fig.2.8) conduc la o creștere apreciabilă a randamentului circuitului termic, plasând totodată destinderea pe curba 5‴- 6, într-o zonă unde umiditatea la ieșirea din turbină este optimă.

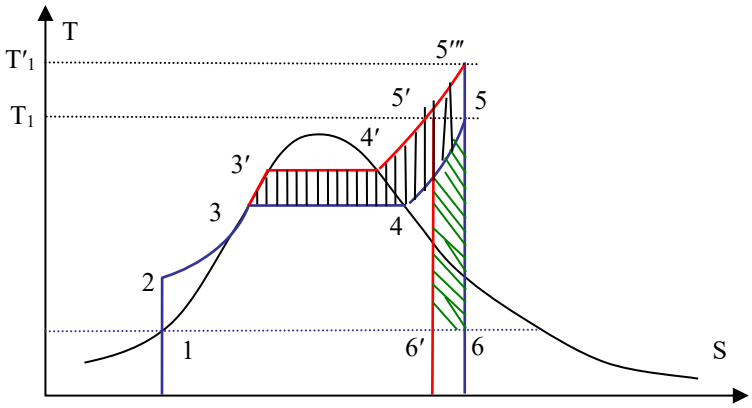


Fig.2.8 Modificarea ciclului Hirn-Rankine la variația presiunii și temperaturii inițiale a aburului.

În acest fel cantitatea de căldură Q_2 rămâne practic neschimbată însă aria utilă a ciclului s-a mărit cu suprafața 3 - 3′- 4′- 5′″- 5 – 4 - 3.

Creșterea temperaturii urmărește practic valorile cerute de creșterea presiunii până la presiunea de 138 bar, când atinge limita superioară folosită în mod rațional. La presiuni mai mari decât această valoare ar trebui crescută și temperatura, dar acest lucru nu este posibil din rațiuni economice, aburul rămâne prea umed și din acest motiv se impune utilizarea supraîncălzirii intermediare ca mijloc de reducere a umidității prea mari a aburului [1].

2.2.4.2. Supraîncălzirea intermediară (SII)

Supraîncălzirea intermediară (SII) este o metodă de creștere a randamentului ciclului termic care realizează simultan și o uscare a aburului la ieșirea din turbină (Fig.2.9) și deci reducerea eroziunii paletelor turbinei prin fenomenul de cavitație. Supraîncălzirea intermediară presupune realizarea turbinei cu abur din două corpuri, aburul destins parțial în corpul de înaltă presiune al turbinei este reîncălzit, destinzându-se în continuare în corpul de joasă presiune [1].

Din diagrama din figura 2.9 rezultă că prin introducerea supraîncălzirii intermediare 7-8 crește suprafața utilă cu aria 6 – 7 – 8 – 9 - 6 mult mai mare decât creșterea căldurii evacuate Q_2 (aria de sub dreapta 6 - 9) și prin urmare se obține o îmbunătățire a randamentului ciclului termic.

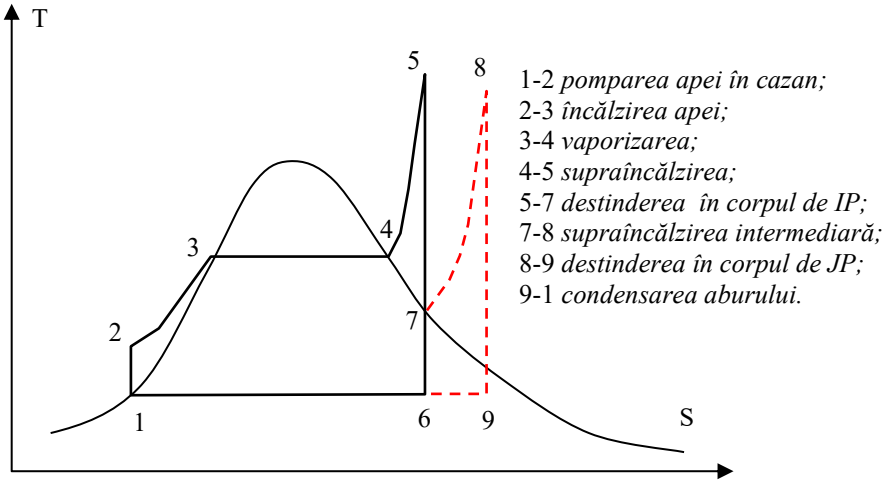


Fig.2.9 Diagrama T-S pentru ciclul termic cu supraîncălzire intermediară.

Supraîncălzirea intermediară devine o necesitate de îndată ce, păstrând temperatura la 540°C, presiunea depășește 125 bar.

Efectul supraîncălzirii intermediare asupra randamentului este diminuat de pierderile suplimentare de căldură și presiune pe conductele de legătură dintre supraîncălzitorul intermediar care se află în cazan și cele două corpuri ale turbinei cu abur. Din acest motiv nu se justifică economic utilizarea de cicluri termice cu mai multe supraîncălziri intermediare.

Schema cea mai utilizată este cea cu supraîncălzitorul intermediar dispus în cazan, după supraîncălzitorul obișnuit (Fig.2.10).

Se poate observa din figura 2.9 că temperatura de supraîncălzire intermediară este puțin mai mică decât cea de supraîncălzire obișnuită [1]. Aburul extras din turbină este transportat la supraîncălzitorul intermediar ceea ce reclamă un număr de conducte de legătură suplimentar între cazan și turbină. La puteri mai mari e nevoie să se folosească chiar mai multe conducte în paralel (2 – 4 conducte).

2.2.4.3. Preîncălzirea apei de alimentare

Preîncălzirea regenerativă a apei de alimentare a cazanului unei CCA cu abur constituie

unul dintre cele mai importante procedee de creștere a randamentului termic. Ea constă în ridicarea temperaturii apei, pe parcursul de la condensator la cazan, utilizând abur prelevat din turbină. Creșterea maximă de randament obținută prin utilizarea preîncălzirii regenerative a apei de alimentare este de 10-12% [1].

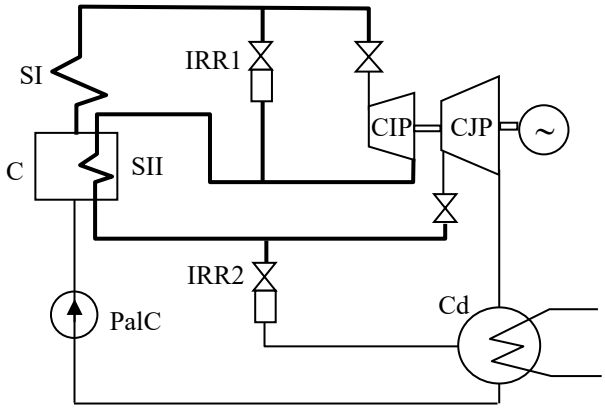


Fig.2.10 Schema supraîncălzirii intermediare directe [1]: C – cazanul; SI – supraîncălzitorul; SII – supraîncălzitorul intermediar; CIP – corpul de înaltă presiune al turbinei; CJP – corpul de joasă presiune al turbinei; Cd – condensatorul; IRR1 – instalație de reducere răcire de înaltă presiune; IRR2 – instalație de reducere răcire de joasă presiune.

Se poate demonstra că folosind pentru preîncălzire o parte din căldura de condensație a aburului, care urma să fie evacuată cu apa de răcire din condensator, aceasta se recuperează și randamentul circuitului se îmbunătățește.

Se consideră în continuare schema termică a unui circuit termic de CCA cu o treaptă de preîncălzire (Fig.2.11).

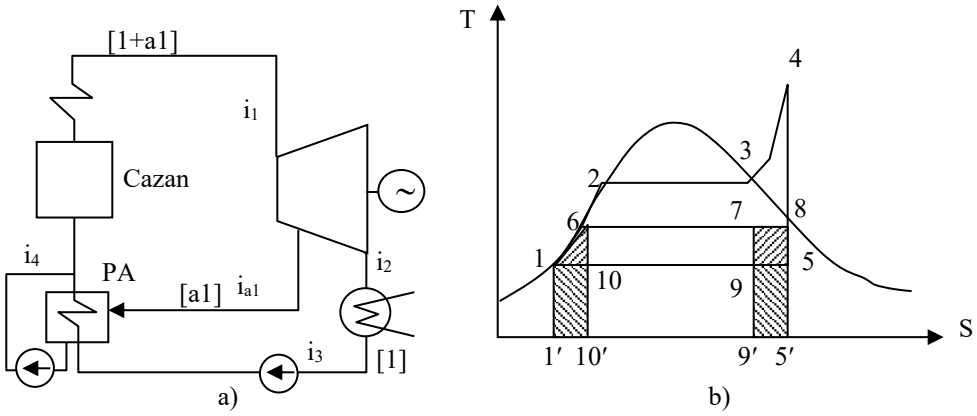


Fig.2.11 Circuit termic pentru CCA cu o treaptă de preîncălzire regenerativă a apei de alimentare [1]: *a) schema circuitului termic; b) diagrama T-S; PA – preîncălzitor de apă.*

În punctul 8, după o destindere parțială 4-8, are loc extragerea fracțiunii [a1] de abur care mai conține o energie proporțională cu suprafața A (7-8-5′-9′) și care se transmite apei de alimentare, care primește căldura proporțională cu aria A (1-6-10′-1′). Dacă aceste suprafețe hașurate le excludem din ciclu se obține un ciclu mult mai apropiat de un dreptunghi (ciclu Carnot), un rezultat mult mai evident obținându-se dacă se utilizează mai multe prize de abur, de pe aproape fiecare treaptă a turbinei. Randamentul ciclului crește cu creșterea numărului de prize, totuși s-a stabilit că nu este economic să se prevadă un număr mai mare de 10 trepte de preîncălzire [1].

Considerând un număr **n** de trepte de preîncălzire, putem exprima randamentul ciclului termic, funcție de entalpiile aburului din figura 2.11, a:

$$\eta_t = 1 - \frac{Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{[1]\cdot(i_2 - i_3)}{\left([1] + \sum_{i=1}^{n}[a_i]\right)\cdot(i_1 - i_4)}. \qquad (2.14)$$

Față de randamentul unui ciclu fără preîncălzirea apei, la numitorul fracției (căldura intrată) apare un produs de doi factori: primul factor este supraunitar datorită preîncălzirii iar al doilea este micșorat deoarece datorită preîncălzirii entalpia $\mathbf{i_4}$ crește. Acest produs, la care un factor crește și unul scade, are un maxim pentru un anumit număr de prize de preîncălzire și un anumit mod de a alege presiunile și fracțiunile de debit extrase la aceste prize [1].

Pe baza celor prezentate anterior se poate spune că preîncălzirea regenerativă a apei de alimentare este o metodă de creștere a randamentului ciclului termic care vizează reducerea căldurii evacuate Q_2.

2.2.4.4. Creșterea randamentului termic prin utilizarea termoficării (cogenerare)

Cogenerarea reprezintă producerea combinată și simultană de energie electrică și termică. Aburul, după ce s-a destins în turbină, nu mai intră în condensator, ci este trimis către un consumator extern pentru a acoperi necesarul de energie termică al acestuia. Căldura corespunzătoare acestui flux de abur este considerată efect util, în timp ce pierderile la condensator devin nule adică $Q_2 = 0$ [2].

Turbinele cu abur folosite pentru cogenerare pot fi: turbine cu contrapresiune sau contrapresiune și o priză reglabilă și turbine cu condensație cu una sau două prize reglabile.

În Figura 2.12, a este prezentată schema termică simplificată corespunzătoare unui grup energetic de termoficare, care utilizează o turbină cu abur cu contrapresiune (fără condensator).

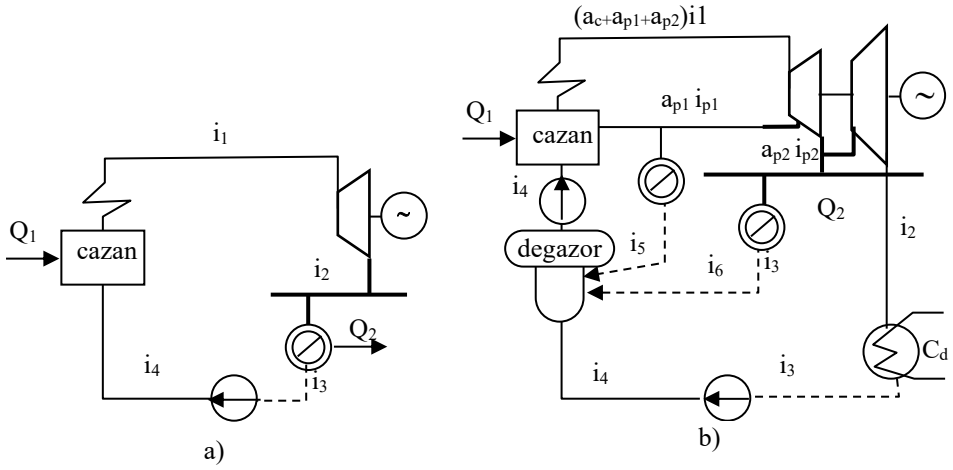


Fig.2.12 Schema de principiu al circuitului termic la CET (centrale electrice cu termoficare):
a) turbină cu contrapresiune; b) turbină cu condensație și două prize reglabile.

La o astfel de turbină presiunea de ieșire este sensibil mai ridicată decât în cazul unităților energetice de condensație, depinzând de nivelul termic cerut de consumator [2]:

- 0,7...2,5 bar pentru consumatori urbani (încălzire, preparare de apă caldă sanitară, etc.);
- 1...40 bar pentru consumatori industriali.

Turbinele cu abur cu contrapresiune funcționează după cererea de căldură, respectiv producția de energie electrică este o consecință a acesteia. Acest aspect constituie principalul dezavantaj al turbinelor cu contrapresiune sau contrapresiune și priză reglabilă.

Turbinele cu abur cu condensație cu una sau două prize reglabile (Fig.2.12, b) conduc la o dependență mult mai mică între producția de energie electrică și căldură. Astfel, aceste turbine sunt mult mai flexibile la variațiile cererii de căldură. Gradul de independență a puterii electrice produsă față de căldura livrată depinde de condițiile constructive ale turbinei. Aceasta se referă

la modul de dimensionare a corpului turbinei de după priza reglabilă, respectiv a „CJP sau coada de condensație”. Turbina permite ca la încărcări termice parțiale să producă puteri electrice mai mari decât cele determinate strict de aceste încărcări. Plusul de putere este obținut în regim de condensație, cu un consum specific de căldură mult mai mare decât cel aferent puterii electrice obținută strict de încărcarea termică.

Turbinele cu condensație și prize reglabile pot funcționa în două regimuri caracteristice:

- în *regim de cogenerare după graficul termic* - cererea de căldură este aceea care dictează funcționarea turbinei, iar puterea electrică este funcție de debitul de căldură livrat la priza turbinei;
- în *regim de cogenerare după graficul electric* - funcționarea turbinei este dictată simultan atât de cererea de energie electrică cât și de cea de căldură. Puterea electrică obținută în acest regim este mai mare decât la funcționarea după graficul termic pentru aceeași căldură livrată. Regimul de condensație pură este un caz particular al acestui regim, corespunzător unei călduri livrate nule.

2.3. INSTALAȚIILE PRINCIPALE ALE UNEI CENTRALE CONVENȚIONALE CU ABUR (CCA)

2.3.1. Fluxuri interne de energie și masă în CCA

CCA reunește un complex de instalații prin care evoluează diferite fluxuri de energie și masă. În schema de principiu din figura 2.13 sunt evidențiate principalele subsisteme și fluxuri de energie și masă.

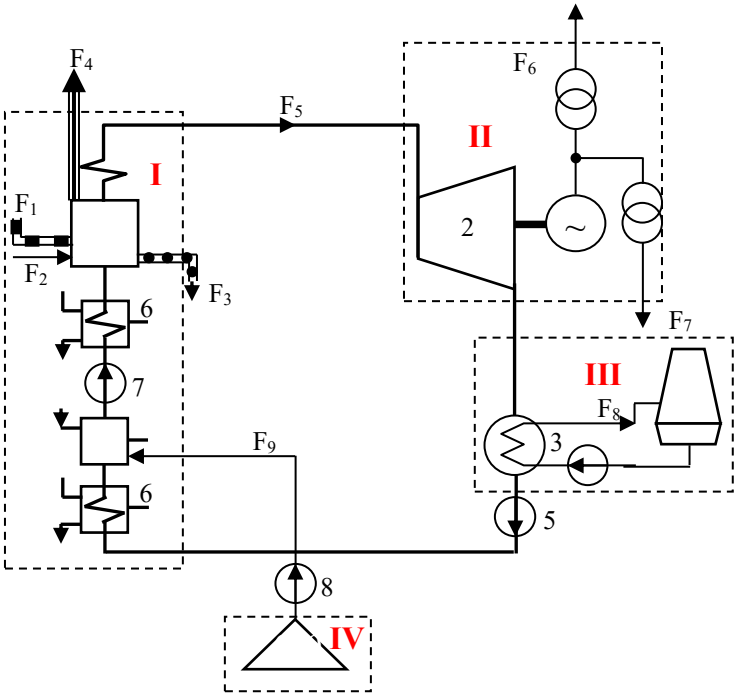


Fig.2.13 Subsisteme și fluxuri de masă și energie pentru o CCA [1], [2]:
1- generator de abur; 2 - turbina cu abur; 3 condensator; 4 instalație de răcire; 5 - pompa de condensat; 6 - preîncălzitor regenerativ; 7 - pompa de alimentare; 8 - stație de tratare a apei de adaos.

Principalele subsisteme ale unei CCA sunt:

I) Subsistemul de producere a aburului (**agregatul cazanului**);

II) Subsistemul de conversie a energiei aburului în energie electrică (**agregatul turbină-generator**);

III) Subsistemul de răcire (**instalații pentru apa de răcire**);
IV) Subsistemul de pentru tratarea apei (**instalații pentru tratarea apei**).

În cadrul acestor subsisteme evoluează următoarele fluxuri de energie și masa [2]:

- **F1 - fluxul de combustibil** - este un flux de material a cărui mărime este dictată de puterea instalată a centralei și de calitatea combustibilului. Cantitățile mari de combustibil ridică probleme speciale de transport, manipulare, stocare și preparare, cu influențe directe asupra suprafeței de teren ocupate de centrală și a costurilor investiționale. Pentru a diminua cheltuielile necesare pentru transportul combustibilului centrala trebuie să fie amplasată cât mai aproape de sursa de energie primară;
- **F2 - fluxul de aer de ardere** - aerul necesar arderii combustibilului este preluat, din exteriorul sau din interiorul clădirii unde este amplasat generatorul de abur, folosindu-se suflante speciale;
- **F3 - fluxul de cenușă și zgură** - cenușa și zgura rezultă în urma arderii cărbunilor, cantitatea rezultată fiind influențată de calitatea combustibililor și de nivelul de consum al combustibilului. În mod tradițional zgura și cenușă sunt depozitate pe suprafețe special amenajate (depozitul de zgură și cenușă), care pot ocupa suprafețe de ordinul sutelor de hectare (de ex. în cazul lignitului);
- **F4 - fluxul de gaze de ardere** - gazele rezultate din procesul de ardere sunt evacuate în atmosferă. Ele conțin o serie de substanțe (cenușă, oxizi de sulf, oxizi de azot) care poluează atmosfera, astfel încât, pentru a asigura protejarea mediului, se impune folosirea unor instalații speciale de reținere a acestor substanțe poluante;
- **F5 - fluxul agentului energetic apă-abur** - agentul energetic evoluează în circuit închis, având variații mari de volum specific datorită modificării presiunii și temperaturii;
- **F6 - fluxul de energie electrică evacuată din centrală** - realizează legătura dintre centrala electrică și consumatorul final prin intermediul sistemului de transport și distribuție a energiei electrice. Această legătură este flexibilă, nefiind necesară amplasarea centralei electrice în imediata apropriere a consumatorului;
- **F7 - fluxul de energie electrică pentru servicii proprii** - reprezintă consumul de energie electrică al instalațiilor proprii din centrală și depinde de tipul centralei (condensație pură sau cogenerare), de parametrii acesteia și de tipul combustibilului. Uzual, pentru o CCA acest flux reprezintă 5 - 12 % din puterea produsă la bornele generatorului electric [2];
- **F8 - fluxul de agent de răcire** - este caracteristic centralelor electrice bazate pe utilizarea unui ciclu termodinamic și asigură extragerea căldurii de la sursa rece a ciclului termodinamic. Asigura și răcirea unor componente ale instalațiilor din CCA. Ca agent de răcire, de obicei, se utilizează apa;
- **F9 - fluxul de apă de adaos** - apa de adaos este introdusă în circuitul termic pentru a compensa pierderile apărute în timpul funcționarii. Atinge o cotă de 1,5 - 3 % din debitul de agent energetic apă-abur pentru centralele de condensație pură și 30 - 40 % pentru cele de cogenerare (acolo unde consumatorii utilizează sau impurifică agentul termic primit de la centrală). 2.2.6.2. Subsistemele unei instalații termoelectrice cu abur

2.3.2. Subsistemele unei instalații termoelectrice cu abur

Elementele componente ale centralelor termoelectrice reprezintă agregate complexe dintre ele cele mai importante sunt:

1. Agregatul cazanului (subsistemul de producere a aburului) - are rolul de a produce aburul necesar turbinelor cu abur, la parametrii (presiune și temperatură) impuși de acestea. În cazan are loc arderea combustibilului, căldura rezultată fiind apoi transmisă apei și aburului în cea mai mare parte, restul pierzându-se în atmosferă, în special prin gazele de ardere evacuate la coșul de fum. Principalele părți care compun agregatul cazanului sunt:

➢ **focarul** - reprezintă zona în care are loc arderea combustibilului. Alcătuirea focarului depinde de felul combustibilului și de modul lui de ardere;
➢ **arzătoarele - î**n arzător se realizează amestecul aer – combustibil și începe arderea care apoi se continuă în focar;
➢ **generatorul de abur (GA) -** generatorul de abur este o parte principală a cazanului realizată sub forma unui schimbător de căldură de suprafață cu două circuite:
✓ circuitul apă-abur - din punct de vedere funcțional se disting următoarele suprafețe de transfer de căldură care intră în componența acestui circuit: economizor, vaporizator, supraîncălzitor primar si supraîncălzitor intermediar;
✓ circuitul gazelor de ardere – îndeplinește următoarele funcțiuni:
- vehicularea si preîncălzirea aerului necesar arderii;
- filtrarea gazelor de ardere - înainte de a duce gazele arse la coș, acestea sunt trecute prin instalațiile de desprăfuire. Acestea au rolul de a separa cenușa din gazele arse și a nu polua cu aceasta mediul înconjurător (filtre mecanice umede, filtre mecanice uscate, filtre electrostatice). Totodată în această zonă se iau măsuri d reducere a conținutului de oxizi de sulf din gazele de ardere (procedeul uscat - injecția directă a unui reactant uscat în canalele de gaze de ardere, procedeul semi umed - agentul de absorbție este pulverizat în gazele de ardere într-o dispersie extrem de fină; procedeul umed - componenta principală a instalației este reprezentată de un turn în care are loc amestecul între gazele de ardere și reactanți);
- evacuarea în atmosfera a gazelor de ardere - pentru evacuarea gazelor arse, de regulă se utilizează ventilatoare pentru gaze VG. Coșurile de fum cele mai utilizate sunt de următoarele tipuri: coșuri metalice, coșuri de beton;

2. Agregatul turbină-generator - turbinele cu abur folosite la antrenarea generatoarelor electrice sunt cuplate direct cu acesta, funcționând cu o turație sincronă constantă de 3000 rot/min. La puteri foarte mari se utilizează și la turații de 1500 rot/min corespunzătoare unui generator electric cu două perechi de poli;
3. Instalații pentru apa de răcire a CCA - consumatorii de apă de răcire la o CCA sunt: condensatoarele principale și ale turbopompelor, răcitoarele generatoarelor și ale excitatoarelor, răcitoarele de ulei ale turbinei; răciri tehnologice pentru utilajele serviciilor interne. Răcirea poate avea loc în circuit deschis, închis sau mixt.
4. Instalații pentru tratarea apei - calitatea apei de alimentare a cazanelor cu abur este un factor hotărâtor pentru siguranța în funcționare a acestora. În circuitul termic al centralei, pierderile de apă prin purjări, scăpări de abur și condensat, trebuie completate cu apă de adaos.

2.4. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN CENTRALE NUCLEARO- ELECTRICE

2.4.1. Generalități

Energia nucleară joacă un rol important în producția de energie electrică la egalitate cu cea produsă în hidrocentrale. Pe plan European circa 33% din energia electrică este produsă în centrale nuclearo-electrice (de exemplu în Franța energia nucleară stă la baza a peste 80% din producția de energie electrică).

Transformările nucleare pot avea loc fie spontan, **dezintegrări radioactive**, fie datorită interacțiunii nucleelor între ele sau cu particule incidente, așa numitele **reacții nucleare**

Centralele nucleare sunt centrale termoelectrice, fiind constituite dintr-o sursă care cedează căldură (reactorul), un sistem de transport al energiei termice (cu unul, două sau trei circuite) și un sistem de transformare a energiei termice în energie electrică (turbină, generator plus sursă rece).

În practică există o multitudine de combinații posibile ale acestor elemente, în primul rând în ceea ce privește tipurile de reactoare dezvoltate, dar și în ceea ce privește producerea energiei electrice care se poate realiza cu turbine cu abur sau cu turbine cu gaz.

Utilizarea reactoarelor nucleare, ca și surse de căldură, impune condiții specifice de presiune și temperatură, diferite față de centralele termoelectrice clasice. Din acest motiv tehnologiile utilizate pentru realizarea instalațiilor sunt diferite față de cele utilizate în instalațiile centralelor termoelectrice clasice.

2.4.2. Reactorul nuclear de fisiune

Procesul de transformare nucleară prin care un nucleu se scindează în două nuclee de masă comparabilă constituie **fisiunea nucleară**. În reactorii nucleari actuali, eliberarea energiei nucleare este rezultatul procesului de **fisiune nucleară**. Fisiunea este **exoenergetică** pentru nucleele grele [1].

Transformările nucleare pot avea loc fie spontan, **dezintegrări radioactive**, fie datorită interacțiunii nucleelor între ele sau cu particule incidente, așa numitele **reacții nucleare**. *În procesul de dezintegrare radioactivă prin emisie de radiații α (nuclee de heliu), β și γ atomii unor elemente se transformă în alți atomi sau izotopi ai aceluiași atom. Procesul de emisie de radiații însoțește reacțiile nucleare de fisiune și fuziune, mulți dintre produșii secundari ai acestor reacții fiind foarte radioactivi și prin urmare trebuie cunoscute legile care îl guvernează* [1].

În reactorii nucleari actuali, eliberarea energiei nucleare este rezultatul procesului de **fisiune nucleară**. Transformările nucleare pot avea loc fie spontan, **dezintegrări radioactive**, fie datorită interacțiunii nucleelor între ele sau cu particule incidente, așa numitele **reacții nucleare**. Fisiunea nucleară a fost descoperită de Hahn și Strassmann în 1938, când au descoperit în urma reacției **U+n** prezența bariului cu numărul atomic 56.

Francezii F. Joliot Curie și F. Perrin au stabilit că la fiecare dezintegrare se produc în medie mai mult de doi neutroni, fapt care permite să se autoîntrețină o reacție de fisiune în lanț.

Fisiunea nucleară poate avea loc în mod spontan, sau poate fi indusă prin ciocnirea nucleelor grele cu alte particule: neutroni, protoni, particule alfa, deuteroni etc.

Primul model al fisiunii induse de particule a fost elaborat de Bohr și Wheeler pe baza modelului picătură al nucleului.

Pentru fisionarea unui nucleu, energia de excitare a acestuia trebuie să depășească o valoare critică, numită, **energie de activare.**

Pentru nucleele cu o configurație par-impară, ca de exemplu $_{92}U^{235}$, neutronul incident conduce la o configurație par-pară $_{92}U^{236}$, instabilă, adică cu energie de separare mare, cu alte cuvinte $_{92}U^{235}$ va putea fisiona cu neutroni de energie cinetică, $\mathbf{T_n}$, mică ($T_n>0,0253\ eV$), **neutroni lenți** sau **neutroni termici**.

Pentru nucleele cu o configurație par-pară, de exemplu $_{92}U^{238}$, neutronul suplimentar va conduce la o configurație par-impară, $_{92}Pu^{239}$, stabilă (un timp de înjumătățire de 24000 ani), cu o energie mică a neutronului introdus, ca urmare pentru fisiune este nevoie de neutroni cu o mare energie cinetică, **sau neutroni rapizi** ($T_n>1,2\ eV$).

Cei trei izotopi[4] fisionabili cu neutroni termici, $_{92}U^{235}$, $_{92}Pu^{239}$, $_{92}U^{233}$, formează așa numitele **materiale fisile**. Izotopii $_{92}U^{238}$, $_{90}Th^{232}$, se numesc **materiale fertile**. Materialele fisile și cele fertile formează **combustibilii nucleari**.

La fisiunea $_{92}U^{235}$, numerele atomice cele mai probabile ale fragmentelor sunt $Z=38$ (stronțiul) și $Z=54$ (xenonul).

[4] Izotopul este specia de atom cu același număr atomic dar cu număr de masă diferit (adică aceleași proprietăți chimice dar proprietăți fizice diferite). Toți izotopii unui element chimic au în învelișul electronic același număr de electroni și același număr de protoni. Ceea ce diferă este numărul de neutroni.

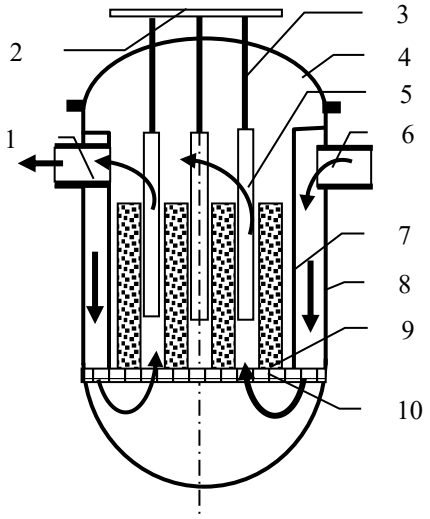
O caracteristică a reacției de fisiune induse de neutroni constă în faptul că, pe lângă eliberarea unei cantități însemnate de energie, se emit mai mulți neutroni decât sunt absorbiți. Un astfel de proces se numește **reacție în lanț**. În anumite condiții reacția de fisiune în lanț, poate fi controlată, numărul de neutroni din reactor rămânând constant.

În cazul fisiunii cu neutroni termici, un proces important îl constituie reducerea energiei neutronilor rapizi, pentru ca aceștia să poată provoca noi reacții de fisiune, proces denumit **moderare** și care are loc prin ciocnirea neutronilor rapizi cu nucleele **materialelor moderatoare**. Înainte, în timpul și după moderare, au loc pierderi de neutroni, prin absorbție și prin părăsirea mediului în care se află materialul fisionabil. Pentru amorsarea reacției nucleare e nevoie de o anumită cantitate de material fisionabil, numită **masă critică,** depinde îndeosebi de natura materialului fisionabil (Tabelul 2.2).

Partea principală a unui reactor o constituie **zona de reacție**, sau **zona activă**, care conține un amestec omogen sau eterogen de combustibil și moderator (Fig.2.14).

Tabelul 2.2 Masele critice ale unor materiale fisionabile

Materialul	În stare metalică (kg)	În soluție apoasă (kg)
U235	22,8	0,82
Pu239	5,6	0,51



1 – ieșire apă de răcire;
2 – mecanismul barelor de reglare;
3 – dispozitive de ghidaj pentru bare de reglare;
4 – capacul vasului de presiune;
5 – bare de reglare;
6 – intrare apă de răcire;
7 – manta interioară de dirijare a circulației apei; 8 – vas de presiune;
9 – bare de combustibil;
10 – placă de susținere a zonei active.

Fig.2.14 Secțiune printr-un reactor răcit și moderat cu apă [1].

În cazul unei zone active eterogene, combustibilul este introdus sub formă de **elemente combustibile**, sistem care îi asigură un plus de rezistență mecanică și permite containerizarea produselor de fisiune radioactive.

Combustibilul nuclear poate fi natural sau artificial. Există două tehnologii: a uraniului natural și a uraniului îmbogățit, tehnologie care asigură un grad mai bun de ardere a combustibilului nuclear. Elementele combustibile ceramice folosesc pulbere de oxid de uraniu, presată și sinterizată. Se utilizează de asemenea și elemente combustibile metalice, obținute prin turnare și deformare plastică.

Moderatorul are rolul de a reduce energia neutronilor rapizi rezultați din fisiune, transformându-i prin ciocniri elastice în neutroni lenți sau termici. Acesta este realizat din materiale cu greutate atomică mică: apă, apă grea, grafit sau Be. ***Un moderator*** este cu atât mai bun cu cât numărul de ciocniri necesar pentru aducerea neutronilor la viteza termică este mai mic și cu cât absorbția neutronilor este mai mică. ***Apa grea*** este cel mai bun moderator, având cea mai mică secțiune de absorbție și un număr de ciocniri acceptabil. Poate fi folosită ca moderator și la reactoare cu uraniu natural, dar trebuie specificat că este foarte higroscopică,

adică se impurifică ușor cu apă ușoară. Din acest motiv pretențiile privind puritatea și etanșeizarea instalației de apă grea sunt foarte severe, ceea ce scumpesc mult investiția. ***Apa ușoară*** are proprietăți excelente pentru moderare (număr de ciocniri cel mai mic), dar are o mare capacitate de absorbție asupra neutronilor (de circa 600 de ori mai mare ca apa grea). Din acest motiv se poate utiliza numai pentru reactoare cu combustibil îmbogățit. Există și moderatoare solide: ***grafitul și uneori beriliul***, dar sunt mai scumpe decât cele lichide. Ansamblul combustibil-moderator este înconjurat de un **reflector** care are rolul de a reduce scăpările de neutroni în afara zonei active a reactorului.

De regulă reactorul este construit dintr-un **vas de presiune etanș** în interiorul căreia se află zona activă. Vasul de presiune se realizează din oțel sau din beton precomprimat. Evacuarea căldurii din zona activă a reactorului se face prin intermediul **agenților de răcire**. Dintre substanțele gazoase pot fi folosiți ca agenți de răcire CO_2 și He. Dintre lichide se pot folosi *apa ușoară, apa grea și substanțe organice*. Metalele în stare lichidă și sărurile topite asigură cel mai bun coeficient de transmisie a căldurii, sunt stabile termic și la iradiere și necesită presiuni mici. Au dezavantajul că metalele alcaline (Na,K) sunt reactive față de apă, hidrogenul degajat prezentând pericol de explozie [1].

Controlul reacției în lanț se face prin intermediul **barelor de control**, care sunt realizate din materiale absorbante de neutroni. Acestea trebuie să îndeplinească următoarele condiții [1]:

- capacitate mare de absorbție pentru neutroni cu energii cuprinse într-un spectru cât mai larg;
- rezistență mecanică, stabilitate chimică și compatibilitate cu celelalte materiale ale reactorului;
- produsele rezultate prin iradiere să aibă timp de înjumătățire mic.

Dintre materialele absorbante folosite se pot aminti: *borul; cadmiu; hafniu; iridiul; aliaje de argint, cadmiu, iridiu și tantal.*

2.4.3. Schemele termice ale centralelor nuclearo-electrice

Temperatura și presiunea maximă a agentului termic într-o centrală nuclearo-electrică sunt limitate de caracteristicile materialelor din care este construit reactorul, ținând cont de condițiile de securitate care se impun [1]. Astfel, la reactoarele răcite cu apă, temperatura maximă admisă este de 350°C, la cele răcite cu gaz 400°C, iar la cele răcite cu sodiu topit 500°C.

A. Scheme cu un singur circuit termic

Schemele termice cu abur cu un singur circuit presupun că reactorul produce direct abur saturat prin vaporizarea agentului de răcire. În mod obișnuit reactorul produce abur saturat uscat. Presiunea ciclului este de circa 70 bar corespunzător nivelului de siguranță impus de materialele nucleare. Schema unui astfel de circuit este prezentată în figura 2.15.

Destinderea în turbină are loc sub curba de saturație a vaporilor și aburul poate atinge umidități nepermise, motiv pentru care este necesară uscarea și supraîncălzirea intermediară. Până în prezent reactorul cu o singură treaptă este o soluție tehnică aplicată la un număr mare de CNE cu puteri electrice unitare de până la 1100 MW.

O altă schemă de circuit termic cu o singură treaptă este cea care utilizează turbine cu gaze și bineînțeles reactoare răcite cu gaze (Fig.2.16). Această schemă a fost folosită la primul reactor nuclear construit în lume de către echipa lui Enrico Fermi, la Chicago în 2 Decembrie 1942. Gazele se încălzesc în reactorul **1**, apoi se destind în turbina cu gaze **2**, și se răcesc în schimbătoarele de căldură **6** și **5** pentru a merge apoi în compresorul **3** de unde sunt trimise din nou în reactor, închizându-se astfel circuitul. Deoarece gazele (gaze inerte, de obicei heliu) trecând prin reactor nu devin radioactive, nu trebuie luate măsuri de protecție biologică a turbinei.

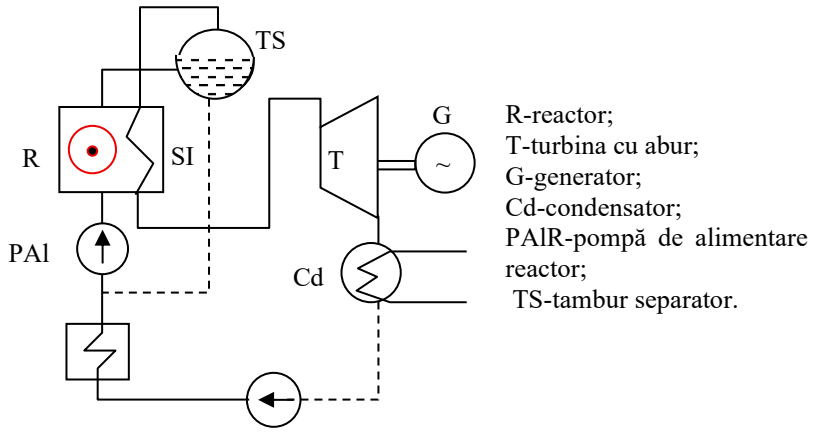


Fig.2.15. Circuit termic pentru CNE cu o singură treaptă și tambur separator [1].

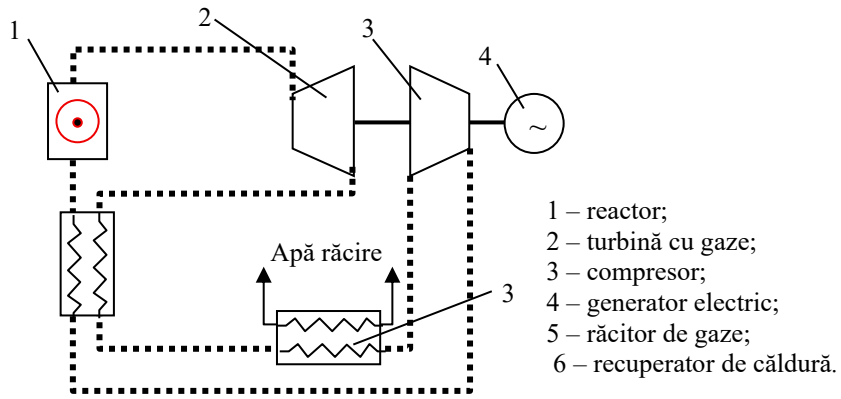


Fig.2.16. Schema termică a unei CTE cu turbină cu gaze în circuit închis [1].

B. Scheme cu două circuite termice

Ideea de bază a acestei scheme este de a restrânge cât mai mult aria de contaminare radioactivă. La schemele termice cu două circuite, reactorul poate avea agenți de răcire diferiți: apă, apă grea, gaze sau lichide organice. Schema principială a unei centrale cu două circuite termice se prezintă în figura 2.17.

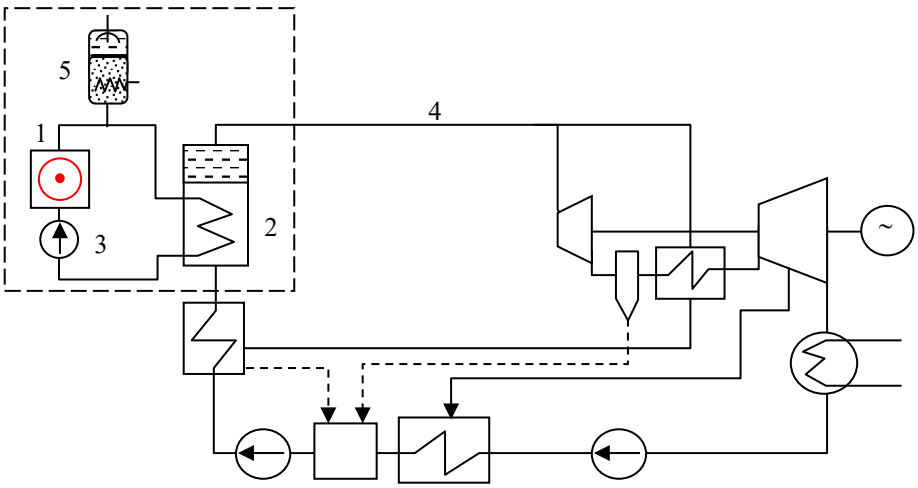


Fig.2.17. Schemă termică de CNE cu două circuite [1]: 1 - reactor; 2 – generator de abur; 3 – pompă sau suflantă; 4 – circuitul secundar; 5 – vas de menținere a presiunii în circuitul primar.

C. Scheme cu trei circuite termice

Acest tip de schemă (Fig.2.18) se aplică în cazul utilizării reactoarelor cu neutroni rapizi, reactoare care se caracterizează prin densități termice în zona activă cu mult mai mari decât în cazul reactorului termic. Pentru evacuarea căldurii se folosesc săruri sau metale topite.

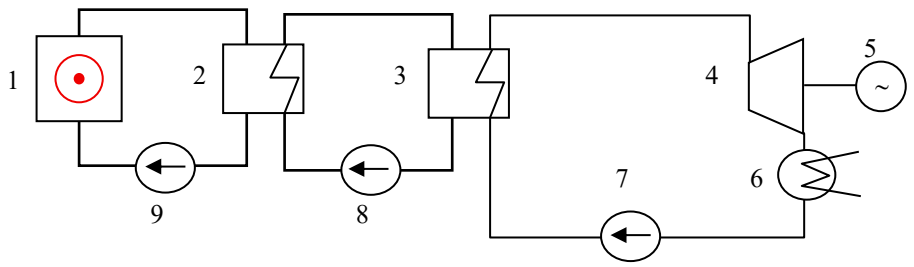


Fig.2.18. Schema de principiu a unei CNE cu trei circuite [1]: 1 – reactor nuclear; 2 – schimbător de căldură Na-NaK; 3 – generator de abur; 4 – turbină de abur; 5 – generator electric; 6 – condensator; 7 – pompă de condens; 8, 9 – pompe magnetohidrodinamice pentru vehicularea metalelor topite.

2.5. CENTRALE TERMOELECTRICE SOLARE

Cantitatea totală de energie solară primită de Pământ în fiecare zi este de circa $4{,}2\times10^{12}$ MWh, cantitate de energie echivalentă cu arderea a 360.000 de milioane de tone de petrol [1], în timp ce consumul total de energie din lume, la nivelul anului 2019, a fost de circa 13887 Mtep (Mega tone echivalente de petrol - Sursa BP Statistical Review of World Energy 2021).

Utilizarea directă a energiei solare se face de mult timp folosind captatoare solare cu sau fără concentratoare pentru încălzirea apei, pentru încălzirea aerului, pentru topirea metalelor, pentru uscarea diferitelor produse agricole sau industriale, pentru producerea de energie electrică în centrale termice solare (cu abur), sau pentru conversia directă în energie electrică (conversia fotovoltaică, conversia termoelectrică și conversia termoionică).

În consecință, se poate constata că *energia solară poate fi captată* sub formă de căldură apelând la **sisteme termice de captare** a energiei (căldura solară - radiații în infraroșu). Acestea utilizează colectoare solare pentru a produce apă caldă sau pentru sisteme de încălzire. De asemenea, pot fi folosite pentru a genera energie electrică prin încălzirea agentului termic în motorul termic, care la rândul său antrenează un generator.

2.5.1. Colectoare solare

Un colector solar este o suprafață de colectare care recepționează radiația solară și încălzește un fluid de lucru (agent termic), și poate fi realizat sub forma unor [6]:

- **concentratoare cu disc parabolic** (Fig.2.19, a) - un reflector parabolic concentrează energia primită în focar unde se află schimbătorul de căldură. Cantitatea de energie, respectiv creșterea temperaturii absorbantului, sunt proporționale cu suprafața reflectorului. Limitările dimensionale conduc la limitarea utilizării lor la sisteme mici de la 10 kW la 50 kW;
- **concentratoare cu jgheab parabolic** (Fig.2.19, b) - sistemele mai mari folosesc oglinzi parabolice orientate nord-sud, pentru a concentra radiația solară. De obicei, ele includ și un sistem de urmărire;
- **turn de putere (concentrare)** (Fig.2.19, c) – este o soluție alternativă, care folosește o gamă largă de oglinzi parabolice focusate pe un cuptor solar montat în partea superioară a unui turn. Datorită lungimii focale mari, oglinzile sunt aproape plane. Ca și concentratoarele în jgheab, cuptorul solar este folosit pentru a produce aburul necesar antrenării unui agregat turbină-generator. Oglinzile heliostat sunt oglinzi plane, sau foarte puțin concave, care urmăresc poziția soarelui. Sunt utilizate pentru a reflecta razele solare într-o direcție dată indiferent de poziția soarelui.

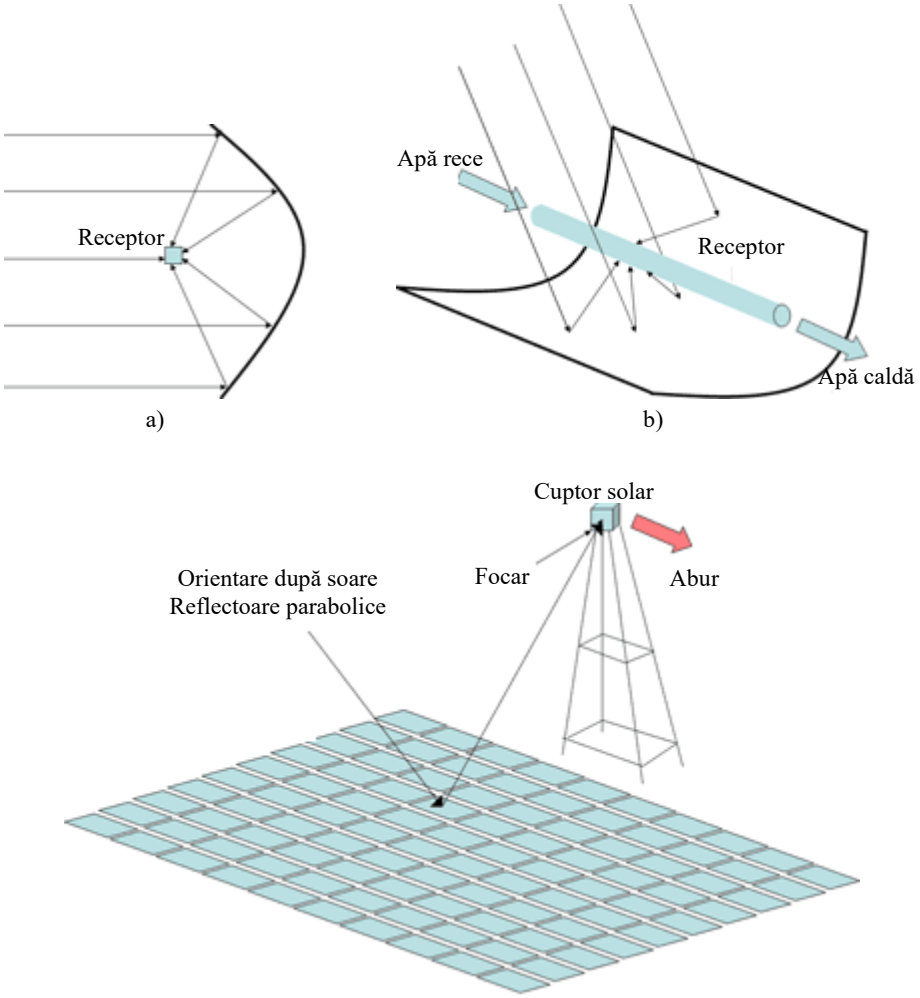


Fig.2.19 Colectoare solare [1]:
a) cu disc parabolic; b) cu jgheab parabolic; c) turn de putere.

2.5.2. Producerea energiei electrice cu instalații termoelectrice solare

Într-o centrală termică solară generarea de energie electrică are loc în două etape:

- **energia termică solară este captată** și folosită pentru a încălzi un fluid de lucru;
- într-o a doua etapă **fluidul de lucru încălzit** este utilizat pentru a genera energie electrică.

Energia termică provine din radiația solară și nu din aer a cărui temperatură va fi de obicei mult mai mică decât temperatura fluidului de lucru. Temperatura de funcționare reală atinsă de către fluidul de lucru va depinde de viteza cu care energia termică este extrasă de către fluidul de lucru (debitul) și livrată sistemului de generare a energiei electrice.

2.5.2.1. Centrale termice solare de mare putere

O instalație solară de energie termică are de obicei un sistem de oglinzi pentru a concentra lumina soarelui pe un absorbant, energia absorbită fiind apoi utilizată pentru a alimenta un motor termic, care la rândul său antrenează un generator rotativ. În sistemele la scară mare, motorul termic este de obicei o turbină acționată de abur sau alt fluid de lucru vaporos, așa cum arată figura 2.20, în care apar:

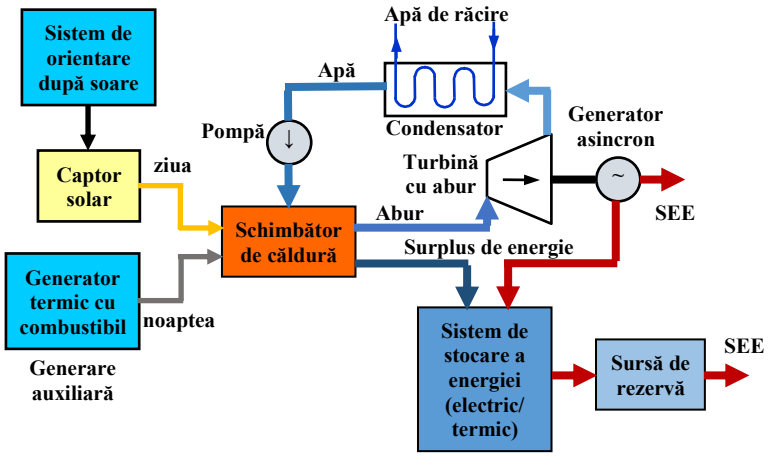


Fig.2.20 Schema de principiu a unei centrale termice solare de mare putere [6].

- **captatorul solar** - concentrează energia pe un absorbant de căldură care conține fluidul de lucru (de obicei, un ulei sintetic), care este încălzit de către radiația solară la o temperatură ridicată (tipic 400° C);
- **schimbătorul de căldură** - sistemul poate utiliza un ciclu binar în care uleiul încălzit este trecut printr-un schimbător de căldură pentru a produce abur;
- **circuitul apă - abur**, cu agregatul turbină generator, condensator, conducte etc., care este folosit pentru a converti energia calorică a aburului în energie mecanică și apoi electrică;
- **generator termic cu combustibil** - pentru a menține eficiența termică a turbinei, fluidul de lucru care părăsește schimbătorul de căldură nu trebuie lăsat să se răcească. Astfel, aceste sisteme sunt suplimentate cu cazane pe bază de gaz, care generează aproximativ un sfert din puterea totală și care mențin temperatura constantă în timpul peste nopții;
- **sistem de stocare a energiei electric/termic** – energia produsă la gol de sarcină, fie ea electrică fie calorică, poate fi stocată de exemplu în acumulatori sau sub formă de fluide încălzite, pentru a putea fi utilizată ulterior atunci când lipsește sursa primară de energie sau crește consumul.

2.5.2.2. Centrale termice solare de mică putere

În sistemele la scară mică motorul termic poate fi un motor Stirling, în figura 2.21 prezintându-se schema unei astfel de instalații termice solare de mică putere.

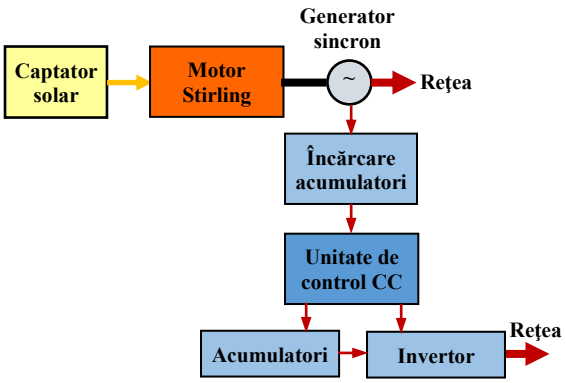


Fig.2.21 Schema de principiu al unei centrale termice solare de mică putere [6].

Astfel de instalații, de obicei folosesc o serie de panouri având drept fluid de lucru apa, sau o matrice de concentratori parabolici pentru a capta energia termică solară. Fluidul de lucru

este apoi utilizat ca sursă externă de căldură pentru alimentarea motorului Stirling, care antrenează un generator rotativ.

Un sistem electric solar izolat, pentru a asigura puterea cerută și în cazul variațiilor insolației, trebuie prevăzut cu elemente de stocare a energiei electrice (baterii de acumulatori) susținute de: încărcătoare, invertoare și controlere pentru a gestiona fluxurile de energie. Bineînțeles că acest lucru crește complexitatea și prețul instalației.

Instalațiile conectate la rețea au nevoie de sisteme de control și de condiționare pentru a putea injecta în rețea surplusul de energie produs.

Randamentele realizate cu sisteme de puteri mici variază de la 18% la 23%.

2.6. APLICAȚII

Aplicația 2.1. Să se calculeze variația de entropie în cazul schimbului de căldură între două corpuri de masă m și de căldură specifică c, dar de temperaturi diferite $T_A > T_B$. Se notează cu T_f temperatura finală.

Soluție:

Se consideră sistemul format din aceste două corpuri neizolate termic între ele dar izolate adiabatic în raport cu exteriorul. Se aplică primul principiu al termodinamicii sau legea conservării energiei:

$$Q_{ced} = Q_{abs},$$

rezultă:

$$m \cdot c \cdot (T_A - T_f) = m \cdot c \cdot (T_f - T_B),$$

de unde rezultă:

$$T_f = \frac{T_A + T_B}{2} \quad \text{și} \quad T_A > T_f > T_B.$$

Variația de entropie a sistemului va fi:

$$dS = dS_A + dS_B.$$

Prin integrare între o stare inițială și finală se obține:

$$\Delta S = \int_i^f dS = \int_i^f dS_A + \int_i^f dS_B = -\int_{T_A}^{T_f} \frac{m \cdot c \cdot dT}{T} + \int_{T_B}^{T_f} \frac{m \cdot c \cdot dT}{T} =$$

$$= -m \cdot c \cdot \ln(T)\Big|_{T_A}^{T_f} + m \cdot c \cdot \ln(T)\Big|_{T_B}^{T_f} = -m \cdot c \cdot \ln\left(\frac{T_f}{T_A}\right) + m \cdot c \cdot \ln\left(\frac{T_f}{T_B}\right) = m \cdot c \cdot \ln\frac{T_A}{T_B} > 0.$$

Deoarece $\frac{T_A}{T_B} > 1 \Rightarrow \ln\frac{T_A}{T_B} > 0$. S-a ținut cont, la scrierea expresiilor entropiei, de semnul negativ atribuit căldurii cedate și pozitiv pentru căldura primită.

Această aplicație ne arată că într-o transformare termică, variația de entropie este pozitivă, adică entropia întotdeauna crește și nu descrește niciodată, concluzie obținută prin generalizare.

Aplicația 2.2. Un bloc turbogenerator cu abur, cu combustibil cărbune cu o putere calorifică q = 17000 kJ/kg, are un consum de combustibil de 67 t/h. Cunoscând că:

- randamentul cazanului $\eta_C = 0{,}92$;
- randamentul conductelor $\eta_{cd} = 0{,}99$;
- randamentul ciclului termodinamic (Hirn-Rankine) $\eta_{td} = 0{,}3645$;
- randamentul termic (pierderi termice) al turbinei $\eta_t = 0{,}9$;
- randamentul mecanic al turbinei $\eta_m = 0{,}98$;
- randamentul generatorului $\eta_g = 0{,}985$;
- consumul serviciilor interne Csi = 5%;

- randamentul transformatorului $\eta_{tr} = 0{,}99$,

se cere să se determine bilanțul energetic al cazanului.

Soluție:

Principalele elemente de bilanț sunt:

- debitul de căldură produs:

$$Q_0 = B_h \cdot q = \frac{67000\text{kg}}{3600\text{s}} \cdot \frac{17000\text{kJ}}{\text{kg}} = 316{,}388\ \text{MW};$$

- pierderile de căldură în cazan (prin pereții cazanului, prin gazele de ardere trimise la coș și prin cenușa și zgura evacuate din cazan):

$$Q_{pc} = Q_0 \cdot (1-\eta_c) = 316{,}388 \cdot (1-0{,}92) = 25{,}311\ \text{MW};$$

- debitul de căldură rămas:

$$Q_1 = Q_0 - Q_{pc} = 316{,}388 - 25{,}311 = 291{,}077\ \text{MW};$$

- debitul de căldură pierdut prin izolația termică a conductelor

$$Q_{cd} = Q_1 \cdot (1-\eta_{cd}) = 291{,}077 \cdot (1-0{,}99) = 2{,}91\ \text{MW};$$

- debitul de căldură rămas:

$$Q_1' = Q_1 - Q_{cd} = 291{,}077 - 2{,}91 = 288{,}167\ \text{MW};$$

- debitul de căldură teoretic cedat condensatorului turbinei

$$Q_2 = Q_1' \cdot (1-\eta_t \cdot \eta_{td}) = 288{,}167 \cdot (1-0{,}3645 \cdot 0{,}9) = 193{,}634\ \text{MW};$$

- debitul de căldură util:

$$Q_u = Q_1' - Q_2 = 288{,}167 - 193{,}634 = 94{,}533\ \text{MW};$$

- debitul de căldură pierdut în angrenajele mecanice ale turbinei:

$$Q_m = Q_u \cdot (1-\eta_m) = 94{,}533 \cdot (1-0{,}98) = 1{,}890\ \text{MW};$$

- debitul de căldură rămas:

$$Q_3 = Q_u - Q_m = 94{,}533 - 1{,}890 = 92{,}643\ \text{MW};$$

- pierderile în generator

$$Q_g = Q_3 \cdot (1-\eta_g) = 92{,}643 \cdot (1-0{,}985) = 1{,}390\ \text{MW};$$

- debitul de energie rămas:

$$Q_4 = Q_3 - Q_g = 92{,}643 - 1{,}390 = 91{,}253\ \text{MW};$$

- consumul de energie al serviciilor interne:

$$Q_{si} = Q_4 \cdot C_{si} = 91{,}253 \cdot 0{,}05 = 4{,}563\ \text{MW};$$

- debitul de energie rămas:

$$Q_5 = Q_4 - Q_{si} = 91{,}253 - 4{,}563 = 86{,}690\ \text{MW};$$

- pierderile în transformator:

$$Q_{tr} = Q_5 \cdot (1-\eta_{tr}) = 86{,}690 \cdot (1-0{,}99) = 0{,}8669\ \text{MW};$$

- puterea livrată:

$$Q_l = Q_5 - Q_{tr} = 86{,}690 - 0{,}8669 = 85{,}823\ \text{MW}..$$

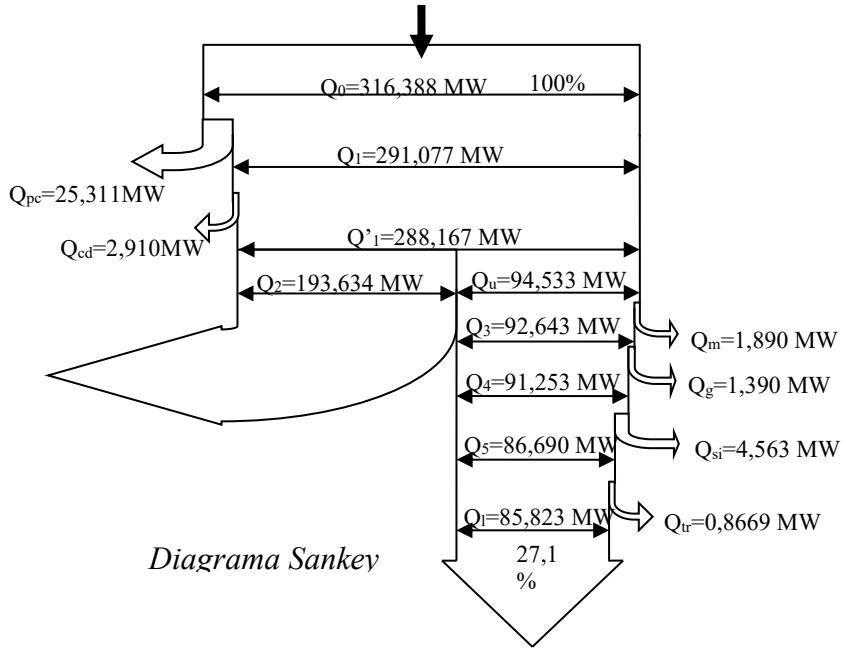


Diagrama Sankey

Care este randamentul total (general) al centralei?

$$\eta_{general} = \frac{Q_1}{Q_0} = \frac{85,823}{316,388} = 0,271\,,$$

sau

$$\eta_{general} = 0,92 \cdot 0,99 \cdot 0,3645 \cdot 0,98 \cdot 0,985 \cdot 0,99 \cdot \left(1 - \frac{C_{si}}{100}\right) = 0,271\,.$$

Aceste rezultate sunt prezentate și grafic sub forma unei diagrame Sankey.

Aplicația 2.3. Circuitul termic al unui bloc turbogenerator are schema termică prezentată în figura 2.27. Cunoscând următoarele date caracteristice acestei scheme: i_3=3370 kJ/kg, p_1=100 bar, i_2=2012 kJ/kg, i_1=138 kJ/kg, p_3=0,05 bar, D=100 t/h, η_p=0,72 (randamentul pompei de alimentare a cazanului), să se determine puterea produsă de turbină, puterea consumată de pompa de alimentare a cazanului și randamentul circuitului termic?

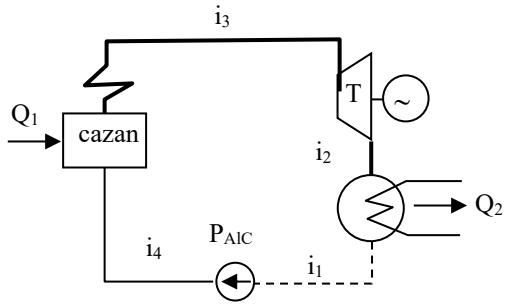


Fig.2.22

Soluție:

Puterea produsă de turbină este:

$$P_T = \frac{Q}{t} = \frac{m \cdot (i_3 - i_2)}{t} = D \cdot (i_3 - i_2) = \frac{100000}{3600} \cdot (3370 - 2012) = 37,722 \text{ MW}\,.$$

Puterea consumată de pompa de alimentare va fi:

$$P_{PA} = \frac{E}{t \cdot \eta_p} = \frac{\rho \cdot V \cdot g \cdot h}{t \cdot \eta_p} = \frac{D_v \cdot \Delta p}{\eta_p} = \frac{D \cdot \Delta p}{\rho \cdot \eta_p} = \frac{100000}{3600} \cdot \frac{(100 - 0,005) \cdot 10^5}{1000 \cdot 0,72} = 386 \text{kW}\,.$$

Puterea cedată sursei reci va fi:

$$P_2 = D \cdot (i_2 - i_1) = 100 \cdot \frac{1000}{3600} \cdot (2012 - 138) \cdot 10^3 = 52 \text{ MW}.$$

Randamentul circuitului termic va fi:

$$\eta_t = \frac{P_u}{P_c} = \frac{P_T}{P_T + P_2 + P_{PA}} = \frac{37{,}722}{37{,}722 + 52 + 0{,}386} = 0{,}418.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Radu-Adrian Tîrnovan, Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Note de curs, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-273-1

[2]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru producerea energiei electrice, UT Press, Cluj Napoca 2000, ISBN 973-9471-26-9.

[3]. G. Darie, P. Ulmeanu, Producerea Energiei Electrice si Termice. Curs, seria Cursuri Universitare, Facultatea de Energetică, Universitatea Politehnica București, 2007, http://www.dpue.energ.pub.ro/files/carte/peet_curs.pdf, octombrie 2017.

[4]. Mihai Jădăneanț ș.a., Bazele Termoenergeticii - Note de curs pentru auditorii energetici, Timișoara: Editura Orizonturi Universitare, 2006, ISBN 973-638-257-5.

[5]. André Lallemand, Production d'énergie électrique par centrales thermiques, Techniques de l'Ingénieur, D 4002, 2007.

[6]. The Electropaedia, http://www.mpoweruk.com., accesat octombrie 2017.

3. INSTALAȚII TERMOELECTRICE CU TURBINE CU GAZE

3.1. PREAMBUL

Centralele termoelectrice cu turbine cu gaze au drept mașină de antrenare a generatorului electric o turbină în care se destinde un gaz, altul decât aburul, cum ar fi: gaze de ardere, aer, gaze tehnologice [1].

Turbinele cu gaze sunt de trei tipuri [1]:

- **turbine cu gaze în circuit deschis** – mașină termică cu ardere internă, cu ardere izobară și destinderea gazelor de ardere în turbină. Gazele de ardere sunt eșapate în atmosferă prin intermediul unui amortizor de zgomot care are rolul de a reduce poluarea fonică;
- **turbine cu gaze în circuit închis** – mașină termică cu ardere externă, la care fluidul de lucru în circuit închis este încălzit și răcit prin schimbătoare de căldură de suprafață;
- **turbine cu gaze în circuit mixt**, combinație a primelor două tipuri.

Într-o proporție covârșitoare, în centralele termoelectrice se utilizează ITG în circuit deschis. ITG în circuit închis au o răspândire limitată, putând fi întâlnite în cadrul unor filiere de centrale nuclearo-electrice [2].

ITG au unele avantaje în raport cu centralele echipate cu turbine cu abur [1]:

- pornire rapidă (5 – 20 minute), deoarece gazele se încălzesc aproape instantaneu la aprinderea flăcării. Deci acest tip de centrală electrică poate fi utilizată la acoperirea vârfurilor de sarcină;
- prin evacuarea căldurii reziduale în atmosferă, rezultă un consum redus de apă de răcire, astfel că acest tip de centrală se recomandă zonelor geografice deficitare din punct de vedere al sursei de apă;
- instalații compacte și ușoare, datorită arderii sub presiune, ceea ce le recomandă pentru unități mobile sau de pe mijloace de transport;
- volum redus de instalații și costul investițiilor mai mic cu 20% decât al centralelor clasice cu abur;
- întreținere ușoară, ne mai fiind nevoie de instalații de tratare a apei, fiind recomandate ca și centrale electrice locale ale marilor consumatori industriali.

Dintre dezavantaje pot fi amintite:

- funcționare zgomotoasă, ceea ce impune utilizarea unui atenuator de zgomot;
- necesitatea unor debite mari de aer având în vedere capacitatea de înmagazinare mică a căldurii a acestuia. Acest fapt implică conducte de diametre mari, palete lungi la turbină, ceea ce duce la limitarea puterii maxime;
- gazele fiind compresibile, reclamă un lucru mecanic de compresie important, până la 30% din lucrul mecanic util, ceea ce duce la scăderea randamentului centralei.

3.2. INSTALAȚII TERMOELECTRICE CU TURBINE CU GAZE ÎN CIRCUIT DESCHIS

3.2.1. Principiul de funcționare al instalațiilor fără recuperator

Schema de principiu a acestui tip de centrală este prezentată în figura 3.2 având ca și componente principale:

- Camera de ardere CA;
- Turbina cu gaz T cu generatorul electric G;
- Compresorul C (cu filtrarea aerului de intrare prin filtrul FA) cu motorul de lansare M.

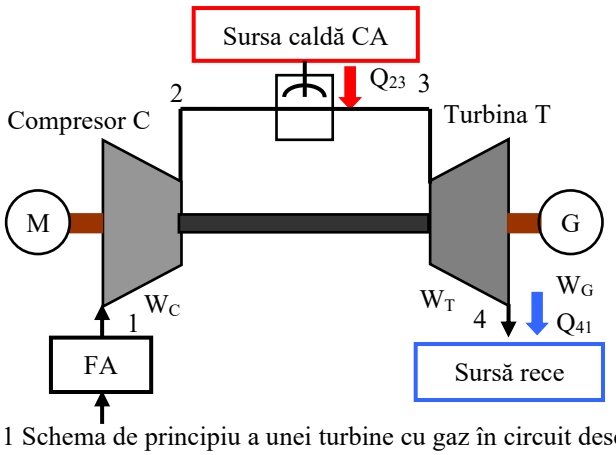


Fig.3.1 Schema de principiu a unei turbine cu gaz în circuit deschis.

Ciclul termodinamic de bază (teoretic) al unei turbine cu gaz în circuit deschis fără recuperator, cunoscut sub denumirea de ciclu Brayton, sau ciclu Joule, constă în două ramuri izobare 1 – 4 și 2 – 3 ($p_1 = p_4$ și $p_2 = p_3$) și două izoentrope în cursul cărora are loc o compresie 1 – 2 și o destindere 3 – 4. În figura 3.2 sunt reprezentate în coordonate T–S atât ciclul Joule ideal (1–2–3–4–1), cât și cel real descris prin transformările 1–2′ –3–4′ –1 [3].

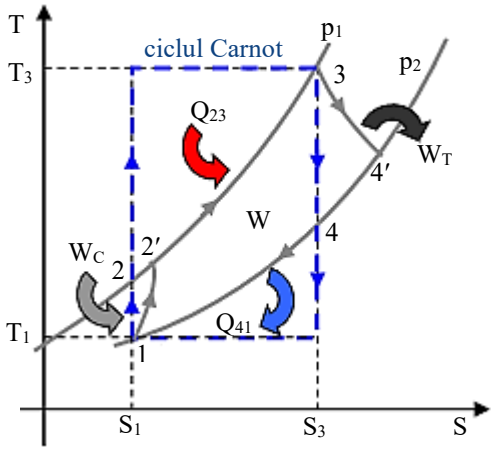


Fig.3.2 Ciclul Joule (1–2–3–4 teoretic, 1–2′–3–4′ real) și ciclul Carnot asociat.

Pentru încălzirea fluidului pe porțiunea 2 – 3 (Q_{23}), trebuie să existe o sursă de căldură a cărei temperatură atinge valoarea T_3. Pentru răcirea fluidului (Q_{41}), este necesară existența unei surse reci cu temperatura T_4.

Urmărind diagrama din figura 3.2 modul de funcționare al unei ITG în circuit deschis poate fi descris astfel:

- **Aerul este aspirat de compresor** prin intermediul unui filtru FA cu rol de a opri eventualele impurități mecanice care ar conduce la degradarea paletajului compresorului. Aerul este comprimat, teoretic izoentropic pe ramura 1 – 2 (în realitate transformarea este diabatică corespunzând ramurii 1 – 2′) în compresorul C și apoi insuflat la presiune ridicată în camera de ardere CA, în care se injectează și combustibil
- **Prin ardere**, temperatura gazelor de ardere se ridică izobar (ramura 2 – 3 în cazul ideal, respectiv 2′ – 3 în realitate) până la valoarea impusă de admisia în turbină (800 – 1000ºC);
- **Produsele de ardere** ies din CA și se destind izoentropic teoretic pe porțiunea 3 – 4 (practic diabatic pe porțiunea 3 – 4′) în turbina cu gaze producând lucru mecanic;
- **După destinderea** în turbină gazele sunt evacuate în atmosferă.

Prima compresie a aerului se realizează prin antrenarea compresorului C cu ajutorul motorului de pornire M, care are o putere de circa 5% din puterea grupului și care poate fi:

- motor de c.a. cu colector - are dezavantajul că nu permite pornirea la căderea sistemului energetic;
- motor de c.c. alimentat prin redresor, iar la căderea sistemului alimentat de la baterii de acumulatoare;
- motor cu ardere internă.

Motorul de pornire M poate fi înlocuit printr-o injecție de aer comprimat din butelii, aer introdus la sfârșitul camerei de ardere pentru a antrena și turbina.

După pornirea turbinei cu gaze, motorul de pornire se decuplează, compresorul fiind antrenat de turbina cu gaze, cu care se află pe același ax.

Dat fiind faptul că gazele de ardere constituie mediul de lucru în turbină, ele nu trebuie să conțină particule solide care ar putea avea efect eroziv asupra paletelor. În acest scop se folosește filtrul de aer la aspirație iar combustibilul trebuie să fie de calitate superioară, cu calități de puritate ca la motoarele Diesel. În tabelul 3.1 sunt prezentate tipurile de combustibil utilizabile în ITG.

Tabelul 3.1 Combustibili posibil a fi utilizați în ITG

Combustibili tradiționali	➢ **GAZ NATURAL (CEL MAI COMOD)** ➢ **COMBUSTIBIL LICHID UȘOR (MOTORINĂ)**
Combustibili lichizi speciali	➢ **METANOL** ➢ **PĂCURĂ GREA** ➢ **KEROSEN**
Combustibili gazoși speciali	➢ **GAZ DE SINTEZĂ** ➢ **GAZ DE FURNAL** ➢ **GAZ DE GAZOGEN**

Principalii parametrii care caracterizează ciclul termodinamic Joule din figura 3.2, ce stă la baza funcționării ITG, sunt:

- temperatura înainte de turbina cu gaze (T_2);
- raportul de compresie $\varepsilon = p_2/p_1$.

Astfel, randamentul termic teoretic (al ciclului Joule ideal) al ciclului termodinamic se scrie în acest caz:

$$\eta_{J_ideal} = 1 - \frac{T_1}{T_3} = 1 - \frac{1}{\varepsilon^m}, \tag{3.1}$$

unde exponentul m = (k - 1)/k cu k ≈ 1,35 coeficientul adiabatic la destinderea gazelor de ardere. Astfel, pentru un raport de compresie uzual ε = 16 rezultă un randament al ciclului Joule ideal, aplicând (3.1), rezultă:

$$\eta_{J_ideal} = 1 - \frac{1}{16^{\frac{1,35-1}{1,35}}} = 0,512.$$

Randamentul termic al ciclului Joule ideal crește continuu cu creșterea raportului de comprimare, însă creșterea acestui raport este limitată de rezistența materialelor și de pierderile din ciclul real.

Randamentul termic al *ciclului Joule real* fără recuperator, luând în considerare și randamentele interne ale turbinei η_T și compresorului η_C este:

$$\eta_J = 1 - \frac{\frac{T_3}{T_1}\eta_T\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^m}\right) - \frac{1}{\eta_C}\left(\varepsilon^m - 1\right)}{\frac{T_3}{T_1} - 1 - \frac{1}{\eta_C}\left(\varepsilon^m - 1\right)}. \tag{3.2}$$

Pentru un raport de compresie de 16, $T_1 = 25$ °C (298 K) , $T_3 = 1200$ °C (1473 K), $\eta_T = 0{,}85$ și $\eta_C = 0{,}75$ (valori uzuale) randamentul ciclului real, cu (3.2), rezultă

$$\eta_J = 1 - \frac{\frac{1473}{298}0{,}85\left(1-\frac{1}{16^{\frac{0{,}35}{1{,}35}}}\right)-\frac{1}{0{,}75}\left(16^{\frac{0{,}35}{1{,}35}}-1\right)}{\frac{1473}{298}-1-\frac{1}{0{,}75}\left(16^{\frac{0{,}35}{1{,}35}}-1\right)} = 0{,}297,$$

un randament de aproape 2 ori mai mic decât al ciclului Joule ideal. Randamentul termic al ciclului Joule real are un maxim pentru un anumit raport de compresie. În practică, randamentele efective (la cuplă) sunt și mai mici decât cele termice, datorită influenței randamentului mecanic al agregatului.

3.2.2. Ciclul Joule cu recuperator

Pentru îmbunătățirea randamentului instalației de turbine cu gaze în circuit deschis se utilizează frecvent preîncălzirea aerului [1] cu ajutorul unui recuperator de căldură din gazele evacuate în atmosferă (Fig.3.3).

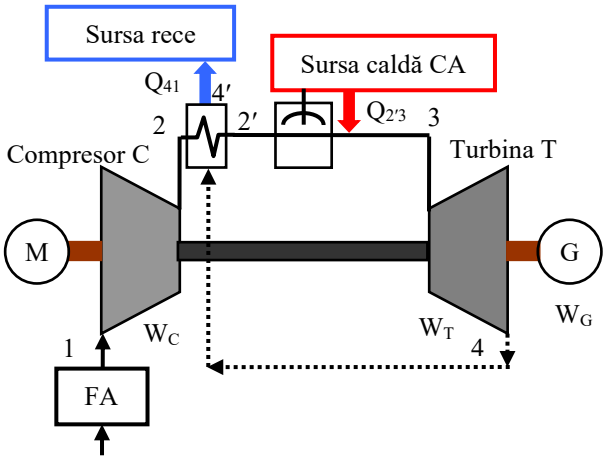


Fig.3.3 Schema de principiu a unei turbine cu gaz în circuit deschis cu preîncălzirea aerului.

Recuperatorul preia o parte din căldura $Q_{44'}$ evacuată odată cu gazele arse în atmosferă și o reintroduc în ciclu ($Q_{22'}$). Randamentul termic al ciclului Joule ideal cu recuperator (Fig.3.4) este:

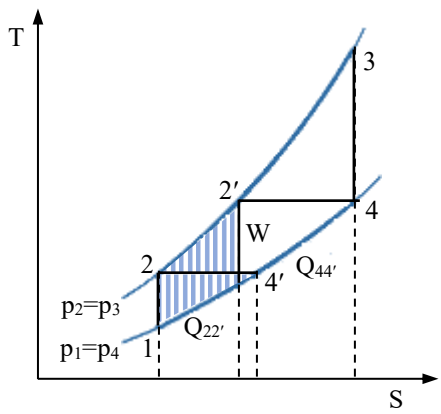


Fig.3.4 Ciclul Joule cu recuperarea căldurii evacuate.

$$\eta_{Jr} = 1 - \frac{T_1}{T_3} \frac{\frac{T_2}{T_1} - 1}{1 - \frac{T_4}{T_3}} . \tag{3.3}$$

Pentru exemplul de mai sus cu $\varepsilon = 16$, din transformarea izoentropică se obțin $T_4 = 798$ K și $T_2 = 685$ K, astfel randamentul ciclului este:

$$\eta_{Jr} = 1 - \frac{298}{1473} \frac{\frac{685}{298} - 1}{1 - \frac{798}{1473}} = 0,573$$

ceva mai mare decât a ciclului fără recuperator.

În practică este greu de obținut o diferență de temperaturi mare din cauza limitărilor date de materiale. Diferența mică între temperaturile la ieșirea din turbină, T_4 și temperatura gazelor arse la ieșirea din recuperator,T_2, determină un câștig dat de recuperator relativ redus.

3.2.3. Variante de turbine cu gaze

În ceea ce privește efectul variației temperaturii T_3 și a raportului de compresie ε asupra performanțelor nominale ale ITG se pot preciza următoarele elemente [2]:

- creșterea temperaturii T_3 conduce la creșterea randamentului și a puterii ITG;
- există o valoare a raportului de compresie, $\varepsilon_{max,\eta}$, pentru care randamentul ITG devine maxim (în ipoteza T_3 = const.);
- există o valoare a raportului de compresie, $\varepsilon_{max,W}$, pentru care puterea ITG devine maximă (în condițiile în care T_3 și debitul de aer aspirat de compresor rămân constante);
- întotdeauna este valabilă relația:

$$\varepsilon_{max,\eta} > \varepsilon_{max,W} . \tag{2.17}$$

În funcție de valoarea raportului de compresie aleasă pentru dimensionare, se disting două familii de instalații de turbine cu gaze [2]:

3.2.3.1. ITG de tip industrial („heavy-duty”)

De la început ele au fost gândite pentru aplicații industriale (producere de energie electrică sau antrenări mecanice). Tehnologia de fabricație a acestora se bazează pe cea corespunzătoare turbinelor cu abur. Turbinele cu gaze „heavy-duty” funcționează la o turație de 3000 rot/min, generatorul electric fiind antrenat direct de turbina cu gaze.

Obiectivul unei astfel de ITG este de a furniza o putere cât mai mare pentru un debit dat de aer aspirat de compresor. În consecință, pentru dimensionare se utilizează $\varepsilon_{max,W}$. Compresorul, turbina cu gaze și generatorul electric sunt situate pe aceeași linie de arbori.

Soluția clasică este aceea prezentată în figurile 3.2 și 3.3, în care turbina cu gaze este încadrată de compresor și de generatorul electric. Avantajul acestei dispuneri constă în faptul că transmisia cuplului mecanic de la turbină se face în condiții bune atât spre compresor cât și spre generatorul electric. Plasarea generatorului electric la eșaparea din turbină, obligă schimbarea direcției gazelor de ardere evacuate din ITG cu 90°. Sunt introduse astfel pierderi suplimentare de presiune pe traseul gazelor de ardere, ceea ce diminuează lucrul mecanic specific și eficiența ITG.

Ca urmare, ținând seama și de problemele legate de încadrarea ITG într-un ciclu combinat gaze-abur, a fost revizuită concepția de dispunere a componentelor pe linia de arbori. Astfel, generatorul electric a fost mutat la „capătul rece", lângă compresor așa cum este prezentat în figura 3.5 [2], [3]. Gazele de ardere vor fi evacuate din turbină paralel cu linia de arbori, intrând

direct în cazanul recuperator fără schimbări de direcție, deci cu pierderi minime de presiune. Bineînțeles, că în acest caz apar probleme privind transmiterea cuplului mecanic în condiții optime către generatorul electric.

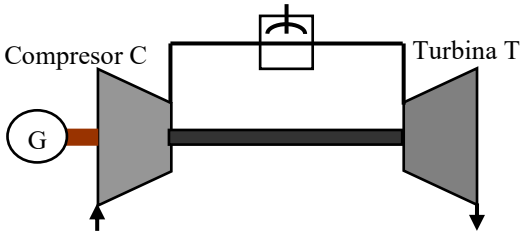


Fig.3.5 Amplasarea generatorului lângă compresor.

3.2.3.2. ITG de tip aeroderivativ

Proiectarea acestor tipuri de instalații are la bază concepția de realizare a motoarelor de aviație. Funcționează la turații mult mai mari (de regulă peste 10000 rot/min), antrenarea generatorului electric făcându-se prin intermediul unui reductor de turație. Principala cerință ce trebuie îndeplinită este realizarea unui consum specific de combustibil cât mai redus, pentru a limita cantitatea de carburant care trebuie transportată. Este necesară obținerea unui randament cât mai ridicat, deci pentru dimensionare se utilizează ε_{max},η.

Tabelul 3.2 prezintă o comparație între principalele caracteristici ale turbinelor cu gaze industriale, respectiv aeroderivate.

Tabelul 3.2 Caracteristicile tehnice ale turbinelor cu gaze

Caracteristica	**Tipul de turbină cu gaze**	
	Industrială (heavy-duty)	**Aeroderivativă**
Puterea electrică [MW]	340 cca. 50 pentru centrale de cogenerare	50
Raportul de compresie	cca. 16	cca. 30
Temperatura gazelor de ardere la intrarea în turbina cu gaze [°C]	cca. 800 - 1 600	cca. 900 - 1 700
Temperatura gazelor de ardere la ieșirea din turbina cu gaze [°C]	400 - 650 1)	400 - 650 1)
Randamentul electric [%]	cca. 40	cca. 45
Turația [rot./min]	1 500 (1 800) 3 000 (3 600)	5 000 2)
Alimentarea cu gaze naturale	pot funcționa cu, sau fără compresor de gaze naturale	necesită întotdeauna compresor de gaze naturale
Costul	mic	mare
Greutatea	mare	mică
Gabaritul	mare	mic
Uzura	mică	mare
Disponibilitatea	mai mare	mai mică

1) turbinele cu gaze aeroderivative au o temperatură a gazelor la intrare mai mare decât în cazul celor industriale, dar și gradul de compresie este mai ridicat, în consecință temperatura gazelor la ieșire este practic în același domeniu;
2) antrenarea generatorului impune existența unui reductor de turație. Pentru simplificarea desenelor, acesta nu este figurat.

3.3. TURBINA CU GAZ ÎN CIRCUIT ÎNCHIS

Turbina cu gaz în circuit închis (Fig.3.6) este o instalație cu ardere externă, la care transmisia căldurii de la gazele de ardere la mediul de lucru se face prin suprafața metalică a unui cazan de aer cald. A fost construită pentru prima dată în 1941 și a urmărit următoarele idei de bază [1]:

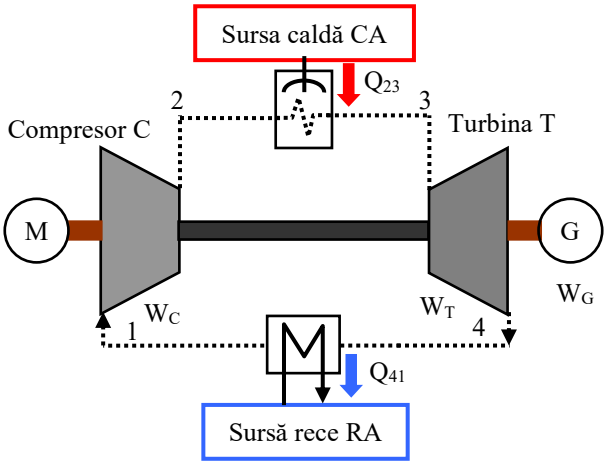


Fig.3.6 Schema de principiu a unei turbine cu gaz în circuit închis.

- apropierea ciclului turbinei de gaze de forma ciclului ideal Carnot prin răciri și încălziri repetate în timpul compresiei și a destinderii;
- folosirea unui mediu de lucru perfect curat pentru compresor și turbină;
- realizarea ciclului cu presiuni ridicate, cu ajutorul cărora să se reducă volumul specific al gazelor, dimensiunile turbinei și să se poată spori puterea unitară;
- folosirea oricărui tip de combustibil pentru sursa caldă.

Față de turbinele cu gaze în circuit deschis, aici agentul termic, după destinderea în turbină, nu mai este eșapat în atmosferă ci este răcit în răcitorul **RA**, de unde este reintrodus în compresor. Ca urmare apare necesitatea prezenței unui circuit al apei de răcire similar celui utilizat în centralele cu abur, dar necesarul de apă de răcire este de trei ori mai mic decât la centralele termoelectrice cu abur.

Ca agent de lucru se utilizează cu preferință gazele inerte (pentru a reduce coroziunea), cu proprietăți termodinamice bune cum ar fi: heliu, bioxid de carbon, azot, aer.

Cel mai eficient agent de lucru este heliul, din toate punctele de vedere, dar bioxidul de carbon are un avantaj suplimentar, poate fi folosit la un ciclu termic cu condensare asemănător ciclului cu abur, deoarece are punctul critic foarte scăzut.

Circuitul agentului de lucru fiind separat de mediul înconjurător, se pot utiliza presiuni de lucru ridicate (40-60 bar după compresor și 10 bar la intrarea în compresor). Utilizarea presiunilor ridicate va avea ca efect scăderea volumului specific al instalației, deci reducerea dimensiunilor camerei de ardere, turbinei cu gaze și a compresorului.

Timpul de pornire este relativ mare (aproximativ 3 ore), astfel că aceste centrale nu pot fi folosite ca centrale de vârf; totuși aceste centrale au perspective de utilizare la centralele nuclearo-electrice echipate cu reactoare răcite cu gaz.

3.4. CENTRALE TERMOELECTRICE CU CICLU COMBINAT ABUR-GAZE

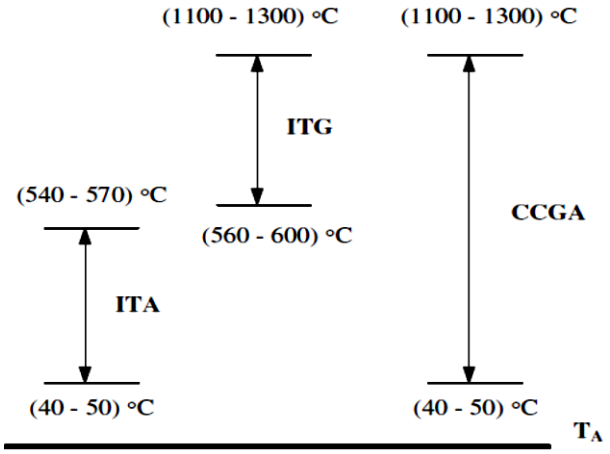
Din combinarea unui ciclu de turbină cu gaze cu un ciclu Hirn-Rankine se poate realiza în condiții avantajoase de investiții instalații cu randament superior ambelor cicluri luate individual.

Sunt posibile mai multe scheme de combinare și anume [1]:

- turbina cu gaze este o turbină înaintașă, iar gazele evacuate sunt trimise în cazanul de abur, devenit cazan recuperator, în care se efectuează o ardere suplimentară;

➢ turbina cu gaze este amplasată după cazanul cu abur, în focarul căruia arderea se face sub presiune. Cazanul își reduce sensibil dimensiunile devenind un generator de abur;
➢ în turbina cu gaze se destinde un amestec gaze-abur.

În figura 3.7 sunt prezentate intervalele uzuale de temperatura în care are loc extracția de lucru mecanic pentru o instalație de turbină cu abur (ITA), o instalație de turbină cu gaze în circuit deschis (ITG) și un ciclu combinat gaze-abur (CCGA).



T_A - temperatura mediului ambiant
Fig.3.7 Intervale de temperatura între care are loc extracția de lucru mecanic [2].

În cazul ciclurilor cu abur, extracția de lucru mecanic are loc în domeniul temperaturilor relativ joase, temperatura aburului nedepășind în mod uzual (540...570) °C. În schimb, temperatura inferioară a ciclului se apropie foarte mult de aceea a mediului ambiant.

La ciclul cu gaze extracția de lucru mecanic poate începe chiar de la temperatura obținută prin ardere la sursa caldă. În schimb, evacuarea căldurii la sursa rece se face o temperatura mult superioară celei corespunzătoare mediului ambiant, ducând la pierderi energetice considerabile.

Se pot trage următoarele concluzii [2]:
➢ ITG lucrează bine în domeniul temperaturilor înalte;
➢ ITA lucrează bine în domeniul temperaturilor medii și joase;
➢ Temperatura la care se oprește extracția de lucru mecanic în ITG este de același ordin de mărime cu aceea la care începe să lucreze ITA. Deci, este interesantă realizarea unei cascade termodinamice în două trepte, care conține un ciclu cu gaze urmat de unul cu abur. Ciclul combinat gaze-abur lucrează între temperatura medie superioară corespunzătoare ITG și temperatura medie inferioară corespunzătoare ITA, rezultând o creștere semnificativă a randamentului față de ciclurile simple [2].

În funcție de modul în care este introdusă energia primară și de tipul cuplajului termodinamic dintre ciclul cu gaze și cel cu abur, se pot distinge următoarele categorii de cicluri combinate gaze-abur așa cum este ilustrat în figura 3.8 [2]:
➢ **Cicluri de tip „serie”** - energia primară este introdusă doar în ciclul cu gaze, cel cu abur fiind strict recuperator. Căldura provenită din arderea combustibilului parcurge ambele trepte ale cascadei termodinamice. Pentru acest tip de ciclu combinat se obțin cele mai mari valori ale randamentului termic;
➢ **Cicluri de tip „paralel”** - energia primară este introdusă simultan în ciclul cu gaze, respectiv cel cu abur. Din punct de vedere termodinamic nu se poate afirma că exista un cuplaj între cele două cicluri, legătura fiind de natura strict tehnologică. Atât ITA, cât și ITG lucrează independent.

➢ **Cicluri de tip „serie-paralel”** - în acest caz, o cotă din energia primară va parcurge întreaga cascadă termodinamică, restul fiind introdus direct în ciclul cu abur. Eficiența este mai scăzută decât în cazul ciclurilor de tip „serie”.

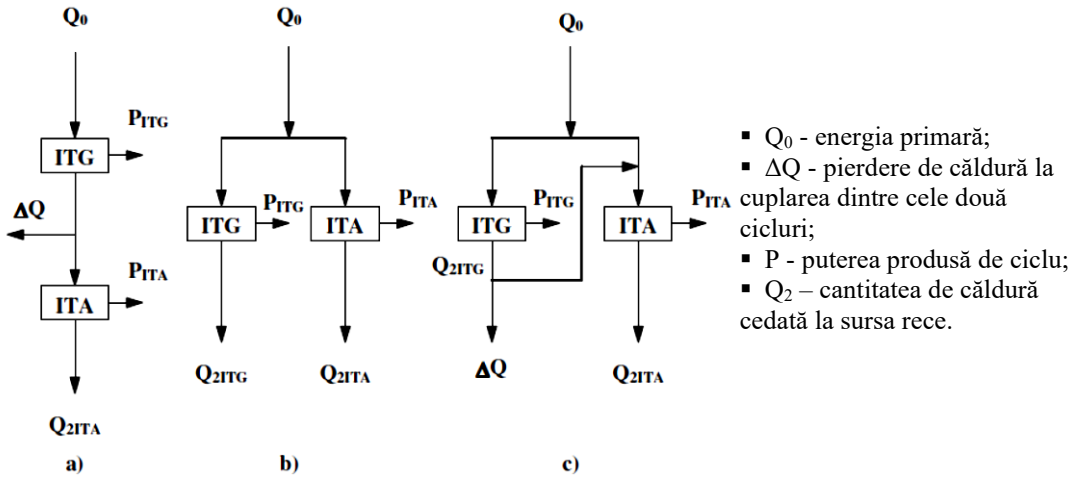


Fig.3.8 Posibilități de cuplare ale ITG și ITA [2]:
a) serie; b) paralel; c) serie-paralel.

O astfel de instalație, care conține o turbină cu abur și una cu gaz, este prezentată principial în figura 3.9. Gazele de evacuare (temperatură ridicată) ale turbinei cu gaz alimentează un generator de aburi care asigură aburul necesar pentru turbina cu abur. Ciclul combinat conduce la creșterea eficienței (randamentului) globale prin recuperarea unei părți din energia termică a gazelor de ieșire din turbina cu gaz.

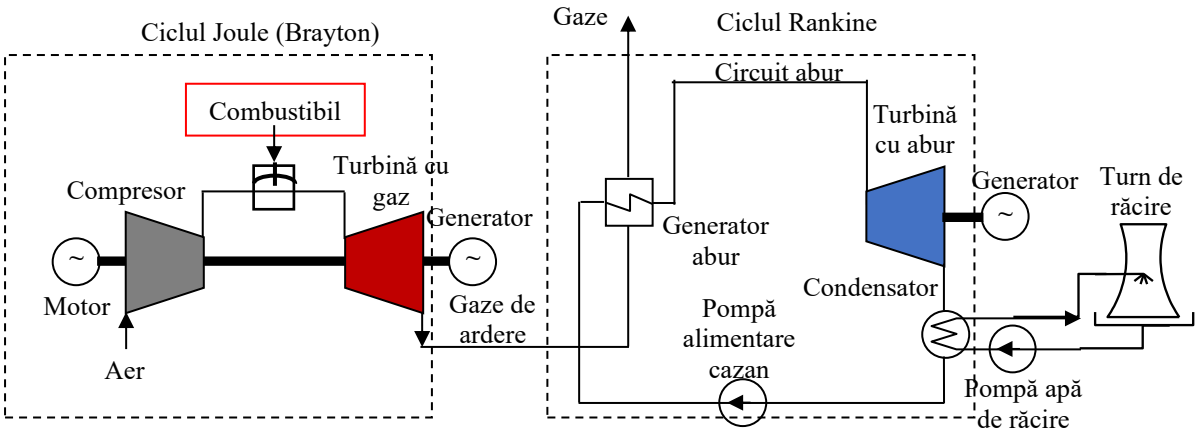


Fig.3.9 Centrală cu cicluri combinate gaz/abur.

BIBLIOGRAFIE

[7]. Radu-Adrian Tîrnovan, Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Note de curs, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-273-1
[8]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru producerea energiei electrice, UT Press, Cluj Napoca 2000, ISBN 973-9471-26-9.
[9]. G. Darie, P. Ulmeanu, Producerea Energiei Electrice si Termice. Curs, seria Cursuri Universitare, Facultatea de Energetică, Universitatea Politehnica București, 2007, http://www.dpue.energ.pub.ro/files/carte/peet_curs.pdf, octombrie 2017.
[10]. Mihai Jădăneanț ș.a., Bazele Termoenergeticii - Note de curs pentru auditorii energetici, Timișoara: Editura Orizonturi Universitare, 2006, ISBN 973-638-257-5.

4. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN CENTRALE HIDROELECTRICE

Producerea energiei electrice în centrale hidroelectrice, alături de producerea energiei electrice în centrale termo și nuclearo-electrice, stă la baza asigurării consumului de energie electrică. În țările dezvoltate din Europa, aproape toate resursele hidraulice rentabile au fost sau sunt utilizate [1]. Din acest motiv, practic asigurarea creșterii cererii de energie electrică în aceste țări (cu excepția țărilor din nordul Europei) se realizează din alte surse decât cele hidraulice. În schimb în țările în curs de dezvoltare există încă resurse hidraulice imense care pot fi exploatate. De remarcat că producerea energiei electrice în centrale hidroelectrice se bucură de o serie de atuuri [1]:

- energia obținută poate fi considerată „curată” și „regenerabilă”;
- costuri practic nule pentru combustibil și deci un cost mai redus al energiei furnizate;
- disponibilitate practic tot timpul anului;
- un timp de răspuns foarte scurt la solicitările consumatorilor – practic pornirea și atingerea puterii maxime se poate face în câteva minute; marile acumulări de apă servesc și altor scopuri: irigații, alimentare cu apă industrială și apă potabilă, turism etc.

Exploatarea energiei hidraulice în scopul obținerii de energie electrică necesită realizarea unor așa numite amenajări hidroelectrice. O amenajare hidroelectrică constă în principal din următoarele componente: baraj, priză de apă, lucrări pentru aducțiunea apei la centrala propriu zisă, lucrări pentru evacuarea apei, stație și linii de evacuare a energiei electrice produse (Fig.4.1). La unele CHE pot lipsi unele elemente componente din lista prezentată mai sus.

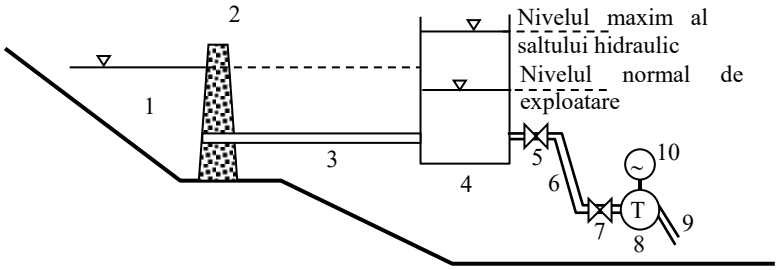


Fig.4.1 Schema principială a unei amenajări hidroelectrice [1]:
1 – lac de acumulare; 2 – baraj; 3 – canal de aducțiune; 4 – castel de echilibru; 5 – vană fluture; 6 – conductă forțată; 7 - vană de închidere a turbinei (T); 8 turbină; 9 – conductă de evacuare a apei; 10 - generator.

4.1. ENERGIA HIDRAULICĂ

Centralele hidroelectrice (CHE) utilizează ca resurse energetice primare căderile de apă naturale sau artificiale, mareele, valurile și presiunea osmotică, transformând energia hidraulică a acestora în energie electrică prin forma intermediară de energie mecanică. Majoritatea CHE construite până în prezent folosesc energia hidraulică a cursurilor de apă.

4.1.1. Lucrul mecanic efectuat de un fluid. Ecuația lui Bernoulli

Se consideră o secțiune a unui curs de apă cuprinsă între punctele 1 și 2 (Fig.4.2). Lucrul mecanic efectuat de o masă *m* de fluid care se deplasează din punctul 1 în punctul 2, poate fi calculat cu ecuația lui *Bernoulli*:

$$W_{1-2} = \frac{1}{2}m\left(v_1^2 - v_2^2\right) + \frac{m}{\rho}\left(p_1 - p_2\right) + mg\left(h_1 - h_2\right), \tag{4.1}$$

cu:

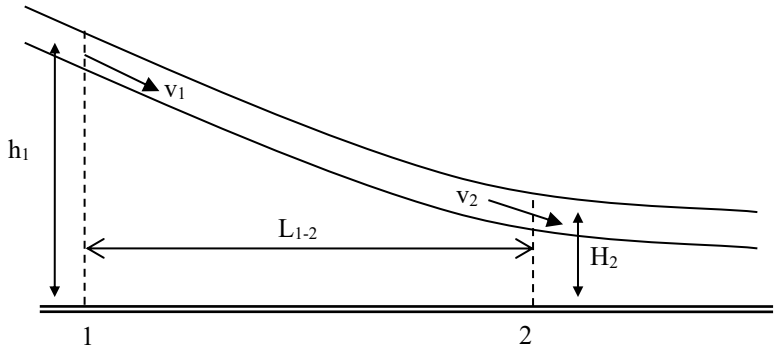


Fig.4.2 Secțiune longitudinală printr-o porțiune a unui curs de apă [1].

- v_1 – viteza fluidului la intrare (punctul 1) măsurată în [m/s];
- v_2 – viteza fluidului la ieșire (punctul 2) în [m/s];
- p_1 – presiunea fluidului la intrare [Pa];
- p_2 – presiunea fluidului la ieșire [Pa];
- h_1 – înălțimea (cota) fluidului la intrare [m];
- h_2 – înălțimea (cota) fluidului la ieșire [m];
- $L_{1\text{-}2}$ este distanța dintre punctele A și B.
- m – masa fluidului [kg];
- ρ – densitatea fluidului [kg/m^3];
- g – accelerația gravitațională [m/s^2].
- Termenii din relația (4.1) au următoarele semnificații energetice:
- termenul $\frac{1}{2}m\left(v_1^2 - v_2^2\right)$ reprezintă diferența de energie cinetică 1-2;
- $\frac{m}{\rho}\left(p_1 - p_2\right)$ este diferența de energie datorate variației de presiune cu altitudinea;
- termenul $mg\left(h_1 - h_2\right)$ reprezintă variația energiei potențiale între locațiile 1și 2.

Relația (4.1) reprezintă energia consumată în cazul unei turbine pentru a fi transformată în energie mecanică, respectiv energia rezultată prin pomparea cantității **m** de fluid respectând parametrii din relație.

De cele mai multe ori în hidrotehnică se utilizează așa numita înălțime echivalentă care se determină cu relația:

$$H_{1-2} = \frac{1}{2\,g}\left(v_1^2 - v_2^2\right) + \frac{1}{\varpi}\left(p_1 - p_2\right) + \left(h_1 - h_2\right) = h_d + h_p + H\,, \tag{4.2}$$

unde $\varpi = \rho \cdot g$ este greutatea specifică a apei [N/m^3] iar H este diferența de nivel sau de altitudine (*cădere de apă*). Mărimea echivalentă notată cu h_d se mai numește și *diferență de înălțime dinamică*.

Se consideră o porțiune a unui curs de apă având o diferență de nivel de 100 m. Se calculează înălțimile echivalente în cazul unei cantități de apă de masă m, care intră cu o viteză de 4 m/s[1] la presiunea atmosferică corespunzătoare cotei punctului 1 și iese cu viteza de 1,5 m/s la presiunea atmosferică corespunzătoare nivelului punctului 2. Știind că între presiuni există relația:

$$\ln\left(p_2 / p_1\right) = H/8240\,,$$

deci

$$p_2 = p_1 e^{H/8240}$$

și că p_1=100.000 Pa, g=9,81 m/s^2, iar greutatea specifică a apei este $\varpi_{H_2O} \approx 9.810\, N/m^3$ rezultă:

1. *h_d=0,70 m și h_d/H=7 10^{-3}, deci h_d<<H;*
2. *h_p=0,124 m și h_p/H=1,24 10^{-3}, deci h_p<<H.*

În concluzie căderile echivalente, corespunzătoare energiei cinetice și celei de presiune, se pot neglija, iar căderea echivalentă totală, sau căderea totală se determină cu relația:

$$H_{1-2} = H = h_1 - h_2 . \tag{4.3}$$

Pentru calculul lucrului mecanic efectuat de masa de apă *m*, între punctele 1 și 2 ale unui curs de apă, se poate utiliza relația:

$$W_{1-2} = mgH . \tag{4.4}$$

4.1.2. Puterea hidraulică

Puterea hidraulică teoretică (*puterea brută a unei căderi de apă*), sau potențialul hidroenergetic teoretic al căderii de apă, este dată de relația:

$$P_b = \frac{E}{t} = \frac{m \cdot g \cdot H}{t} = \frac{\rho \cdot V \cdot g \cdot H}{t} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H , \tag{4.5}$$

unde cu Q se notează debitul cursului de apă [m^3/s], H este căderea de apă în [m], ρ este densitatea masică a apei [kg/m^3] și g accelerația gravitațională [m/s^2]. Dacă pentru densitatea apei se adoptă valoarea ρ≈1000 [kg m^{-3}] iar pentru accelerația gravitațională g≈9,81 [m/s^2], atunci puterea hidraulică teoretică se calculează cu relația:

$$P_b = 9{,}81 \cdot Q \cdot H \text{ [kW]}. \tag{4.6}$$

Această putere este de fapt puterea teoretică care s-ar putea obține dintr-o cădere de apă fără a se ține cont de pierderi. Deoarece în instalațiile hidroenergetice au loc pierderi, puterea netă a unei căderi de apă este dată de diferență dintre puterea brută și aceste pierderi. Aceste pierderi, exprimate în metri de cădere, diminuează înălțimea totală H care se înlocuiește cu căderea netă H_n:

$$P_{bn} = 9{,}81 \cdot Q \cdot H_n \text{ [kW]}. \tag{4.7}$$

Energia maximă teoretică ce poate fi furnizată de sectorul de râu considerat se calculează cu relația:

$$E = (8760) \cdot 9{,}81 \cdot Q_{med} \cdot H \cdot \eta_{tot} = 86000 \cdot Q_{med} H \eta_{tot} \text{ [kWh/an]}, \tag{4.8}$$

unde:

- Q_{med} reprezintă debitul mediu anual al cursului de apă [m^3/s];
- H este căderea de apă [m];
- η_{tot} este randamentul global al centralei având valori în jur de 90 – 95% (85 – 92% randamentul turbinei hidraulice, 95 – 97% randamentul generatorului și în jur de 1% consumul serviciilor interne).

Puterea hidraulică specifică p_l este dată de relația:

$$p_l = \frac{P_{1-2}}{L_{1-2}} \text{ [kW/m]}. \tag{4.9}$$

4.2. CARACTERISTICILE AMENAJĂRILOR UNEI CHE

CHE au unele particularități față de alte tipuri de centrale electrice:

- sunt dependente de debitul de apă al râului, variabil în timp;

- sunt dependente de înălțimea de cădere a apei;
- sunt dependente de configurația geografică a zonei și de geologia ei, practic fiecare centrală hidroelectrică este diferită de celelalte, nu există posibilități de tipizare.

4.2.1. Noțiuni de hidrologie

Dimensionarea economică a amenajărilor hidrotehnice trebuie să țină seama de următoarele mărimi hidrologice [2]:

- debitul mediu zilnic Q_z [m^3/s] – media debitelor măsurate într-o zi;
- modulul sau debitul mediu interanual Q_{med} [m^3/s], reprezintă media pe 365 de zile a debitelor medii zilnice;
- Q_{medu} [m^3/s] - debitul mediu utilizabil – reprezintă o parte din debitul mediu disponibil Q_{md} ce poate fi utilizat pentru producerea energiei electrice;
- debitul de vârf Q_v care este debitul măsurat în cazul celei mai mari viituri cunoscute;
- debitul mediu specific q_m ca raport între debitul mediu anual și suprafața bazinului versant. Acesta permite compararea bazinelor versante și de obicei se exprimă în [$l/(s\ km^2)$];
- curba de debit mediu anual clasat (Fig.4.3), reprezintă în ordine descrescătoare a valorilor debitelor, numărul de zile anuale când debitele au depășit o anumită valoare;
- debitul instalat, Q_i, este valoarea maximă a debitului de apă care poate fi utilizat în scopuri energetice de turbinele unei centrale hidroelectrice (reprezintă debitul maxim care poate fi turbinat în regim normal la căderea netă de calcul).

Debitul instalat în centralele hidroelectrice Q_i este întotdeauna superior debitului mediu anual. Raportul $K=Q_i/Q_{med}$ se numește coeficient de suprainstalare. Acesta depinde de:

- rolul care se atribuie CHE în sistemul energetic;
- mărimea compensării prin acumulare.

4.2.2. Caracteristicile unui lac de acumulare

În figura 4.3 sunt prezentate nivelele și volumele caracteristice ale unui lac de acumulare.

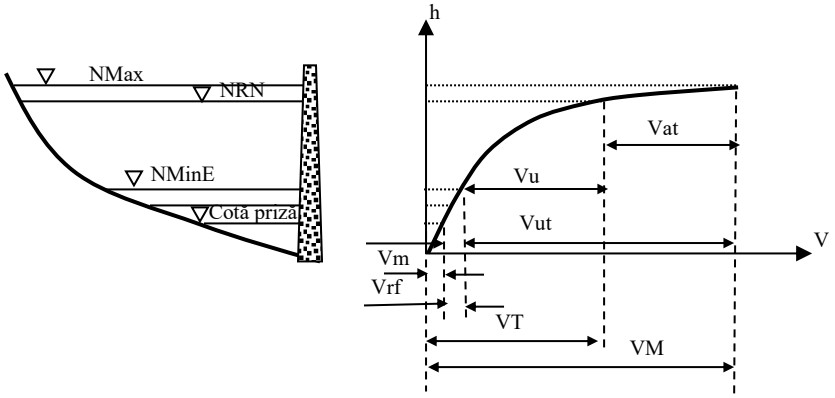


Fig.4.3 Nivelele și volumele caracteristice ale lacului e alimentare [1].

Nivelele caracteristice ale lacului de acumulare sunt:

- **Nivelul retenției normale** (*NRN*), care corespunde cotei maxime în exploatare fără deversări;
- **Nivelul maxim** (*Nmax*) - este situat la cota maximă calculată de evacuare a viiturii;
- **Nivelul minim energetic** (*NMinE*) - reprezintă cota minimă până la care poate fi scăzut nivelul apei, determinat pe considerente energetice, există și un nivel minim tehnic, stabilit pe considerente tehnice;
- **Nivelul prizei de apă** (*NPA*), indică cota la care este amplasată priza de apă a amenajării hidroelectrice.

Nivelurile menționate determină volumele caracteristice ale lacului de acumulare și anume:

- **Volumul util** (*Vu*), cuprins între *NRN* și *NMinE*, care poate fi utilizat pentru regularizarea energetică a debitelor;
- **Volumul de protecție împotriva viiturilor** (*Vat*), delimitat de *NRN* și *Nmax;*
- **Volumul rezervei de fier** (*Vrf*), delimitat de nivelul minim și de cel al prizei;
- **Volumul mort** (*Vm*), situat sub *NPA* și care nu poate fi folosit;
- **Volumul util total** (*Vut*) este constituit din volumul util și cel de protecție împotriva viiturilor: $V_{ut}=V_u+V_{at}$;
- **Volumul total al lacului** (*VT*) este cel care corespunde *NRN*: $V_T=V_m+V_{rf}+V_u$;
- **Volumul maxim** (*VM*), corespunde *Nmax* respectiv: $V_{max}=V_T+V_{at}$.

Coeficientul de acumulare al lacului, este definit de relația:

$$\alpha = \frac{V_u}{W_{an,m}} = \frac{V_u}{8760 \cdot 3600 \cdot Q_m} = \frac{V_u}{31{,}536 \cdot 10^6 \cdot Q_m}. \tag{4.10}$$

4.3. CLASIFICAREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE ȘI SCHEME DE AMENAJARE

Principalele funcții pe care trebuie să le îndeplinească amenajările hidroelectrice se referă la:

- asigurarea unei căderi de apă cât mai mari;
- asigurarea unui debit de apă cât mai mare;
- asigurarea dirijării și vehiculării apei spre turbine;
- uniformizarea debitului de apă prin compensarea variațiilor acestuia.

4.3.1. Clasificarea centralelor hidroelectrice

În general centralele hidroelectrice se clasifică în funcție de:

- modul în care asigură regularizarea debitului natural al cursului de apă:
  - ✓ fără acumulare;
  - ✓ cu acumulare, care dețin un rezervor ce permite modularea producției de electricitate:
  - ✓ cu acumulare mică, cu rol de compensare zilnică, săptămânală sau lunară;
  - ✓ cu acumulare medie, cu rol de compensare sezonieră;
  - ✓ cu acumulare mare cu rol de compensare anuală sau multianuală;
  - ✓ cu transfer de energie între două rețineri de apă – *centrale hidroelectrice cu acumulări prin pompare CHEAP*;
- modul de amplasare a centralei:
  - ✓ CHE pe firul apei;
  - ✓ CHE în derivație.
- tipul amenajărilor centralelor:
  - ✓ CHE cu cădere de apă mică, H < 20 m;
  - ✓ CHE cu cădere de apă medie 20 m < H < 100 m;
  - ✓ CHE cu cădere de apă mare 100 m < H < 2000 m;
- valoarea duratei de utilizare (T_u) a puterii instalate, centralele hidroelectrice se pot clasifica în:
  - ✓ CHE de vârf, cu T_u< 3000 h/an;
  - ✓ CHE de semi-vârf, cu T_u = (3000÷4000) h/an;
  - ✓ CHE de bază, cu T_u> 4000 h/an.

4.3.2. Scheme de amenajare a CHE

4.3.2.1. Scheme de amenajare a CHE pe firul apei

Amenajarea cuprinde un baraj care reține apa unui râu și o CHE amplasată chiar în albia, râului în imediata apropiere a barajului, cu care poate forma corp comun (Fig.4.4) sau amplasate la piciorul barajului.

Amenajările CHE pe firul apei au următoarele caracteristici [1]:

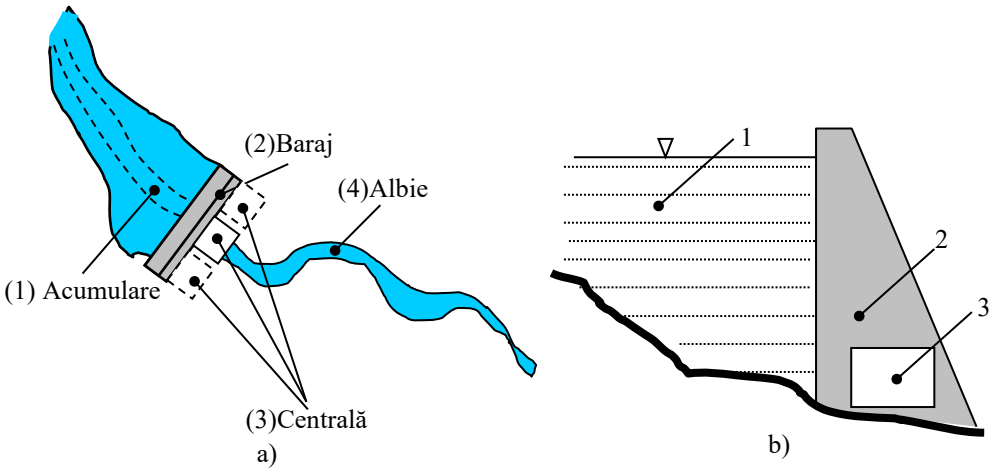


Fig.4.4 Amenajare CHE pe firul apei:
a) vedere de sus; b) vedere transversală.

- căderea de apă este mică sau medie, înălțimea de cădere a apei este dată exclusiv de ridicarea de nivel obținută prin baraj;
- posibilitățile de acumulare sunt reduse, în unele situații acumularea este practic nulă;
- coeficientul de suprainstalare este de obicei mare, în jur de 10;
- se folosesc în special pe cursuri de apă cu debite relativ mari;
- în exploatare sunt supuse unor variații mari de putere disponibilă, în funcție de nivelul apei din amonte de baraj.

Astfel de centrale hidroelectrice sunt foarte răspândite în România: pe Dunăre de la Porțile de Fier I și II, și zeci de centrale hidroelectrice din aval de hidrocentralele mari (pe râurile Bistrița, Someș, Olt, Argeș etc).

Față de axa barajului CHE pot fi amplasate central, lateral stânga sau dreapta sau lateral stânga-dreapta (Porțile de fier I, Porțile de fier II – o centrală pentru România pe malul stâng și alta pentru Serbia pe malul drept al Dunării).

4.3.2.2. Scheme de amenajare a CHE în derivație

Realizarea derivației (Fig.4.5) de la cursul normal al râului se face în două scopuri: fie pentru CHE de putere mică, când nu se utilizează tot debitul cursului de apă, fie pentru CHE de putere mare în scopul măririi căderii de apă. Realizarea schemei este posibilă prin *ridicarea nivelului amonte*, *coborârea nivelului aval* sau în *schemă mixtă*.

În practică se întâlnesc o mare diversitate de amenajări complexe:

- amenajarea unui bazin hidrografic, utilizând mai multe captări;
- amenajări cu trecerea apei dintr-un bazin hidrografic în altul;
- amenajarea integrală a unui curs de apă prin cascade de hidrocentrale.

În acest fel se asigură utilizarea de debite de apă ale afluenților râului principal sau ale unor afluenți care se varsă în râul principal în aval. În funcție de situație se pot realiza centrale

hidroelectrice pe traseele de aducțiune sau chiar mici stații de pompare, dacă prin acest lucru se câștigă căderi mari de apă. Astfel de amenajări se întâlnesc în zonele muntoase din Elveția, Franța, Austria, dar și în România în bazinul Lotrului și Someșului.

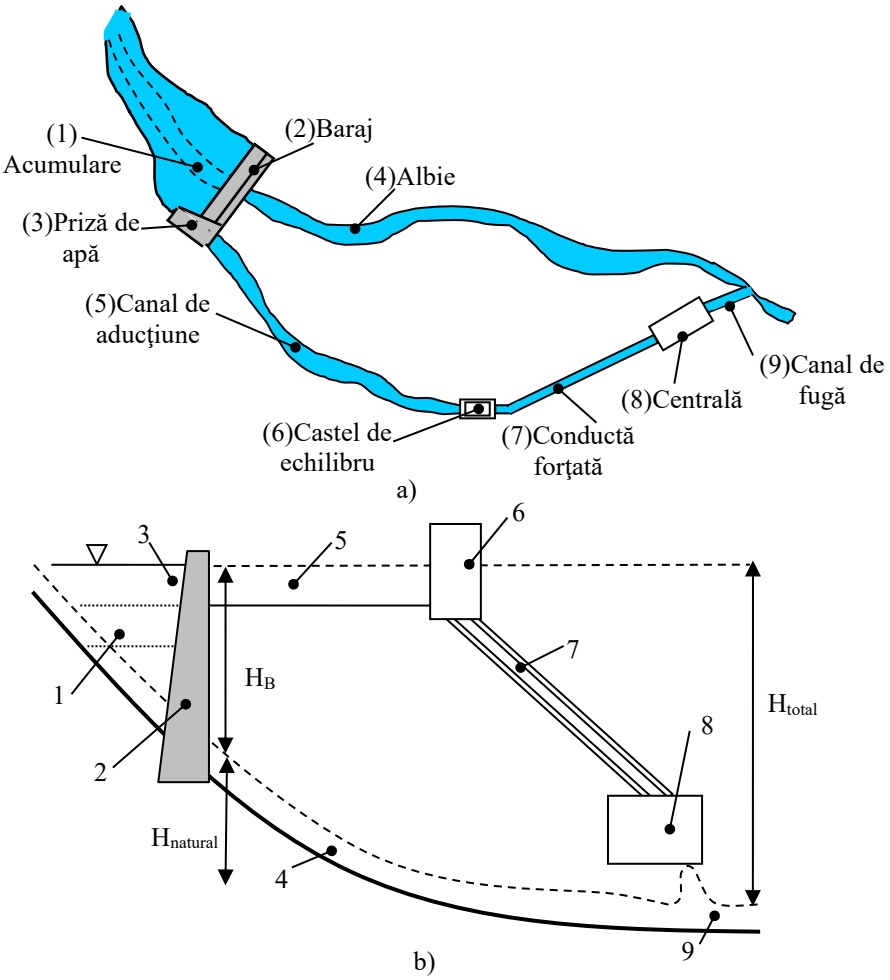


Fig.4.5 Amenajare CHE în derivație:
a) vedere de sus; b) vedere transversală.

4.4. INSTALAȚIILE UNEI CHE

Principalele elemente componente ale centralelor hidroelectrice sunt: lacul de acumulare, barajul, priza de apă, aducțiunea, castelul de echilibru, conducta forțată, distribuitorul, turbinele hidraulice, hidrogeneratoarele, canalul de fugă și captări și acumulări secundare, stația electrică de evacuare. La unele CHE pot lipsi unele elemente componente din lista prezentată mai sus.

1. **Lacul de acumulare** - acesta îndeplinește următoarele funcții:

➢ acumulează apa în perioadele cu precipitații, pentru a putea fi folosită în perioadele lipsite de precipitații;

➢ asigură căderea de apăi;

➢ regularizează cursul râurilor în aval.

În cazul CHE cu lac de acumulare, coeficienții de suprainstalare sunt mai mari, centralele putând fi utilizate ca centrale de vârf;

2. **Barajul** - este o construcție hidrotehnică, amplasată transversal pe valea unui curs de apă, care obligă apa să treacă spre hidroagregate. Barajul îndeplinește următoarele roluri:

➢ ridică înălțimea apei în amonte și realizarea sau mărirea căderii de apă;

- devierea unui curs de apă sau a unei părți din debitul acesteia, atunci când acesta nu se utilizează integral;
- realizarea unei acumulări pentru regularizarea debitului.

Barajele sunt prevăzute cu o serie de instalații anexe:

- instalații de deversare;
- vane de evacuare a apelor;
- deschideri la bază pentru spălarea aluviunilor;
- ecluze de navigație;
- scări pentru trecerea peștilor etc.

Evacuatorii de ape mari servesc pentru descărcarea controlată în aval a debitelor maxime afluente în lacul de acumulare și se realizează fie prin instalații de deversare fie prin conducte sau galerii de golire. Pentru a se evita coroziunea barajului în aval, se prevede în dreptul deversorului, un disipator hidraulic, realizat de cele mai multe ori sub forma unei saltele de apă (bazin cu apă staționară). Barajele sunt foarte diferite, atât ca înălțime, materiale folosite și mod de execuție, elemente care în foarte mare măsură sunt determinate de natura terenului de fundație, condițiile tehnice și economice. În raport cu modul de asigurare a stabilității barajului față de presiunea hidrostatică a apei din amonte, barajele se clasifică în baraje de greutate și baraje în arc;

3. **Aducțiunea** - aducțiunea asigură circulația apei între captare și centrala hidroelectrică propriu zisă. Pentru amenajările pe firul apei, aducțiunea este foarte scurtă și este formată numai dintr-o conductă forțată.

Pentru amenajările CHE în derivație, aducțiunea cuprinde următoarele elemente (Fig.4.5):

- priza de apă;
- canalul de aducțiune;
- castelul de echilibru;
- conducta forțată;
- distribuitorul.

4.5. TURBINE HIDRAULICE

4.5.1. Turația specifică

Turația specifică (rapiditatea) este o mărime care caracterizează o familie de turbine și care permite o clasificare a diferitelor turbine.

Ea se definește ca fiind viteza unei turbine similară, din punct de vedere geometric și cinematic, care produce o putere de 1 CP (736 W) pentru o cădere de 1 m. Ea se calculează cu relația:

$$n_s = \frac{n}{H}\sqrt{\frac{P}{\sqrt{H}}}\left[\frac{CP^{0,5}}{min \cdot m^{1,25}}\right], \qquad (4.11)$$

unde:

- n – este turația nominală a turbinei [rot/min];
- P – puterea nominală a turbinei [CP];
- H – căderea de apă [m].

O definiție similară cu cea anterioară pentru n_s ar fi: „turația specifică, n_s, se definește ca fiind turația la care o turbină ar lucra cu randamentul maxim la deschiderea completă a

aparatului director, la o cădere de l m, având dimensiunile astfel modificate încât să dezvolte o putere de 1CP (0,736 kW)".

Cu cât turația specifică a turbinei este mai mare, cu atât diametrul rotorului turbinei este mai mic, ele fiind într-o relație de invers proporționalitate. Turația specifică este unul din criteriile de bază în alegerea turbinelor care echipează o amenajare hidroenergetică.

4.5.2. Clasificarea turbinelor hidraulice

Turbinele hidraulice se clasifică după mai multe criterii:

1. **După principiul de funcționare**, turbinele hidraulice se împart în:

➢ **turbine cu acțiune** (de egală presiune), la care energia potențială a apei este transformată aproape în întregime în energie cinetică până la ieșirea din statorul turbinei, iar rotorul are rolul numai de a prelua această energie, din această categorie fac parte turbinele **Pelton**;

➢ **turbine cu reacțiune** (cu suprapresiune), la care energia potențială a apei se transformă în energie cinetică a rotorului în interiorul turbinei; din această categorie fac parte turbinele **Francis, Kaplan și bulb**.

2. **După ponderea zonei de curgere** a apei pe circumferința rotorului, admisia apei poate fi:

➢ **parțială**, când curgerea apei se realizează printr-un singur punct sau mai multe puncte ale circumferinței rotorului;

➢ **totală,** când curgerea apei se realizează în mod uniform pe întreaga circumferință a rotorului.

3. **După direcția de admisie a apei în rotor**, se deosebesc următoarele tipuri de admisie:

➢ **axială**, după o direcție paralelă cu axa de rotație a turbinei;

➢ **oblică**;

➢ **radială**, după direcția razei;

➢ **transversală**, când unghiul dintre direcția de admisie și rază este de cel mult 45°;

➢ **tangențială**, când unghiul format dintre direcția de admisie și tangentă este mai mic de 45°.

Scurgerea apei din rotor poate fi: axială, radială sau radial-axială;

4. După turația specifică (Tabelul 4.1):

➢ lente;

➢ normale;

➢ rapide.

La fiecare amenajare concretă, în funcție de căderea nominală a apei și puterea estimată a se obține, se poate alege tipul de turbină cel mai favorabil în conformitatea cu tabelul 4.1.

Tabelul 4.1 Date de performanță pentru turbine hidraulice

Tipul turbinei	Varianta	Rapiditate n_s	Căderea netă H [m]	Dispoziție ax
Pelton	lent	1 - 10	> 300	orizontală
	normal	11 - 25		verticală
	rapid	26 - 60		
Francis	lent	60 - 150	50 - 625	verticală
	normal	151 - 250		orizontală
	rapid	251 - 350		
Kaplan	lent	300 - 600	10 - 90	verticală
	normal	601 - 800		
	rapid	801 - 1200		
Bulb	lent	500 - 900	< 16,6	orizontală
	normal	901 - 1400		verticală
	rapid	1401 - 2000		

4.6. IMPACTUL AMENAJĂRILOR HIDROELECTRICE ASUPRA MEDIULUI

Amenajările hidroelectrice produc modificări ale mediului înconjurător. Aceste efecte pot fi grupate în [2]:

1. Efecte produse de baraje în amonte:

- *inundarea unor suprafețe de teren* – construcția barajului și realizarea acumulărilor de apă au un impact social și funciar prin inundarea unor terenuri agricole, forestiere sau chiar prin transmutarea unor comunități. Pe de altă parte aceste amenajări hidraulice pot provoca modificări în pânza freatică și asupra surselor de apă. Este posibilă apariția unor alunecări de teren sau chiar a unor microseisme la umplerea lacurilor de acumulare;
- *riscuri de rupere (spargere) a barajului* – barajul ajută la stocarea unei energii potențiale enorme. Principalele cauze care pot produce ruperi ale barajelor sunt: insuficiența posibilității evacuării apei în cazul apariției unor viituri (cazul barajelor de pământ și anrocamente) și un comportament neadecvat al fundațiilor;
- *obstacol împotriva corpurilor solide* – obiectele flotante sunt oprite astfel încât barajele pot contribui la curățarea unor râuri, bineînțeles cu condiția ca această curățire să se facă regulat, astfel încât să nu apară obstrucționarea în alimentarea cu apă a centralelor;
- *consecințe ale acumulărilor de apă* – acumularea apei conduce la modificării termice și chimice în adâncimea lacurilor de acumulare. depunerile, sedimentele, ajunse pe fundul acumulărilor pot încuraja dezvoltarea unei flore acvatice (plancton, alge) care în anumite condiții poate provoca atrofierea acumulării – reducerea cantității de oxigen și moartea faunei . Totodată marile acumulări pot provoca modificări climatice locale în primul rând datorate evaporării apei (ceață);

2. Efecte produse de baraje în aval:

- *eroziunea* – sedimentele sunt reținute în spatele barajelor astfel încât malurile râurilor, în aval de baraje, sunt supuse erodărilor;
- *consecințele lucrărilor subterane* – galeriile de aducțiune constituie adevărate drenaje pentru masivii traversați în cazul în care acestea nu sunt pline cu apă. În cazul umplerii acestora ele devin surse de presiune asupra structurilor geologice pe care le traversează;
- *eliminarea viiturilor medii* – marile acumulări permit preluarea viiturilor din amonte până în anumite limite. consecințele pot fi favorabile în cazul apariției unor inundații, sau defavorabile pentru faună, floră și chiar un pericol în cazul apariției unor viituri mari.

3. Impact economic local:

Înafara producerii de energie electrică, amenajările hidrotehnice pot avea și alte consecințe asupra dezvoltării locale prin construcția de echipamente, dezvoltarea infrastructurii, dezvoltarea turismului, crearea de locuri de muncă, irigații, navigație, creșterea volumului taxelor locale etc.

4.7. APLICAȚII

Aplicația 4.1. Pe un sector de râu de lungime L=20 km, cu o diferență de nivel H=150 m și un debit mediu multianual Q_{med}=20 m^3/s, se cere să se calculeze potențialul hidroenergetic teoretic liniar al sectorului respectiv, precum și valorile specifice ale acestuia.

Soluție:

- Potențialul hidroenergetic teoretic liniar va fi dat de puterea medie a sectorului de râu considerat:

$$P_{med} = 9{,}81 \cdot Q_{med} \cdot H = 9.81 \cdot 20 \cdot 150 = 29430\ \text{kW} = 29{,}43\ \text{MW};$$

- Energia anuală disponibilă este

$$E_{an} = P_{med} \cdot T_{an} = 29{,}43 \cdot 8760 = 257807\ \text{MWh} = 257{,}8\ \text{GWh};$$

- Potențialul hidroenergetic liniar specific este:

$$p = \frac{P_{med}}{L} = \frac{29430\ \text{kW}}{20\ \text{km}} = 1472\ \text{kW/km};$$

- Energia anuală specifică va fi:

$$e = \frac{E_{an}}{L} = \frac{257807}{20} = 12890\ \text{MWh/km} = 12{,}9 \cdot 10^6\ \text{kWh}/(\text{an} \cdot \text{km}).$$

Aplicația 4.2. În lacul de acumulare al unei CHE, având un volum util V_u=140 mil.m^3, este captat un debit mediu multianual Q_{med}=8 m^3/s. Să se determine:
a. coeficientul de acumulare a lacului;
b. capacitatea energetică a acumulării, cunoscând căderea brută medie a CHE, H_{bmed}=300 m și randamentul mediu al centralei η_{med}=0,8;
c. Care este puterea instalată a acestei CHE, dacă coeficientul de suprainstalare este K_i=5;
d. Care este durata de utilizare a puterii instalate a CHE.

Soluție:

- Coeficientul de acumulare se calculează cu raportul dintre volumul util al lacului și stocul anual mediu:

$$\alpha = \frac{V_u}{Q_{med} \cdot T_{an}} = \frac{140 \cdot 10^6}{8 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600} = 0{,}55;$$

- Capacitatea energetică a acumulării este dată de energia obținută prin turbinarea întregului volum util al lacului:

$$E_{ac} = \eta_{med} \rho g V_u H_{bmed} = \eta_{med} \frac{1000[\text{kg/m}^3] \cdot 9{,}81[\text{m/s}^2] \cdot V_u[\text{m}^3] \cdot H_{bmed}[\text{m}]}{1000} [\text{kWs}] =$$

$$= \eta_{medt} \frac{V_u \cdot H_{bmed}}{3600/9{,}81} [\text{kWh}] = \frac{\eta_{med} \cdot V_u \cdot H_{bmed}}{367} = \frac{0{,}8 \cdot 140 \cdot 10^6 \cdot 300}{367} = 91{,}5 \cdot 10^6\ \text{kWh}$$

- Se calculează debitul instalat:

$$Q_i = K_i \cdot Q_{med} = 5 \cdot 8 = 40\ \text{m}^3/\text{s};$$

- Puterea instalată a centralei hidroelectrice va fi:

$$P_i = 9{,}81 \cdot \eta_{med} \cdot Q_i : H_{bmed} = 9{,}81 \cdot 0.8 \cdot 40 \cdot 300 = 94176\ \text{kW} \cong 94\ \text{MW};$$

- Durata de utilizare a puterii instalate este:

$$T_u = \frac{E_{ac}}{P_i} = \frac{91{,}5 \cdot 10^6}{94176} = 972 \quad \text{h/an}.$$

Aplicația 4.3. Dimensionarea unei microhidrocentrale

Amenajarea va fi construită pe albia unui râu (Fig.4.6). Din calculele făcute pe teren râul deține un debit mediu Q_{med} = 4 m^3/s. Barajul va avea o astfel de înălțime încât lacul de acumulare format să nu depășească malurile albiei pentru a se evita inundațiile în amonte de baraj, adică să nu depășească lățimea de L = 15 m. Căderea de apă se va obține atât prin baraj, dar și prin folosirea unei aducțiuni în derivație pe o lungime de L_d = 500 de metri, cu o pantă p

= 7%, astfel încât microhidrocentrala să fie amplasată în aval de baraj. Coeficientul de suprainstalare prevăzut este $K = Q_i/Q_{med} = 1,5$.

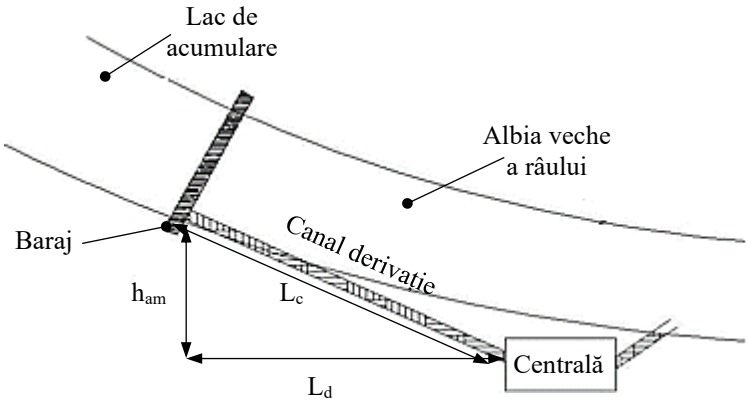


Fig.4.6 Detaliu amenajare

Soluție:

Plecând de la valorile măsurate pe teren s-a stabilit o înălțime a barajului h_b =5 m, pentru a fi siguri că în nici o situație apa din lacul format nu va depăși malurile albiei. La o panta medie de 7% căderea de apă obținută va fi:

$$h_{am} = \frac{p}{100} \cdot L_d = \frac{7}{100} \cdot 500 = 35 \text{ m},$$

iar lungimea canalului de aducțiune L_c = 525 m.

Căderea totală de apă va fi:

$$H = h_b + h_{am} = 5 + 35 = 40 \text{ m}.$$

Puterea medie generată va fi:

$$P_{med} = \rho \cdot Q_{med} \cdot g \cdot H = 1000 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 40 \approx 1570 \text{ kW}$$

unde ρ este densitatea [kg/m^3] apei, g accelerația gravitațională [m/s^2].

A. Dimensionare barajului și a lacului de acumulare

Pentru dimensionarea barajului este necesară luarea în considerare a tuturor eforturilor la care este supus acesta, precum și a caracteristicilor solului pe care este amplasat.

Se urmărește determinarea dimensiunilor barajului (grosime, formă) și a materialelor de construcție astfel încât construcția să reziste în condiții optime la cele mai solicitante eforturi și forțe care acționează asupra sa.

Se consideră un element de baraj de lungime egală cu 1 metru și de formă paralelipipedică (pentru simplificare). Se consideră cazul simplu când asupra barajului acționează doar forța proprie de greutate G și forța de împingere a apei W. Aceste forțe au expresiile:

$$G = \gamma_1 \cdot h_b \cdot e \cdot 1 = \gamma_1 \cdot h_b \cdot e,$$

unde γ_1 reprezintă greutatea specifică a betonului [N/m^3], h_b este înălțimea barajului [m] și e reprezintă lățimea barajului.

Dacă expresia lui *G* este evidentă, expresia lui *W* se obține considerând o variație liniara a presiunii statice, respectiv a forței cu adâncimea:

$$W = p_{med} \cdot S = \frac{\gamma \cdot 0 \cdot 1 + \gamma \cdot h_b \cdot 1}{2} \cdot h_b = \frac{\gamma \cdot h_b^2}{2},$$

unde p_{med} reprezintă presiunea medie a apei pe înălțimea barajului, iar γ reprezintă greutatea specifică a apei.

Punctul lor de aplicație va fi: pentru G la înălțimea $h_b/2$ iar pentru W la $h_b/3$ de la bază datorita triunghiului forțelor de presiune (Fig.4.7).

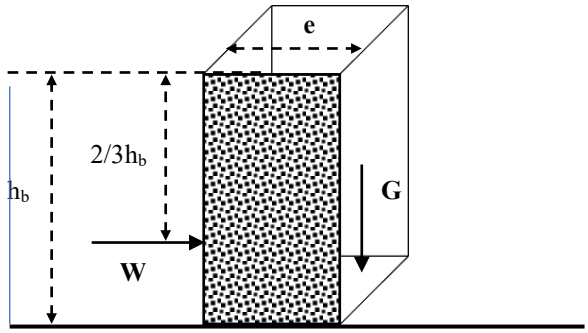


Fig.4.7 Modelul de calcul al unui baraj de greutate.

Grosimea „ **e**” a barajului se va determina pe baza a două ipoteze:

1. Să nu alunece, caz în care forța de împingere a apei trebuie să fie mai mică decât forța de frecare care poate să apară între baraj și fundație:

$$W \le \mu \cdot G \Rightarrow \frac{\gamma \cdot h_b^2}{2} \le \mu \cdot e \cdot \gamma_1 \cdot h_b .$$

Condiția finală va fi:

$$e \ge \frac{\gamma \cdot h_b}{2 \cdot \mu \cdot \gamma_1} = \frac{1000 \cdot 5}{2 \cdot 0{,}3 \cdot 4000} = 2{,}08\text{m}$$

unde μ este coeficientul de frecare între baraj și fundație și se alege în funcție de tipul solului pe care este amplasat barajul.

2. Să nu se răstoarne, caz în care momentul de răsturnare dat de forța de împingere a apei trebuie să fie mai mic decât momentul de răsturnare dat de forța de greutate, adică:

$$G \cdot \frac{e}{2} \ge W \cdot \frac{h_b}{3}$$

condiția finală fiind

$$e \ge h_b \sqrt{\frac{\gamma}{3 \cdot \gamma_1}} = 5 \cdot \sqrt{\frac{1000}{3 \cdot 4000}} = 1{,}44\text{m}.$$

Se adoptă valoarea cea mai mare, adică grosimea barajului **e = 2,1 m.**

În realitate calculul unui baraj este mult mai complicat și ține seama tipul și forma barajului în secțiune, cât și de alte forțe care acționează asupra unui baraj:

- presiunea sloiurilor de gheață;
- presiunea valurilor;
- presiunea datorată cutremurelor;
- forțele de inerție datorate cutremurelor;
- forțele determinate de tipului solului de fundație;
- presiunea exercitată de apa infiltrată sub baraj.

Lungimea lacului de acumulare se calculează ținând cont de înălțimea barajului și de panta cursului de apă. Astfel pentru o pantă de 4% și o înălțime a barajului de 5 metri lungimea lacului de acumulare va fi:

$$L_{lac} = \frac{h_b}{p} = \frac{5}{0{,}04} = 125 \text{ m}.$$

Volumul aproximativ al lacului de acumulare va fi:

$$V = \frac{L_{lac} \cdot h_b \cdot L}{2} = \frac{125 \cdot 5 \cdot 15}{2} = 9375\ m^3.$$

B. Dimensionarea aducțiunii și a prizei de apă

Pentru microhidrocentrala proiectată se va alege o conductă de aducțiune din material plastic (PVC), asemănătoare cu cele folosite în lucrările pentru canalizare. În dimensionarea conductei de aducțiune și a prizei de apă calculul pornește de la formula debitului:

$$Q = S \cdot v.$$

Datorită tipului de conductă ales se recomandă ca viteza apei prin acesta să fie v = 2 m/s. Astfel se poate calcula secțiunea conductei de aducțiune:

$$S = \frac{Q_{med}}{v} = \frac{4}{2} = 2\ m^2,$$

iar diametrul conductei de aducțiune rezultă:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2}{\pi}} \approx 1{,}596\ m$$

Se adoptă o conducta cu **D = 1,60 m**, iar in acest caz viteza devine:

$$v = \frac{Q_{med}}{S} = \frac{4Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 4}{\pi \cdot 1{,}60^2} = 1{,}99\ m/s$$

C. Calculul puterii maxime disponibile

C1. Pierderi de putere în instalațiile CHE

Aceste pierderi de putere, datorită proporționalității puterii hidraulice cu înălțimea căderii de apă, pot fi estimate prin diferențe de nivel.

1. Pierderi cauzate de frecări

Pierderile datorate frecărilor în conducte și canale pot fi exprimate cu ajutorul legii Darcy-Weisbach, care prin aplicarea principiului de conservare a masei, în regim staționar pentru fluide care circulă prin conducte, stabilește următoarea relație:

$$h_f = f\left(\frac{L}{D}\right)\frac{v^2}{2g}, \tag{4.12}$$

unde

- f este factorul de frecare (adimensional);
- L este lungimea conductei în m;
- D reprezintă diametrul conductei în m;
- v este viteza medie în m / s;
- g este accelerația gravitațională g (9.81 m/s^2).

În cazul curgerii laminare, f poate fi calculat direct cu relația:

$$f = \frac{64\mu}{\rho v D} = \frac{64}{Re}. \tag{4.13}$$

Conform ecuației (4.13), pentru curgere laminară, factorul de frecare f este independent de rugozitatea peretelui și invers proporțional cu numărul Reynolds. Faptul că, aparent, f scade atunci când crește Re, nu înseamnă că prin creșterea vitezei scad pierderile prin frecare. Înlocuind f în ecuația (4.12) se obține relația următoare:

$$h_f = \frac{64\mu}{\rho v D}\frac{L}{D}\frac{v^2}{2g} = \frac{32\mu \cdot L \cdot v}{\rho \cdot g \cdot D^2}, \tag{4.14}$$

care arată că pierderile prin frecare, în cazul curgerii laminare, sunt proporționale cu v și invers proporționale cu D^2.

Atunci când curgerea este practic turbulentă (Re >> 2000), factorul de frecare va deveni mai puțin dependent de numărul Reynolds și mai dependent de rugozitatea relativă e/D, unde:

- e reprezintă rugozitatea (înălțimea medie a neregularităților de pe peretele conductei);
- D este diametrul conductei D.

În tabelul 4.2 sunt prezentate câteva valori ale rugozității pentru diferite materiale.

Tabelul 4.2. Rugozitatea pentru diferite conducte

Materialul conductei	e(mm)
Polietilenă	0,003
Fibră de sticlă cu epoxy	0,003
Oțel nesudat – tras - (nou)	0,025
Oțel nesudat (ruginit)	0,250
Oțel nesudat (galvanizat)	0,150
Oțel sudat	0,600
Fontă emailată	0,120
Ciment cu azbest	0,025
Lemn	0,600
Beton	0,180

Pentru determinarea factorului de frecare se poate utiliza diagrama Moody (Fig.4.8). Diagrama Moody este un grafic în formă non-dimensională care se reprezintă factorul de frecare Darcy în funcție de numărul Reynolds și de rugozitatea relativă pentru o conductă circulară. Acesta poate fi utilizat pentru calculul pierderilor de presiune sau de debit într-o astfel de conductă.

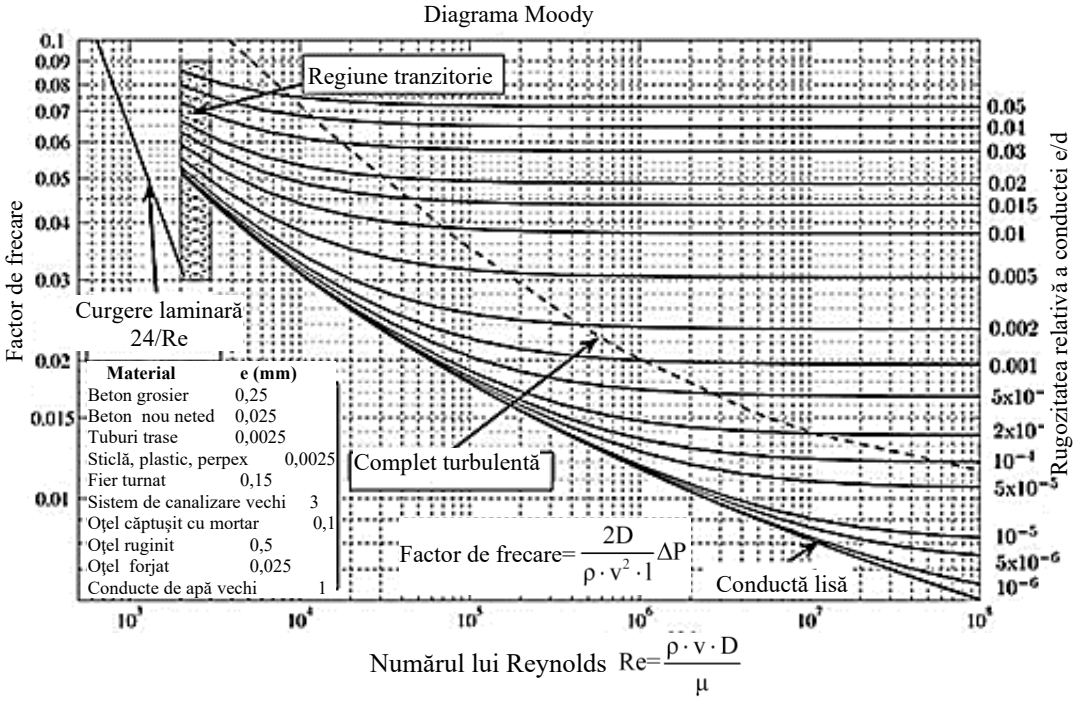


Fig.4.8 Factorul de frecare în funcție de numărul lui Reynolds pentru diferite rugozități – diagrama Moody [http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Moody_chart_ar.png].

De-a lungul timpului s-au dezvoltat mai multe formule empirice care permit calculul pierderilor în conducte. Acestea, în general, nu se bazează pe principii solide fizice și uneori sunt caracterizate de lipsa coerenței dimensionale. Ipotezele care se iau în calculul pierderilor pentru o conductă sunt:

a) independență față de presiunea apei;

b) liniar proporționale cu lungimea conductei;
c) invers proporționale cu o diametrul conductei la o anumită putere;
d) proporționale cu viteza apei la o anumită putere;
e) influențate de rugozitatea peretelui în cazul curgerii turbulente

Una dintre aceste formule, utilizate pe scară largă pentru a estima debitul în canale deschise, dar de asemenea, aplicabilă și pentru conducte închise, a fost dezvoltată de Manning:

$$Q=\frac{1}{n}\frac{A^{5/3}\cdot C_h^{1/2}}{P^{2/3}}, \tag{4.15}$$

unde:

- n este coeficientul de rugozitate Manning;
- P este perimetrul interior al conductei [m];
- A este aria secțiunii transversale a conductei [m^2];
- $C_h = h_f/L$ este gradientul hidraulic sau pierderile pe metru liniar/

Aplicarea relației de mai sus, pentru o conductă circulară închisă complet, conduce la următoarea expresie:

$$C_h=\frac{10{,}29\cdot n^2\cdot Q^2}{D^{5{,}333}}. \tag{4.16}$$

În Tabelul 4.3 este prezentat coeficientul Manning, n, pentru câteva tipuri comerciale de conducte

Tabelul 4.3 Manning coefficient n for several commercial pipes

Tip de conductă	n
Oțel sudat	0.012
Polietilenă (PE)	0.009
PVC	0.009
Ciment cu azbest	0.011
Fontă ductilă	0.015
Fontă	0.014
Șipcă de lemn (nou)	0.012
Beton	0.014

Să se calculeze utilizând diagrama Moody, și apoi ecuațiile lui Manning, pierderile prin frecare într-o conductă cu diametrul D= 1 m, din oțel tras, cu o lungime L= 500 m pentru un debit de 2,5 m^3/s.

Soluție:

a. *diagrama Moody*

- rugozitatea relativă

$$e/D = 0{,}6\cdot 10^{-3}\ /1 = 0{,}6\cdot 10^{-3};$$

- numărul lui Reynolds

$$Re=\frac{\rho\cdot v\cdot D}{\mu}=\frac{\rho\cdot v\left(\frac{D^2}{4}\right)}{\mu\cdot\pi\left(\frac{D}{4}\right)}=\frac{\rho\cdot Q}{\mu\cdot\pi\left(\frac{D}{4}\right)}=\frac{1000\left[kg/m^3\right]\cdot 2{,}5\left[m^3/s\right]}{8{,}9\cdot 10^{-4}\left[Pa\cdot s\right]\cdot\pi\left(\frac{1}{4}\right)\left[m\right]}=357\cdot 10^4,$$

cu $\mu=8{,}90\cdot 10^{-4}$ Pa·s la 25 °C;

- factorul de frecare din diagrama Moody

$$f=0{,}048;$$

- pierderile

$$v=\frac{Q}{\pi\frac{D^2}{4}}=\frac{2,5}{\pi\frac{1^2}{4}}=3,18\,[m/s];$$

$$h_f=f\frac{L}{D}\frac{v^2}{2g}=0,017\frac{500\cdot 3,18^2}{2\cdot 9,81\cdot 1^2}=4,38\,[m];$$

b. *formula lui Manning*

- n=0,012 pentru conducte din oțel sudat

$$\frac{h_f}{L}=\frac{10,29\cdot 0,012^2\cdot 2,5^2}{1^{5,333}}=0,009;$$

$$h_f=500\cdot 0,009=4,6\,[m].$$

Se constată o diferență relativ mică (circa 5%) între cele două rezultate.

2. Pierderi cauzate de turbulențe

Apa curge printr-un sistem de conducte, cu intrări, coturi, modificări bruște ale secțiunii, grătare, vane și alte, astfel încât vor apărea pierderi suplimentare. în plus față de pierderile prin frecare, pierderi cauzate vâscozității interioare. Aceste pierderi depind de viteză și sunt proporționale cu energia cinetică ($Kv^2/2g$).

a. *Pierderi în grătare*

Un ecran sau grătar este întotdeauna necesar la intrarea într-o conductă de presiune. Pierderile prin acestea, deși de obicei mici, pot fi calculate cu relația lui Kirchmer (Fig.4.9):

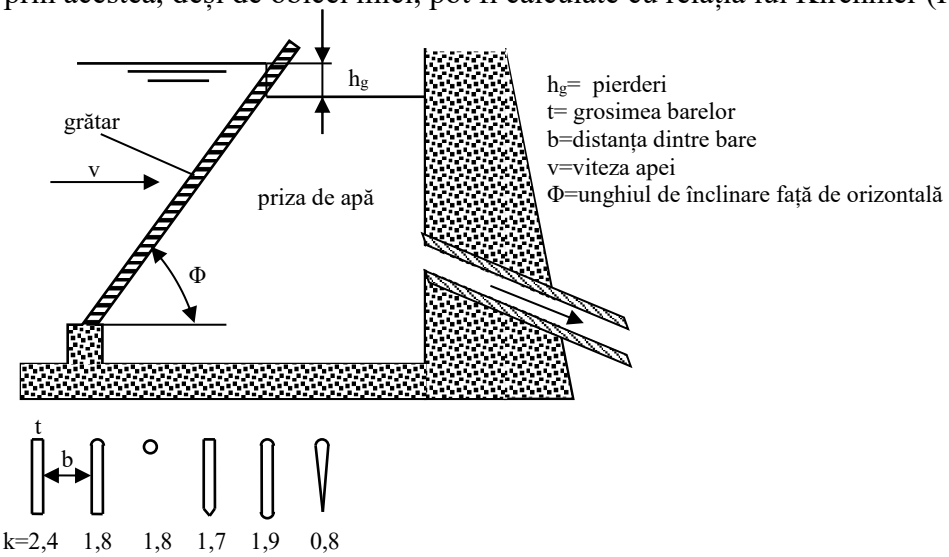


Fig.4.9 Explicativ la pierderile prin grătare.

$$h_t=K_t\left(\frac{t}{b}\right)^{\frac{4}{3}}\left(\frac{v_0^2}{2g}\right)\sin\Phi, \qquad (4.15)$$

unde parametrii sunt identificați în figura 4.9.

În cazul în care viteza de pătrundere a apei nu este perpendiculară pe grătar, dar face un unghi β cu debitul de apă (β poate avea o valoare maximă de 90 ° pentru un grătar situat în peretele lateral al unui canal), pierderile suplimentare se calculează cu relația:

$$h_\beta=\frac{v_0^2}{2g}\sin\beta. \qquad (4.16)$$

b. *Pierderea de putere în coturi*

Curgerea fluidului în coturi determină o creștere a presiunii de-a lungul peretelui exterior și o scădere a presiunii de-a lungul peretelui interior. Acest dezechilibru al presiunii provoacă un flux secundar de fluid așa cum este arătat în figura 4.11, a. Fluxul principal longitudinal și cel secundar vor avea drept rezultat curgerea fluidului în spirală. Pierderea de putere, produsă în aceste condiții, depinde de raza de îndoire și de diametrul conductei. Mai mult, având în vedere circulația secundară, există o pierdere prin frecare secundară, dependentă de rugozitatea relativă, e/D. În figura 4.10, b se prezintă valoarea coeficientului K_b pentru diferite valori ale raportului R/D diverse valori ale rugozității relative, unde R este raza de curbură a cotului. În general, se poate considera că în țevi din oțel nesudate pierderea în coturi cu unghiuri sub 90º este aproape proporțională cu unghiul de îndoire. Problema este extrem de complexă atunci când coturi succesive sunt plasate unul după altul, destul de aproape.

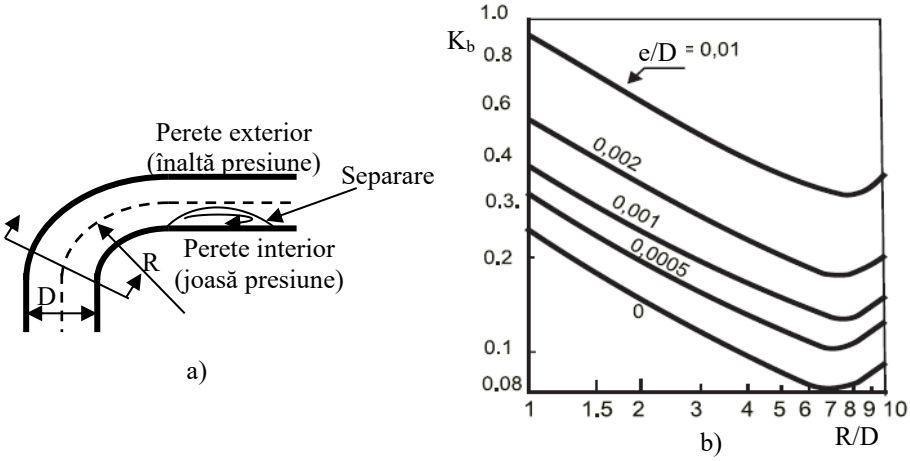


Fig.4.10 Coeficientul K_b în funcție de raportul R/D și de rugozitatea relativă.

C2. Pierderile în aducțiune

Pentru situația dată se calculează:

- *pierderile datorate frecărilor în conducte și canale* pot fi exprimate cu ajutorul legii Darcy-Weisbach (4.14)

$$h_f = \frac{32\mu \cdot L_c \cdot v}{\rho \cdot g \cdot D^2} = \frac{32 \cdot 0{,}9 \cdot 525 \cdot 1{,}99}{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 1{,}60^2} \cong 1{,}2\,\text{m},$$

iar dacă curgerea este turbulentă (Re >> 2000), se aplică relația lui Manning (4.16):

$$C_h = \frac{10{,}29 \cdot n^2 \cdot Q^2}{D^{5{,}333}} = \frac{10{,}29 \cdot 0{,}009^2 \cdot 3{,}5^2}{1{,}60^{5{,}333}} = 8{,}32 \cdot 10^{-4} \Rightarrow h_f = 8{,}32 \cdot 10^{-4} \cdot 525 \approx 0{,}44\ \text{m}$$

- *pierderi în grătare* - relația lui Kirchmer – figura 4.9:

$$h_t = K_t \left(\frac{t}{b}\right)^{\frac{4}{3}} \left(\frac{v^2}{2g}\right) \sin\Phi = 2{,}4 \cdot (0{,}4)^{4/3} \cdot \frac{1{,}99^2}{2 \cdot 9{,}81} \sin 45° = 0{,}10\ \text{m}.$$

În cazul în care viteza de pătrundere a apei nu este perpendiculară pe grătar, dar face un unghi β cu debitul de apă (β poate avea o valoare maximă de 90 ° pentru un grătar situat în peretele lateral al unui canal), pierderile suplimentare se calculează cu relația:

$$h_\beta = \frac{v_0^2}{2g} \sin\beta = \frac{1{,}99^2}{2 \cdot 9{,}81} \sin 45° = 0{,}14\,\text{m}.$$

➢ *pierderea de putere în coturi* - curgerea fluidului în coturi determină o creștere a presiunii de-a lungul peretelui exterior și o scădere a presiunii de-a lungul peretelui interior

$$h_c = K_b \frac{v_0^2}{2g} = 0{,}5 \frac{1{,}99^2}{2 \cdot 9{,}81} = 0{,}10\,\text{m}$$

R=2 m, e/D=0,003/1,6=0,001875, R/D=1,25, K_b=0,5

C3. Calculul puterii maxime disponibile

Se calculează căderea netă de apă a instalației hidroenergetice. Căderea netă de apă reprezintă diferența dintre căderea brută de apă și pierderile de nivel datorate componentelor instalației hidroenergetice: conductă de aducțiune, conductă forțată, vane:

$$H_n = H - (h_f + h_t + h_\beta + 2 \cdot h_c) = 40 - (1{,}2 + 0{,}10 + 0{,}14 + 2 \cdot 0{,}10) = 38{,}36\,\text{m};$$

$$P_{max.disp} = \rho \cdot g \cdot H_n^{'} \cdot Q_i \cdot \eta = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 38{,}36 \cdot (1{,}6 \cdot 4) \cdot 0{,}56 \cong 1344 \quad \text{kW}$$

$$\eta = \eta_t \cdot \eta_g = 0{,}75 \cdot 0{,}75 = 0{,}56$$

În figura 4.11 Este prezentată schema bloc a microhidrocentralei unde:

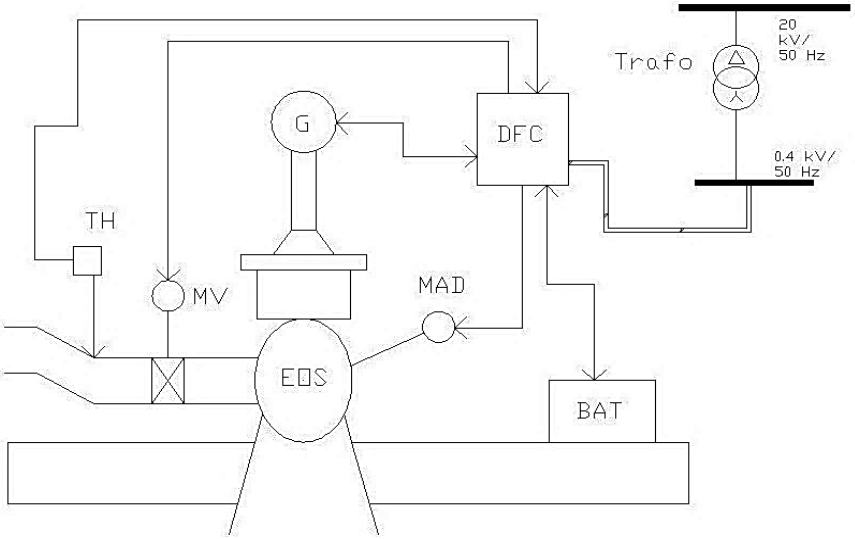


Fig.4.11 Diagrama bloc a microhidrocentralei.

➢ G- generator;
➢ Trafo- transformator;
➢ EOS- turbină tip elicoidală- orizontală- cu circuit hidraulic în formă de S;
➢ TH- traductor de înălțime;
➢ MV- motor acționare turbină;
➢ MAD- motor acționare aparat director;
➢ BAT- baterii de acumulatori;
➢ DFC- dulap forță și comandă.

D. ECHIPAMENTUL HIDRAULIC:

Pe baza calculelor efectuate in capitolele anterioare s-au adoptat ca și soluție:
➢ fie 2 grupuri Francis orizontale montate în paralel (Tabelul 4.4);
➢ fie 3 grupuri cu turbine elicoidale EOS montate în paralel (Tabelul 4.4).

Tabelul 4.4

TIPUL TURBINEI	**2 grupuri Francis orizontale FO 230/720**
Puterea nominala [kW]	700
Turatia [rot/min]	500
Randament [%]	75
TIPUL TURBINEI	**3 grupuri elicoidale orizontale EOS 1100**
Puterea nominala [kW]	587
Turatia [rot/min]	500
randament	75

E. ECHIPAMENTUL ELECTRIC

Generatoarele alese au următoarele caracteristici:

2×GA 120/71-12 1000 kW, 400 V, 500 rot/min

3×GA 100/72-12 630 kW, 400 V, 500 rot/min

Transformatorul ales va avea următoarele caracteristici:

S_n [kVA]	**Tip**	**U [kV]**	**Reglaj IT [%]**	**Grupa de conexiuni**	**Pierderi nominale [kW]**		**U_{sc} [%]**	**I_0 [%]**
					ΔP_{fe}	ΔP_{Cun}		
1630	TTN - NL	20/0,4	5	Dy_n - 5	3,10	19,50	6	2

BIBLIOGRAFIE

[1]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru producerea energiei electrice, UT Press, Cluj Napoca 2000, ISBN 973-9471-26-9.

[2]. Pierre Lavy, Production d'électricité par aménagements hydrauliques,Techniques de l'Ingénieur, D 4008, 2007.

[3]. Codruța Minda Badaluța, Bazele gospodăririi apelor, Curs online, Facultatea de Construcții Timișoara, Departamentul de Hidrotehnică, http://www.ct.upt.ro/users/CodrutaBadaluta/index.htm

5. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN INSTALAȚII CARE UTILIZEAZĂ ENERGIA EOLIANĂ

5.1. INTRODUCERE

Utilizarea energiei eoliene pentru producerea energiei electrice apare ca o soluție, demnă de luat în seamă, după criza energetică declanșată în anii 1970. Prin urmare s-au demarat programe pentru cercetarea acestui potențial energetic în multe țări ale globului. Astfel, în Danemarca, pornind de la o experiență anterioară (în 1891 inginerul danez Paul La Cour realiza prima turbină generatoare de electricitate din lume, cu o putere de 8 kW), s-a dezvoltat o tehnologie cu care azi domină industria generatoarelor eoliene din întreaga lume [1].

Specialiștii în domeniu au estimat rezervele anuale potențiale ale energiei eoliene la nivelul globului la $2{,}6 \cdot 10^{14}$ kWh [1]. Aceste rezerve depășesc de multe ori consumul mondial anual de energie electrică, dar ele nu pot fi exploatate decât în proporție redusă din cauza a numeroase constrângeri, determinate de caracteristicile vântului: concentrarea relativ mică a energiei și inconstanța vitezei vântului.

Instalațiile care produc energie electrică, având ca sursă de energie primară energia vântului (eoliană) le denumim generic „**Turbine eoliene**”.

5.2. TIPURI DE CAPTATOARE EOLIENE

Componenta turbinei eoliene care colectează energia din vânt se numește *captator eolian* sau *rotor*. Rotorul este de obicei format din două sau mai multe pale care se rotesc în jurul unei axe (orizontală sau verticală) cu o viteză de rotație dependentă de viteza vântului și de forma palelor. Palele sunt atașate la butuc, care la rândul său este atașat la axul principal.

Un captator eolian (rotor) extrage energia din aerul în mișcare, reducând viteza vântului și transferând această energie printr-un ax (arborele turbinei + mecanisme de transmisie) la axul rotorului generatorului electric, care convertește energia mecanică în energie electrică disponibilă la bornele înfășurării statorice. Puterea vântului disponibilă pentru a fi captată depinde atât de viteza vântului cât și de suprafața măturată de palele turbinei.

Clasificarea captatoarelor eoliene poate fi făcută după o serie de criterii cum ar fi: forma captatoarelor (criteriul constructiv), rapiditatea lor (criteriul cinematic), poziția axului față de direcția vântului, principiul de funcționare etc.

5.2.1. Performanța captatoarelor eoliene

Calitățile captatoarele eoliene pot fi comparate apelând la trei parametri principali:

1. **Primul parametru se numește viteză specifică sau rapiditate, notat cu λ**, și se definește ca fiind raportul dintre viteză periferică a rotorului, u și viteza vântului v:

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\omega R}{v}, \tag{5.1}$$

cu ω viteza unghiulară a rotorului și R raza periferică a acestuia. Eolienele a căror rapiditate este sub valoarea 3 se numesc lente, iar cele a căror rapiditate depășește valoarea 3 se numesc rapide. *Cu cât acest parametru are o valoare mai mare cu atât rotorul turbinei se rotește cu o viteză mai mare la o viteză dată a vântului (caz convenabil pentru a genera energie electrică ținând cont de relația dintre viteza de rotație și frecvența tensiunii la bornele generatorului)*. O viteză mare de rotație poate crea probleme legate de zgomote, vibrații, eforturi mecanice;

2. **Cel de al doilea parametru este coeficientul de putere, C_p**, și se definește ca fiind raportul dintre puterea P_m, primită de rotor din vânt și puterea P a curentului de aur (vântului) care traversează discul rotorului în absența acestuia:

$$C_p = \frac{P_m}{P}. \tag{5.2}$$

Acesta depinde de construcția captatorului (număr de pale, suprafața și profilul acestora etc.);

3. **Cel de al treilea parametru se numește coeficientul de cuplu C_c** și se definește ca fiind raportul dintre cuplul motor exercitat la arbore, C_m, la ieșirea din rotor și cuplul aerodinamic C_a:

$$C_c = \frac{C_m}{C_a} = \left(\frac{P_m}{\omega}\right) \Big/ \left[\frac{P}{(v/R)}\right] = \frac{P_m}{P}\frac{(v/R)}{\omega} = \frac{C_p}{\lambda}. \tag{5.3}$$

Coeficienții de putere, care caracterizează performanțele unui captator eolian, se reprezintă de obicei în funcție de rapiditate (Fig.5.1).

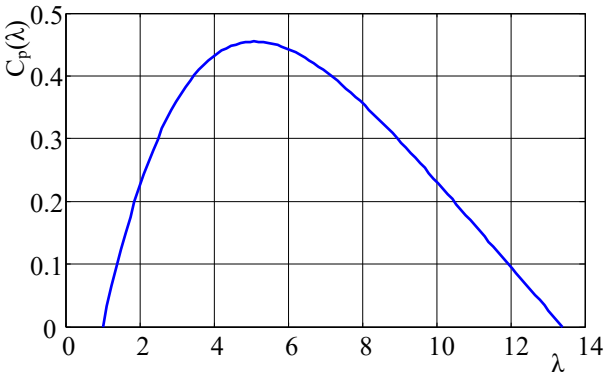


Fig.5.1 Coeficientul de putere al unui captator eolian în funcție de rapiditatea λ.

5.2.2. Clasificarea captatoarelor eoliene după principiul de acționare

Din acest punct de vedere turbinele eoliene se clasifică în [2]:

1. *Turbine eoliene de tracțiune (funcționare bazată pe rezistență la înaintare)*

Turbinele eoliene cu rezistență la înaintare (cu tracțiune) sunt propulsate direct de vânt, iar rotorul (vertical) se „deplasează” împreună cu acesta (Fig.5.2, a). Rezultă că este imposibil ca rotorul să se rotească cu o viteză mai mare decât cea a vântului. Această funcționare, într-un fel, apare ca și când rotorul „opune rezistență” rezultând o eficiență foarte scăzută. În plus, construcția unei turbine eoliene de tracțiune necesită un volum mare de material, ceea ce are de asemenea consecințe negative asupra performanței, prețului și instalării.

Turbinele eoliene cu tracțiune se caracterizează prin viteze de rotație mai mici și capacități de cuplu ridicate. Acestea sunt utile pentru efectuarea unor operații mecanice (pompare, tăiere sau măcinare, etc.). De exemplu, o moară de vânt, într-o fermă, trebuie să dezvolte un cuplu ridicat la pornire pentru a pompa sau ridica apa dintr-un puț de adâncime.

Analizele teoretice și rezultatele obținute pe teren arată că în mod constant turbinele eoliene cu rezistență la aer au o eficiență maximă de circa 15%.

2. *Turbine eoliene de portanță (cu propulsie „ascendentă”)*

Turbinele eoliene cu funcționare bazată pe forța portantă au pale ale căror profil se seamănă cu aripa unui avion. Aceste pale se rotesc într-un plan normal pe direcția vântului (ax orizontal), la o viteză de rotație (periferică) mai mare decât viteza reală a vântului. Acesta este motivul pentru care acest tip de turbine sunt în mod fundamental mai potrivite pentru captarea energiei eoliene. Mai mult, palele acoperă doar o fracțiune din suprafața rotorului rezultând un consum mai redus de material pentru rotor decât în cazul unei turbine de tracțiune. În afară acestor avantaje, cel mai important avantaj al turbinei de portanță este eficiența ridicată.

La baza impunerii profilului unei pale stă același principiu de proiectare ca și a aripii unui avion. Astfel, pala este în esență o aripă de avion. Când curentul de aer „curge” peste aripă, se creează o diferență de viteză și presiune între suprafețele superioare și inferioare ale acesteia.

Presiunea aerului pe fața inferioară este mai mare decât cea de pe fața superioară acționând astfel în sensul „ridicării” palei. Când „aripile” sunt atașate la un ax central (un rotor de turbină eoliană) această „ridicare” (forță portantă) se traduce printr-o mișcare de rotație (Fig.5.2, b).

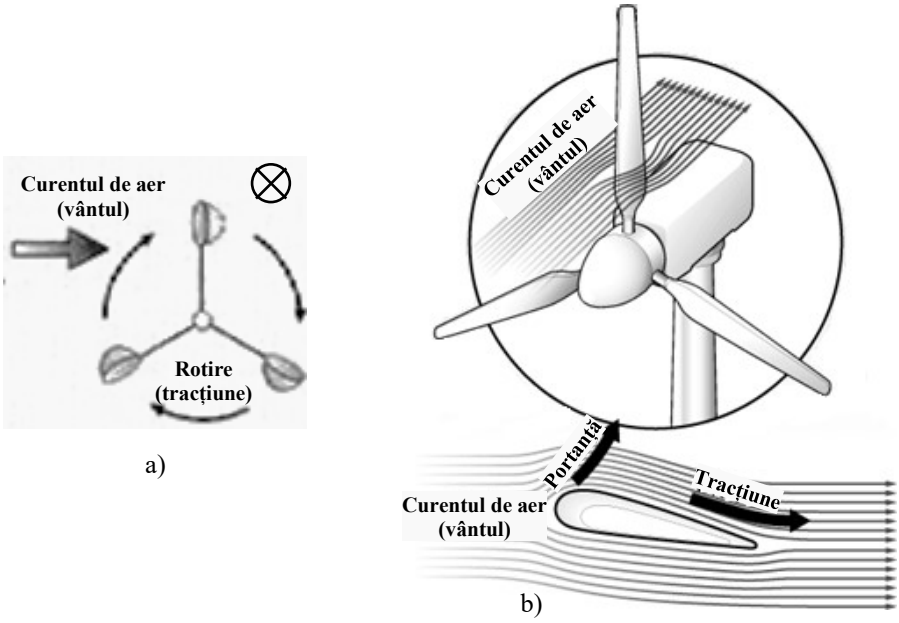


Fig.5.2 Principii de funcționare a captoarelor eoliene [2]:
a) captor de tracțiune; b) captor de portanță.

5.2.3. Clasificarea captoarelor eoliene după poziția axului față de direcția vântului

Criteriul cel mai des utilizat pentru clasificarea captatoarelor eoliene **se bazează pe orientarea axei de rotație**. În funcție de acest criteriu (orientarea axei de rotație în raport cu direcția vântului) captatoarele eoliene se clasifică în:

1. **Captatoare eoliene cu ax orizontal -** *axul este orientat după direcția vântului***;**
2. **Captatoare eoliene cu ax vertical –** *axul este orientat perpendicular pe direcția vântului***.**

5.2.3.1. Captatoare eoliene cu ax orizontal

Această categorie cuprinde captatoarele cele mai performante din punct de vedere al coeficientului de putere și a posibilităților de reglare a puterii [1].

Rotorul acestei turbine este echipat cu două, trei sau mai multe pale, asemănătoare cu cele ale unei elice de avion atât în privința profilului cât și a posibilităților de rotire în jurul axului propriu (de modificare a unghiului de atac). Cele cu două sau trei pale mai poartă denumirea de **moară olandeză**, iar cele cu un număr foarte mare de pale poartă denumirea de **moară americană**.

Se pot distinge două modalități de utilizare a acestor captatoare și anume:

- cu elicea orientată în fața vântului (în amonte) și se numesc „cu elice în vânt”. Sistemul de orientare după direcția vântului este sub forma unei aripi sau **coadă de orientare** (Fig.5.3, a);
- cu spatele elicei orientat spre vânt (în aval), numite captatoare cu „elicea sub vânt” (Fig.5.3,b);

Morile olandeze se caracterizează printr-un coeficient de putere bun (C_p=0,3) pentru viteze specifice cu valori cuprinse între 2 și 3.

Morile americane, care au între 12 și 30 de pale, sunt de talie redusă cu un diametru al rotorului de până la 8 m. Necesită un cuplu de demaraj mai ridicat și pot avea un coeficient de putere apropiat de 0,3 pentru viteze specifice apropiate de valoarea 1.

Eolienele rapide au puteri cuprinse între zeci de watts și câțiva megawatts, cu diametre ale rotorului de la 1 la 100 de metri. Coeficientul de putere are valori optime (până la circa 85%

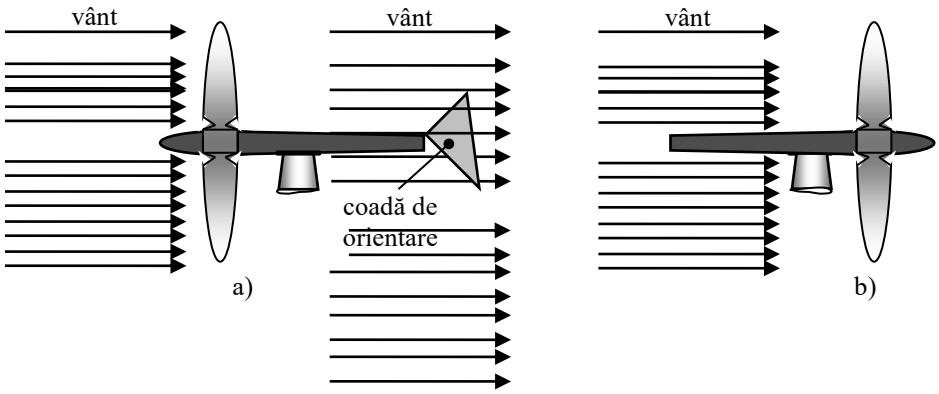


Fig.5.3 Captatoare eoliene cu ax orizontal:
a) cu „elicea în vânt”; b) cu „elicea sub vânt”.

din limita lui Betz) pentru viteze specifice de la 6 la 10. Rotorul poate amplasat fie în amonte fie în aval, tendință actuală este de a amplasa rotorul în aval.

5.2.3.2. Captatoare eoliene cu ax vertical

Acestea au cele mai multe variante constructive. De regulă, nu au nevoie de sistem de orientare după direcția vântului. Se disting următoarele variante [1]:

1. **Captatoarele eoliene cu rezistență simplă** - la aceste turbine eoliene cuplul motor se obține ca efect al acțiunii vântului pe palele (verticale) care se deplasează în direcția acestuia. Mișcarea rotorului este posibilă numai dacă o jumătate de circumferință este ecranată (Fig.5.4, a) sau dacă palele sunt articulate în așa fel încât pot prelua impuls mecanic numai cele care se deplasează în direcția vântului (Fig.5.4, b). Aceste variante s-au realizat practic numai pentru puteri mici;

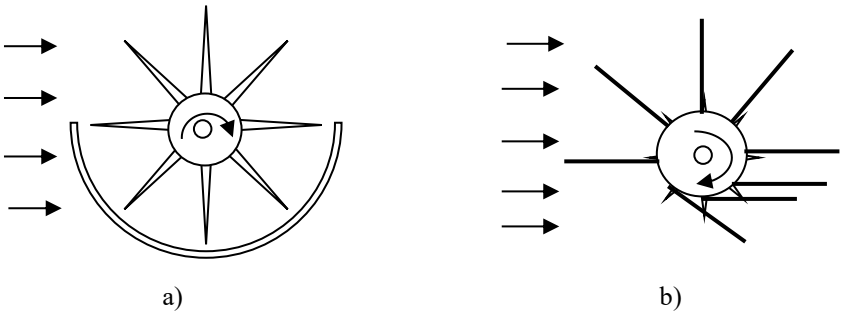


Fig.5.4 Turbine eoliene cu ax vertical și rezistență simplă [1]:
a) cu rotor ecranat; b) cu pale batante.

2. **Captatoare eoliene cu diferență de rezistență** – cele mai întâlnite soluții constructive sunt:

➢ *captator tip morișcă* - la aceste captatoare cuplul motor se obține ca diferența dintre forțele de rezistență exercitate pe palele care se deplasează în sensul vântului (concave) și palele care se deplasează în sens contrar (convexe), soluție constructivă fiind prezentată în figura 5.5, a. Rapiditatea λ are valori mai mici decât 1 ceea ce denotă faptul că aceste captatoare au o viteză de rotație mică. Demarează la viteze reduse ale vântului (1...2 m/s) și au un coeficient de putere

maxim în jur de 0,18 pentru o viteză specifică $\lambda \approx 0,6$. Aceste captatoare au un randament (produc puteri reduse) scăzut nefiind practic utilizabile pentru producerea energiei electrice;

➢ *rotorul Savonius* (Fig.5.5, b) este format din doi semicilindrii cu axele paralele și decalate astfel încât să permită intrarea curentului de aer între aceștia. În acest caz, cuplul motor apare

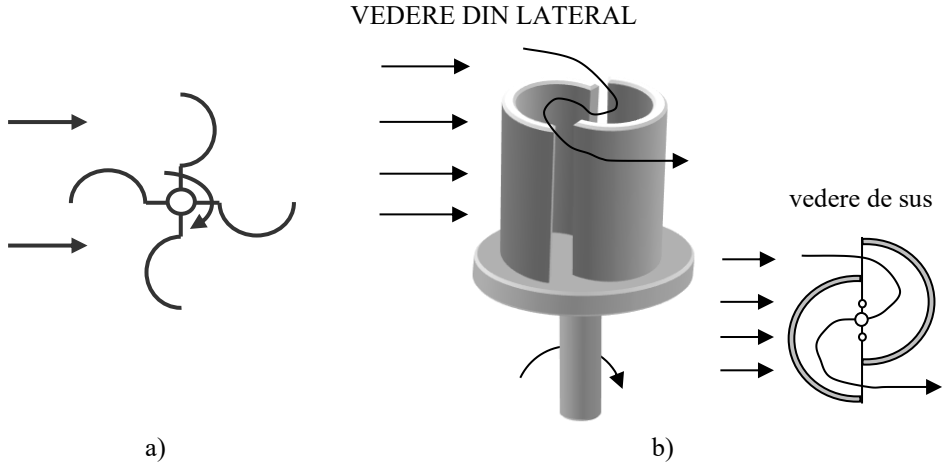


Fig.5.5 Turbine eoliene cu ax vertical și diferență de rezistență [1]:
a) tip morișcă; b) cu rotor Savonius.

atât datorită diferenței de rezistență cât și datorită impulsului creat prin schimbarea direcției curentului de aer în interiorul rotorului. Prezintă un cuplu de demaraj foarte ridicat și pornește la viteze reduse ale vântului (2...3 m/s). Valoarea maximă a coeficientului de putere este apropiată de 0,3. Recuperarea energiei este în general mai dificilă și se traduce prin reducerea randamentului global. Un alt inconvenient este legat de greutatea mare a rotorului chiar dacă reglarea puterii se poate realiza relativ simplu, prin reglarea distanței dintre semicilindri;

➢ *captatorul Darrieus* (Fig.5.6) – principiul acestui captator, inventat de academicianul francez Darrieus între anii 1920 și 1935 și restudiat după 1970, are la bază forța portantă care se exercită asupra unui profil supus acțiunii unui vânt relativ, efect care se exercită asupra aripii unui avion.

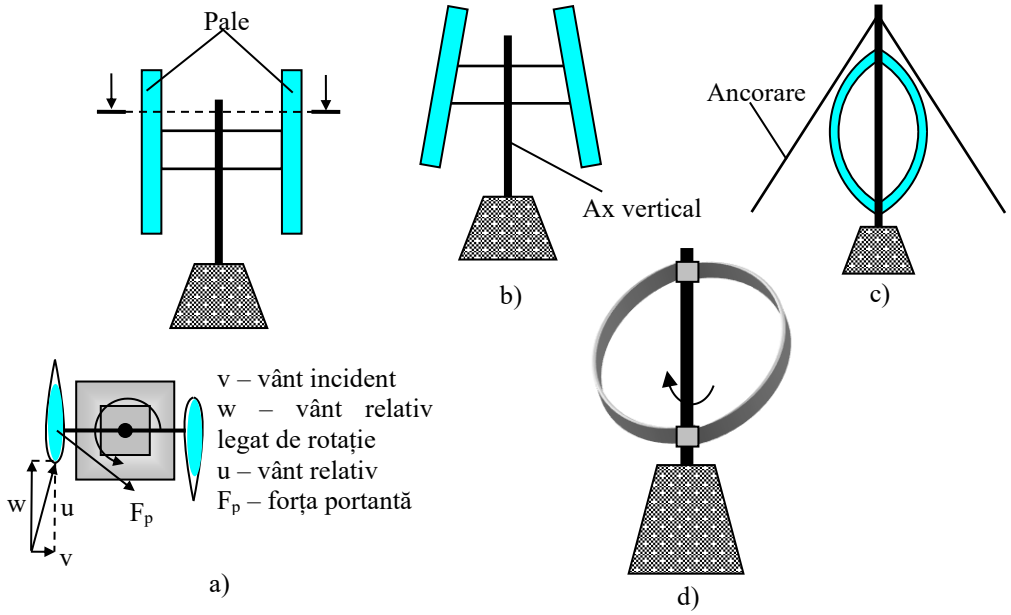


Fig.5.6 Turbina eoliană Darrieus:
a) rotor cilindric; b) rotor tronconic; c) rotor parabolic; d) rotor în evolventă.

Există patru tipuri de rotoare Darrieus: cilindrice, tronconice, rotor în evolventă și cu profil parabolic. Rotoarele dispun de pale flexibile de tip panglică, care în zona activă au un profil asemănător unei aripi de avion. Fiecare pală (2-3 pale) este îndoită, având forma simetrică pe care o ia o funie atunci când se rotește în jurul unei axe verticale. Palele sunt supuse la întindere în timpul funcționării. Turbina nu necesită un mecanism special de protecție împotriva vânturilor puternice, deoarece datorită proprietăților sale aerodinamice rotorul Darrieus își micșorează viteza la vânturi tari. Un dezavantaj al acestei turbine este că nu pornește singură: pentru pornire fie se utilizează generatorul electric în regim de motor, fie se montează cu un mic rotor Savonius pe același ax. Și turbinele Darrieus s-au realizat pentru puteri de ordinul MW-lor și înălțimi până la 200 m.

Avantajele captatoarelor eoliene cu ax vertical, în raport cu cele cu ax orizontal constau în principal în faptul că sunt omnidirecționale, nu au nevoie de dispozitive de orientare după direcția vântului, iar energia mecanică este accesibilă la sol fără să aibă nevoie de o nacelă pentru montarea generatorului.

5.2.4. Componența unei centrale eoliene

O centrală eoliană transformă energia cinetică a vântului succesiv în energie mecanică și apoi în energie electrică:

Principalele elemente componente ale unei centrale eoliene sunt (Fig.5.7):

- **rotorul**, compus din mai multe pale, este antrenat de către energia vântului. Acesta poate fi cuplat direct sau indirect la o pompă sau la un generator electric;
- **nacela**, conține componentele mecanice, pneumatice cât și componente electrice și electronice necesare funcționării centralei. În nacelă pot fi amplasate o parte din componentele electrice și electronice (generator, sistemul de control, modulator etc.). Rotorul este atașat la nacelă prin intermediul butucului;

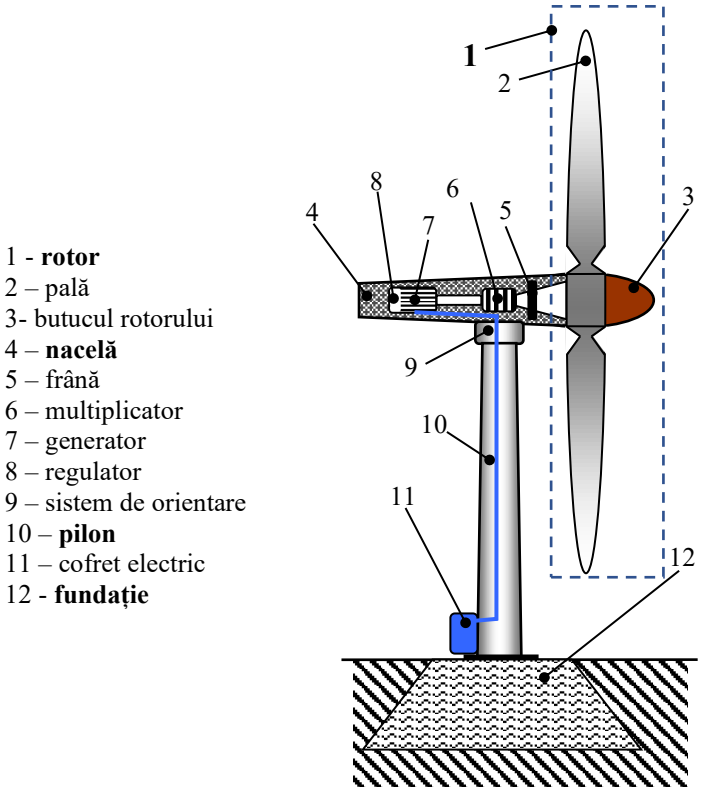


Fig.5.7 Principalele componente ale unei centrale eoliene.

➢ **pilonul**, care asigură amplasarea rotorului (și implicit a nacelei) la o înălțime corespunzătoare mișcării rotorului (cazul captatoarelor cu ax orizontal) sau la o înălțime unde vântul bate mai regulat și cu o intensitate mai mare decât în apropierea solului;
➢ **stația de transformare** - situată în apropierea captatoarelor eoliene, care permite conectarea și injectarea de energie electrică în rețea.

5.3. AERODINAMICA PALELOR TURBINELOR EOLIENE

În ceea ce privește performanța unui rotor (unui captator) eolian aceasta este influențată de elemente constructive care privesc în primul rând palele rotorice (respectiv de mărimile variabile care au legătură directă cu acestea):

➢ Lungimea palelor;
➢ Numărul palelor;
➢ Pasul palei („blade pitch”);
➢ Profilul (forma) palei;
➢ Materialul din care este confecționată pala;
➢ Greutatea palei.

5.3.1. Geometria (profilul) de bază a palelor rotorice

Pentru a analiza influența parametrilor (enumerați anterior) asupra performanțelor unui captator eolian, este necesară precizarea unor elemente privind proiectarea, determinarea, geometriei (profilului) de bază a unei pale.

Turbinele eoliene cu propulsie (cu ax orizontal) au viteze de rotație mult mai mari decât tipurile de tracțiune (cu ax vertical, la care mișcarea se obține practic dintr-un dezechilibru al forțelor care acționează asupra unor segmente diferite ale aceluiași rotor) și, prin urmare, sunt adecvate pentru echiparea instalațiilor eoliene de generare a energiei electrice de puteri mari. În cazul acestor turbine, profilul secțiunii transversale a unei pale este similar profilului aerodinamic al unei secțiuni transversale a unei aripi de avion așa cum se prezintă în figura 5.8) [2, 3].

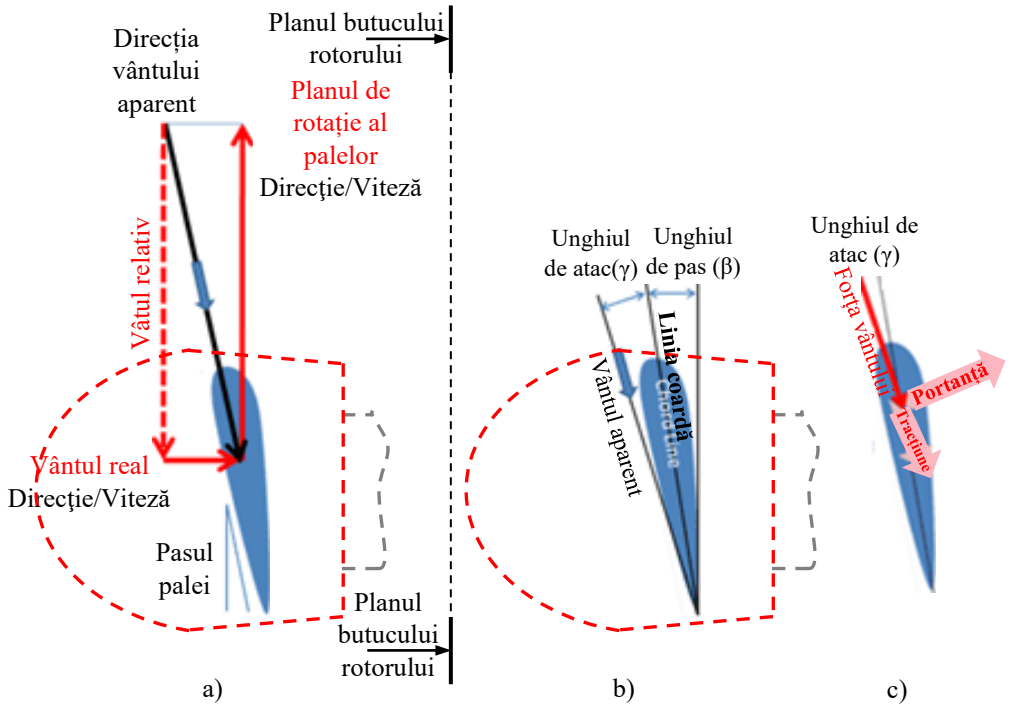


Fig.5.8 Aerodinamica palelor turbinelor eoliene (secțiune transversală) [2].

5.3.1.1. Profilul palelor rotorice

Pentru a caracteriza operarea unui captator (turbină) eolian este necesară precizarea, definirea unor mărimi aerodinamice, și anume:

- **Vântul aparent (incident),** rezultă ca sumă vectorială dintre vântul real (actual) și vântul relativ cauzat de rotirea palelor (Fig.5.8, a);
- **Linia coardă („chord line”)** este linia imaginară care unește bordul de atac al profilului aerodinamic cu bordul său posterior (Fig.5.8, b);
- **Unghiul de atac, γ,** este definit ca *unghiul dintre direcția vântului aparent* (vânt incident) și *linia coardă a profilului aerodinamic* al palei rotorice. Unghiul de atac are un efect determinant asupra portanței generate de o pală. De obicei, valorile acestuia se situează între la 1,0 și 15,0 grade. La fel ca în cazul aripilor de aeronave, portanța rezultată din forța vântului incident crește pe măsură ce unghiul de atac crește (de la 0 la aproximativ 15 grade maximum) moment în care curgerea laminară (netedă) a aerului peste pală încetează și devine turbulentă, iar fluxul de aer peste pală (aripă) se separă de aceasta. Peste acest punct, forța portantă scade rapid, în timp ce forța de tracțiune (care produce încovoierea palei) crește, ducând la un frânarea, oprirea turbinei (**„stall”**) (Fig.5.8, c);
- **Unghiul de pas al palei, β, („blade pitch angle”)** reprezintă unghiul ascuțit dintre linia coardă a profilului secțiunii transversale a palei rotorice și planul de referință al butucului rotorului principal sau planul de rotație al rotorului (Fig.5.8, b). *Unghiul de pas optim este determinat de unghiul de atac.*

Forța exercitată de vântul incident asupra palei dă naștere la două componente (Fig.5.8, c; Fig.5.9):

- **o componentă perpendiculară pe direcția de curgere** a fluidului (*direcția vântului incident, aparent*) numită forță portantă, $\vec{F}_p$ $\left(\vec{F}_{Lift}\right)$;
- **o componentă având aceeași direcție cu direcția vântului aparent** (*proiecția pe direcția de curgere a fluidului*) numită forță de tracțiune, $\vec{F}_d$ $\left(\vec{F}_{Drag}\right)$, a căror rezultantă este forța $\vec{F}_{Total}$.

Rezultanta celor două forțe, $\vec{F}_{Total}$, se descompune într-o forță care produce cuplul motor (rotația) $\vec{F}_{rot.}$ $\left(\vec{F}_{Torque}\right)$ și o componentă radială de forfecare (împingere) $\vec{F}_{forf.}$ $\left(\vec{F}_{Thrust}\right)$ (Fig.5.9).

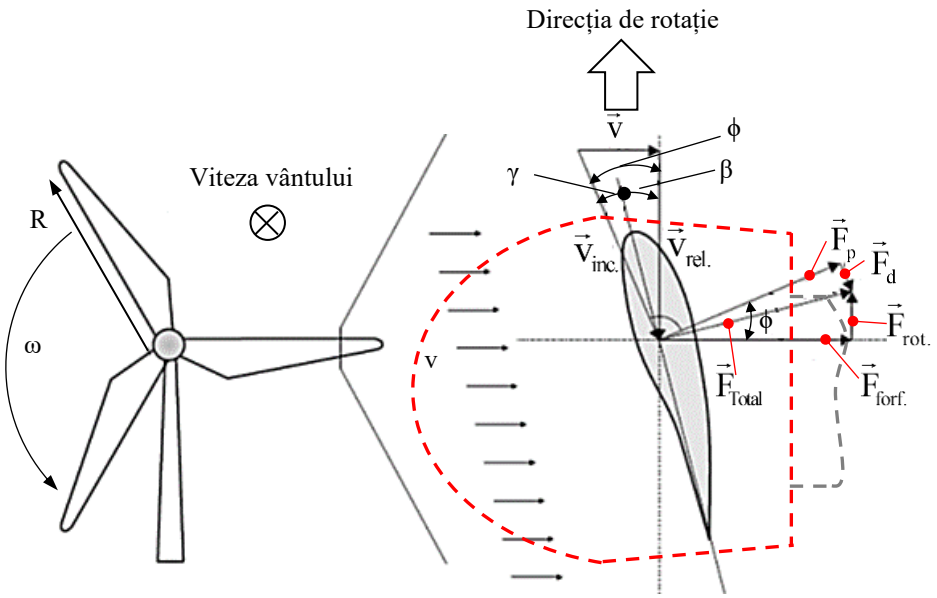


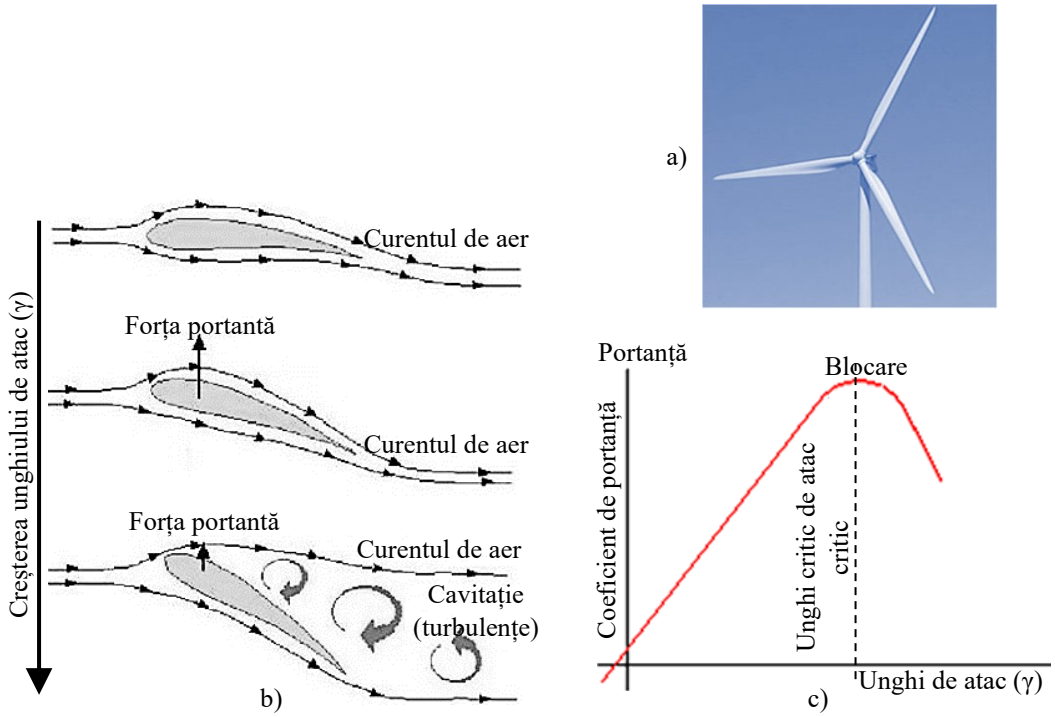
Fig.5.9 Viteze și forțe aerodinamice la pala rotorului.

Forțele de forfecare nu produc cuplu motor, dar *creează eforturi suplimentare asupra palelor rotorului și eforturi de încovoiere asupra pilonului și nacelei*. Modificând unghiul de pas β se modifică direcția și modulul forțelor.

Sensul de rotație al rotorului va depinde de modul de poziționare a palelor în raport cu profilul lor și direcția vântului (captator în vânt, sau sub vânt), așa cum este exemplificat în figura 5.9.

5.3.1.2. Răsucirea palelor rotorice

Palele rotorului turbinelor eoliene sunt răsucite așa cum se prezintă în figura 5.10, a. Văzut dinspre rotorul captorului, vântul apare sub un unghi, din ce în ce mai mare, pe măsură ce ne deplasăm spre „rădăcina" palei și spre centrul rotorului (Fig.5.10, b). O pală se blochează (forța portantă este nulă, „stall"), dacă pala este supusă acțiunii vântului la un unghi de atac prea abrupt (Fig.5.10, c).



5.10 Explicativ la răsucirea palelor rotorice [2], [4]:
a) vedere cu pale rotorice răsucite; b) creșterea unghiului de atac; c) dependența portanței în raport cu unghiul de atac.

Viteza tangențială, **u**, a oricărei secțiuni de pală la o distanță **r** de la centrul de rotație (rădăcina palei, butucul rotorului) este dată de:

$$u = r \cdot \Omega, \tag{5.4}$$

unde **Ω** este viteza unghiulară de rotație în rad/s.

Pentru o anumită viteză a vântului, vântul aparent va fi diferit la rădăcina palei față de vântul aparent la vârful palei, deoarece viteza de rotație relativă a vântului este diferită în lungul palei [3].

Pentru o anumită viteză a vântului și un unghi de pas fixat, unghiul de atac crește dinspre vârful palei rotorului spre rădăcina palei sau butucul rotorului (Fig.5.11, a și b) datorită faptului că viteza tangențială scade odată cu descreșterea razei rotorului. Pentru a menține unghiul de atac constant, la o viteză dată a vântului, unghiul de pas al palei trebuie să crească odată cu apropierea de butucul rotorului (Fig.5.11, c). Rezultă un unghi de pas variabil în lungul palei, deci o răsucire a palei. Profilul secțiunii transversale în lungul palei este astfel optimizat numai

pentru o viteză fixată a vântului. Astfel, pentru a menține un unghi de atac optim, în cazul în care unghiul de atac este fix, viteza de rotație a rotorului trebuie să crească odată cu viteza vântului. O funcționare la o viteză de rotație constantă a rotorului implică utilizarea unor rotoare cu pale la care poate fi variat unghiul de pas.

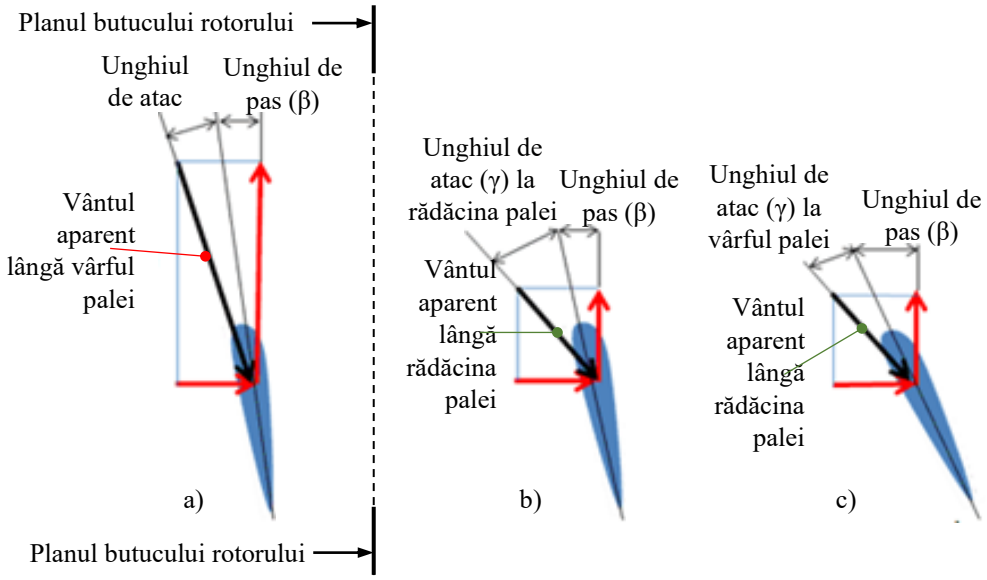


Fig.5.11 Unghiul de atac și răsucirea palelor [3]:
a) unghiul de atac (γ) la vârful palei; b) unghiul de atac (γ) la rădăcina palei; c) unghiul de atac (γ) la în lungul palei.

Prin urmare, pala rotorului trebuie răsucită, astfel încât să se obțină un unghi optim de atac pe toată lungimea palei, așa cum este exemplificat în figura 5.12 a și b. În această figură este evidențiată răsucirea palei și modificarea profilului ei prin reprezentarea a 5 secțiuni realizate transversal, pornind de la vârful palei spre rădăcina acesteia (butuc) [2].

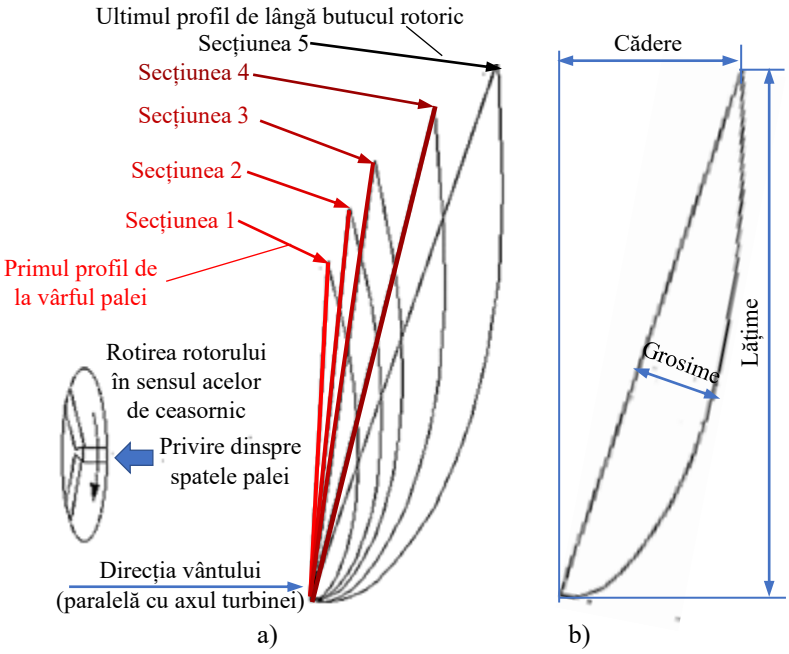


Fig.5.12 Proiectarea palei unui captator eolian (dimensiune și formă) [2]:
a) cinci secțiuni văzute dinspre vârful palei spre rădăcină; b) ultimul profil, 5, chiar lângă butuc.

5.3.2. Numărul palelor rotorice

Optimizarea funcționării unui captator eolian presupune găsirea unei balanțe optime între **numărul palelor** și **viteza de rotație** a rotorului. Determinarea numărului de pale trebuie să țină cont de o serie de considerații de proiectare privind eficiența aerodinamică, costurile componentelor, fiabilitatea sistemului și aspectul estetic, cum ar fi [2]:

- Turbinele eoliene sunt construite pentru a capta energia cinetică a vântului, prin urmare rotorul ideal al turbinei eoliene are un număr infinit de pale infinit subțiri. În realitate, un număr mai mare de pale oferă un cuplu mai mare, dar la o viteză mai mică, în timp ce majoritatea generatoarelor au nevoie de o viteză destul de mare pentru a funcționa;
- Turbinele cu multe pale, sau pale foarte late, vor fi supuse unor forțe foarte mari atunci când vântul suflă cu o viteză mare;
- Un rotor cu un **număr par** de lame va cauza probleme de stabilitate pentru o turbină eoliană prin faptul că în momentul în care pala superioară primește puterea maximă din vânt, pala inferioară trece prin fața turnului unde vântul este „umbrit”. Acest lucru produce solicitări inegale pe arborele rotorului și pe pale. De aceea se preferă ca numărul palelor rotorice să fie **impar**;
- În general, cu cât numărul de pale este mai mic, cu atât costurile de fabricație vor fi mai mici. Viteza de rotație mai mare reduce cuplurile din trenul de antrenare, ducând la costuri mai reduse ale cutiei de viteze și ale generatorului;
- Proiectarea ideală a turbinei eoliene nu este dictată doar de tehnologie, ci de o combinație de factori tehnologici și economici, producătorii de turbine eoliene dorind să-și optimizeze mașinile, astfel încât să livreze electricitate la cel mai mic cost posibil.

Practic, există o limitare a numărului superior de pale datorită faptului că fiecare pală produce turbulențe care reduc energia pe care o va extrage pala următoare. Pe de altă parte un număr prea mic de pale duce la reducerea energiei ce poate fi extrasă din vânt, respectiv pentru a extrage o energie mai mare viteza de rotație trebuie să crească (Fig.5.13). Creșterea numărului de pale de la una la două produce o creștere a eficienței cu 6%, în timp ce creșterea numărului de pale de la două la trei produce o creștere suplimentară a randamentului de doar 3%. Creșterea în continuare a numărului de pale oferă îmbunătățiri minime ale eficienței aerodinamice în detrimentul scăderii rezistenței mecanice pe măsură ce palele devin mai subțiri.

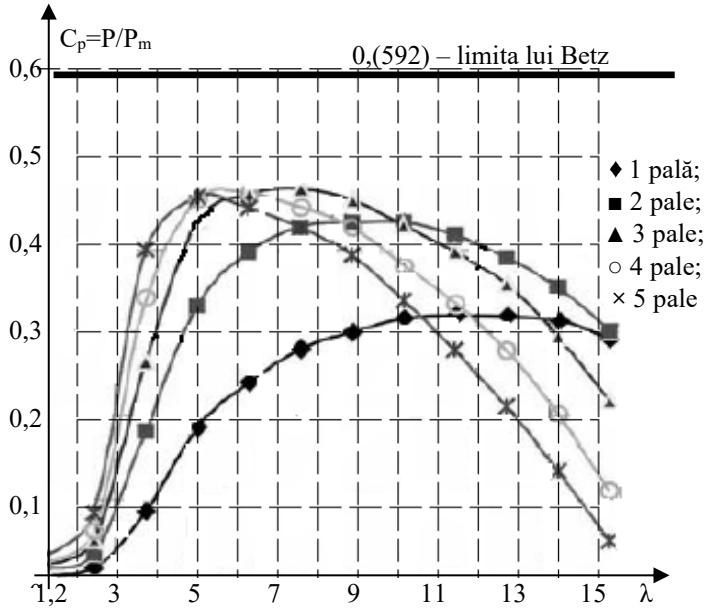


Fig.5.13 Coeficientul de putere al unui captator eolian în funcție de rapiditatea λ, pentru diferite numere de pale rotorice [5].

Caracteristicile $C_p(\lambda)$, prezentate în figura 5.13, corespund unor captatoare cu număr diferit de pale, dar cu pale având același profil și aceeași suprafață. Analiza acestor caracteristici conduc la următoarele concluzii [5]:

- *Valoarea optimă a rapidității*, pentru care factorul de putere sau eficiența conversiei energiei este maximă, crește odată cu scăderea numărului de pale;
- *Două turbine cu puteri egale*, dar cu număr diferit de pale se deosebesc prin aceea că turbina cu multe pale va dezvolta un moment mai mare și va avea viteza de rotație mai mică și invers - turbina cu puține pale va dezvolta un moment mic, dar va avea o viteză de rotație mai mare;
- *Turbinele cu una sau două pale* au avantajul funcționării într-o zonă mai largă de variație a rapidității, în care factorul de eficiență are valoare maximă sau aproape de cea maximă;
- *Diferențele dintre factorii de eficiență maximi* ai turbinelor cu 2-5 pale nu este semnificativă. Turbina cu trei pale are cel mai mare factor de eficiență;
- *Factorul maxim de eficiență al turbinei* cu 12 - 18 pale este mai mic decât al turbinei cu 3 pale și nu depășește 0,35.

5.4. CONTROLUL TURBINELOR EOLIENE

5.4.1. Limite de funcționare ale captatoarelor eoliene

Din motive de siguranță și eficiență, turbinele eoliene respectă niște limite de funcționare, evidențiate prin reprezentarea din figura 5.14, care depind de condițiile de vânt și de construcția lor [3]:

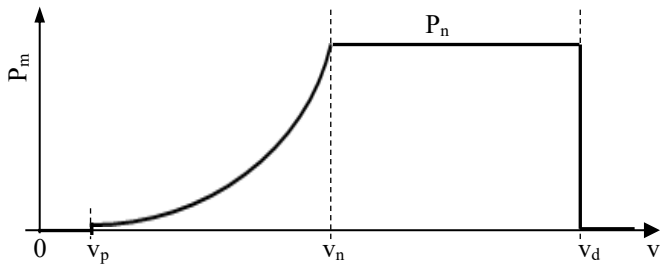


Fig.5.14 Caracteristica puterii mecanice a turbinei operând cu respectarea limitelor de funcționare.

- **viteza de pornire** (**Cut - in Wind Speed**), v_p - este viteza minimă a vântului sub care turbina nu poate produce o putere. De regulă are valori între 3 și 4 m/s;
- **viteza nominală a vântului** (**Rated Wind Speed**), v_n – este asociată cu capacitatea (puterea) înscrisă pe placa de identificare și reprezintă cea mai mică viteză a vântului la care turbina dezvoltă întreaga putere. Aceasta corespunde puterii nominale, P_n, pe care o poate dezvolta generatorul asociat. Viteza nominală a vântului are de obicei valori în jurul a 15 m/s. Pentru a menține turbina în funcțiune la viteze ale vântului mai mari decât viteza nominală, este necesară utilizarea unor sisteme de control pentru a varia pasul palelor turbinelor, reducând viteza de rotație a rotorului și limitând astfel puterea mecanică aplicată generatorului. Deși turbina funcționează cu viteze ale vântului până la viteza maximă a vântului, la care funcționarea este sigură (**cut-out**), eficiența sa este redusă automat la viteze mai mari decât viteza nominală. Este posibil utilizarea unor generatoare mai mari pentru a extrage puterea completă din vânt la viteze mai mari decât viteza nominală a vântului. Totuși acest lucru nu ar fi în mod normal economic datorită frecvenței mai scăzute de apariție a unui vânt cu valori ale vitezei peste valoarea nominală;
- **viteza de decuplare** (**Cut - out Wind Speed**), v_d - este viteza maximă a vântului de funcționare în condiții de siguranță, respectiv viteza la care turbina eoliană este proiectată să fie oprită prin frânare pentru a preveni avarierea instalației. Totodată este viteza de funcționare

cea mai mare posibilă pentru a capta cât mai mult din energia eoliană disponibilă pe întregul spectru al vitezei vântului așteptat (Fig.5.14). Pentru turbine mari viteza de decuplare este în jur de 25 m/s;

➢ **viteza maximă a vântului (viteza de vânt de supraviețuire - Survival Wind Speed)** - este viteza maximă a vântului la care o turbină eoliană este proiectată să reziste și deasupra căreia are loc distrugerea turbinei. Viteza de supraviețuire a turbinelor eoliene comerciale este în intervalul de 50 m/s până la 72 m/s cea mai frecventă valoare fiind de 60 m/s.

5.4.2. Metode și strategii de control a turbinelor eoliene

Se cunosc mai multe metode de control a turbinelor eoliene utilizate fie pentru a optimiza, fie pentru a limita puterea mecanică de ieșire, astfel o turbină eoliană poate fi controlată prin [5,7,8]:

➢ *controlul activ al unghiului de pas („pitch control”)* - este o tehnică de control a puterii turbinei prin controlul pasului palelor, β, așa cum este exemplificat în figurile 5.15. Este folosit pentru a menține puterea turbinei la o valoare optimă la variația vitezei vântului în funcționare normală sau pentru frânare/blocare la viteze ale vântului peste viteza de decuplare;

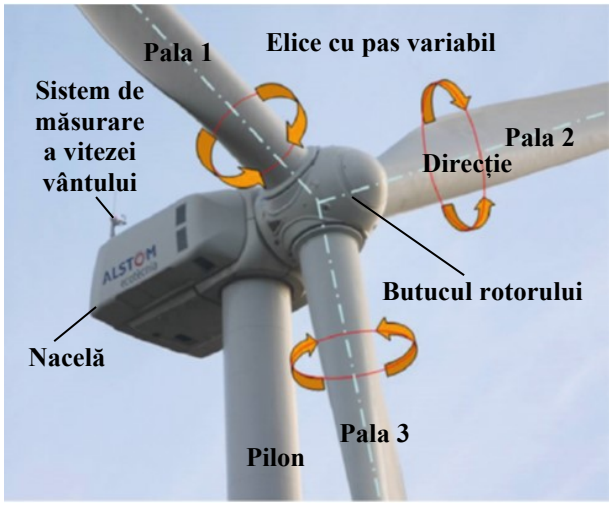


Fig.5.15 Mecanismul de reglare a unghiului de pas [6].

➢ *rotația întregii turbine eoliene (a nacelei) cunoscută sub denumirea „yaw control”*, așa cum este ilustrat în figura 5.16, se referă la rotația întregii turbine eoliene în jurul axului pilonului. Controlul rotației asigură ca turbina să fie în mod constant îndreptată spre vânt pentru a maximiza suprafața efectivă a rotorului și, ca rezultat, puterea. Deoarece direcția vântului poate varia rapid, există posibilitatea ca turbina să nu se poată alinia exact cu direcția vântului ceea ce poate cauza pierderi de putere. Se spune că turbina eoliană are o eroare de virare, dacă rotorul nu este perpendicular pe direcția vântului caz în care o parte mai redusă a energiei din vânt va trece prin zona rotorului. Acest mod de control a puterii de intrare în rotor ar fi o soluție promițătoare dacă nu ar exista și consecințe de ordin mecanic nedorite: acea parte a rotorului care este cea mai apropiată de direcția vântului va fi supusă unei forțe mai mari (cuplu de îndoire) decât restul rotorului; ace st lucru înseamnă că rotorul va avea tendința de a vira spre vânt în mod automat, indiferent dacă avem de-a face cu o turbină de „în vânt” sau „sub vânt”. Pe de altă parte, înseamnă că

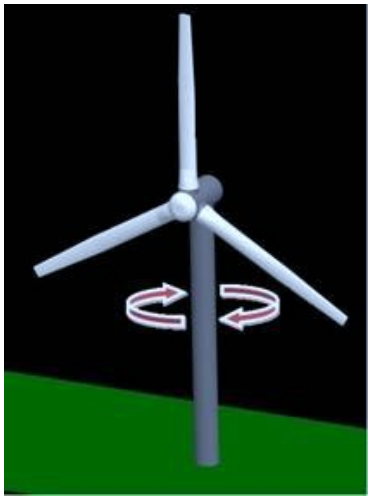


Fig.5.16 Ajustarea captatorului în raport cu direcția vântului prin rotirea nacelei („yaw control”) [8].

palele se vor încovoia înainte/înapoi pentru fiecare rotire a rotorului. Prin urmare, turbinele care utilizează aceste metode de control sunt supuse unor solicitări la oboseală mai mari decât turbinele eoliene care operează perpendicular pe direcția vântului. Aceste sisteme utilizează sisteme mecanice pasive care reacționează la viteze ale vântului mai mari decât cea nominală. Este o metodă de limitare a puterii mecanice recomandată turbinelor de putere mai mică de 30 kW;

- *controlul vitezei generatorului* – această variantă de control se referă la subsistemul electric și presupune utilizarea electronicii de putere sau, mai precis, convertoare statice care sunt cuplate la generator. Controlul vitezei generatorului sincron este cel mai eficient mod de a optimiza puterea maximă la viteze scăzute ale vântului.

Pe lângă frânele electrice sau mecanice, turbina poate fi frânată/oprită prin **calarea** sau prin **punerea în drapel**[5] a elicei [5,8]:

- *calarea pasivă (Passive Stalling Control), sau frânarea aerodinamică pasivă*, este cea mai simplă metodă de control a puterii, care poate fi folosită pentru turbine eoliene. Palele rotorului sunt fixate rigid și au o formă aerodinamică, care asigură un caracter laminar al fluxului de aer pentru viteze ale vântului cuprinse între cea de pornire v_p și cea maximă de decuplare v_d. Pentru viteze ale vântului mai mari decât v_d mișcarea fluxului de aer deasupra palei devine turbulentă, forța portantă scade, iar cea de rezistență crește și respectiv scade puterea mecanică. La viteza de decuplare (maximă) turbina generează puterea nominală, iar dacă viteza vântului continuă să crească se intensifică frânarea aerodinamică și creșterea puterii furnizate în rețea se limitează. În cele mai frecvente cazuri, pentru viteze egale sau mai mari de 25 m/s, turbina este deconectată și frânată cu frâna mecanică din dotare. Avantajul principal al acestui principiu de control constă în simplitatea realizării, evitând prezența unor piese în mișcare în rotor și un sistem de control complex. Pe de altă parte, calarea pasivă reprezintă o problemă de proiectare aerodinamică foarte complexă cu provocări legate de proiectare în dinamica structurală a întregii turbine eoliene, de ex. pentru a evita vibrațiile induse de blocarea rotorului. Aproximativ două treimi din turbinele eoliene care sunt instalate în prezent în lume sunt controlate prin staționare prin frânare aerodinamică pasivă;
- *punerea în drapel a elicei (Furling or Feathering Control) prin controlul activ al unghiului de pas* - reglarea pasului palelor poate fi utilizată pentru a frâna și a bloca mișcarea de rotație a rotorului atunci când viteza vântului depășește viteza de decuplare. În cazul majorității captatoarelor cu pas variabil, pasul palelor poate fi mărit până la punctul în care linia coardă a palei este aproximativ paralelă cu fluxul de aer care intră în rotor. Acest proces este denumit punere în drapel sau „feathering" sau „furling". O pală complet în drapel, când este oprită, are marginea palei îndreptată spre vânt, reducând forța vântului și solicitările asupra palei;
- *calarea activă (Active Stalling Control), sau frânarea aerodinamică activă*, este o combinație a celor două metode: cu frânare aerodinamică și reglare a unghiului de pas. La viteze ale vântului mai mici decât cea nominală, unghiul de pas se reglează în scopul obținerii unei eficiențe sporite (adesea folosesc doar câțiva pași fixați, în funcție de viteza vântului). Pentru viteze ale vântului mai mari decât cea nominală, unghiul de pas se reglează în direcția opusă celei obișnuite pentru reglarea pasului în cazul controlului normal. Cu alte cuvinte, va crește unghiul de atac al palelor rotorului pentru a face ca palele să intre într-un blocaj mai adâncă, irosind dispersând astfel excesul de energie din vânt. Unul dintre avantajele blocării active este că se poate controla puterea de ieșire mai precis decât în cazul blocării pasive, astfel încât să se evite depășirea puterii nominale a mașinii la începutul unei rafale de vânt. Un alt avantaj este că mașina poate funcționa aproape exact la puterea nominală la toate vitezele mari ale vântului. O turbină eoliană cu control pasiv normal va avea, de obicei, o scădere a puterii

[5] Punere în drapel = fixare a palelor unei elice cu pas variabil într-o poziție care oferă o mai mică rezistență în înaintare în caz de oprire a motorului [dex].

electrice de ieșire pentru viteze mai mari ale vântului, pe măsură ce palele rotorului intră în blocaj mai adânc. Ca în cazul controlului activ al pasului palrlor, una dintre chestiunile ridicate este legată de eficiența economică obținută versus creșterea complexității instalației prin adăugarea mecanismului de reglare a pasului palei;

➢ *scoaterea rotorului turbinei din direcția acțiunii vântului*, este o metodă de limitare a puterii mecanice recomandată turbinelor de putere mai mică de 30 kW. La viteze mari ale vântului, rotorul turbinei este scos (virat) din direcția acțiunii vântului (direcție perpendiculară pe planul de rotație rotoric) fie prin rotirea nacelei în jurul axei pilonului (*Yaw Control*), figura 5.16, fie prin rotirea (înclinarea) nacelei după o direcție perpendiculară pe axa turnului (*Tilt Control*) așa cum este ilustrat în figura 5.17.

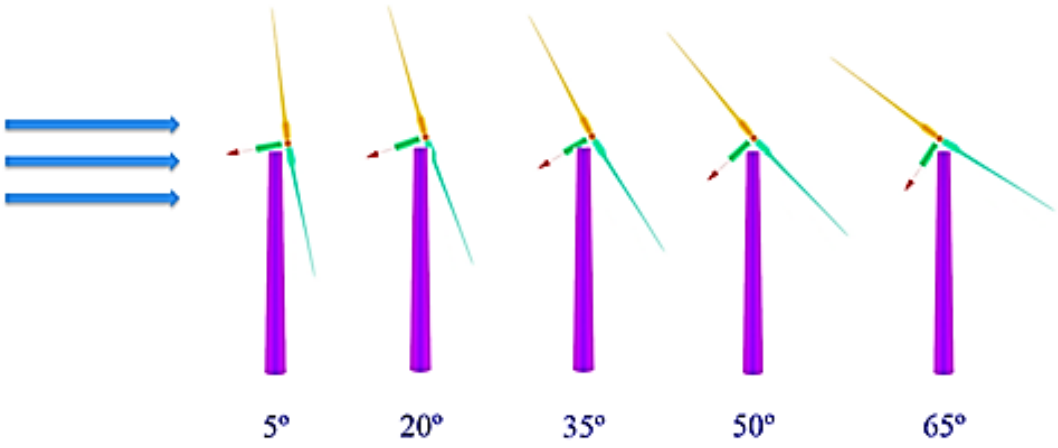


Fig.5.17 Scoaterea rotorului turbinei din direcția acțiunii vântului prin înclinarea nacelei (Tilt control) [7].

Controlul pasului palei și al vitezei generatorului sunt cele mai eficiente metode de reglare a puterii de ieșire a unei turbine eoliene. Astfel, **principalele strategii de control** utilizate pentru a gestiona funcționarea turbinei de-a lungul curbei de putere (Fig.5.18) sunt următoarele [8]:

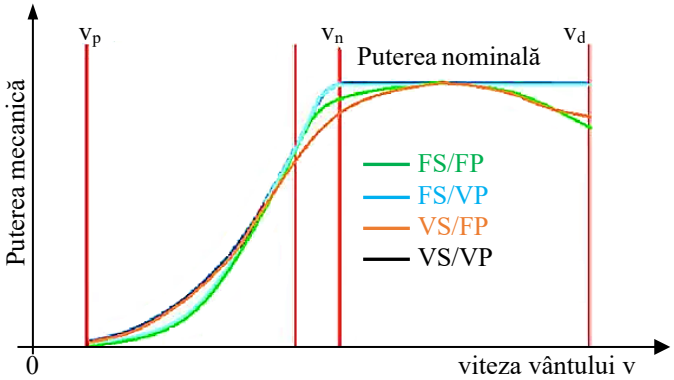


Fig.5.18 Referitor la strategii de control a turbinelor eoliene [8].

➢ *Viteză constantă/unghi de pas constant (Fixed-speed/fixed-pitch – FS/FP)* - în acest scenariu, generatorul turbinei este cuplat direct la rețeaua electrică, viteza generatorului sincron fiind determinată de frecvența rețelei. Selectarea raportului cutiei de viteze devine importantă pentru acest control pasiv deoarece asigură ca puterea nominală să nu fie depășită. Din figura 5.18 (curba verde), este evident faptul că, curba puterii reale nu se suprapune cu cea ideală (cu negru) rezultând o cantitate de energie captată mai mică. Se observă că turbina funcționează cu

eficiență maximă doar la o singură viteză a vântului în regiunea cu viteză mică. Puterea nominală a turbinei este atinsă doar la o singură viteză a vântului;

- *Viteză constantă/unghi de pas variabil (Fixed-speed/variable-pitch – FS/VP)* - operează la un unghi de pas fix sub viteza nominală a vântului și ajustează continuu unghiul peste viteza nominală a vântului. Altfel spus, funcționarea cu viteză fixă implică obținerea unei puteri maxime la o viteză anumită a vântului. În această configurație, pentru a limita puterea, se pot utiliza atât metodele de blocare activă cât și cele de punere în drapel. Curba de funcționare în acest caz este reprezentată în figura 5.18 cu culoare albastră. Sub viteza nominală a vântului, turbina FS-VP are o eficiență aproape optimă . La depășirea vitezei nominale a vântului, unghiurile de pas sunt modificate continuu, oferind o pierdere mult mai mică de putere;
- *Configurația cu pas fix și viteză variabilă (Variable-speed/fixed-pitch – VS/FP)* ajustează continuu viteza rotorului în raport cu viteza vântului prin intermediul electronicii de putere care controlează viteza sincronă a generatorului. Pasul fix se bazează în mare măsură pe designul lamei pentru a limita puterea prin blocarea pasivă. În figura 5.18 curba puterii pentru VS-FP este reprezentată cu culoarea cărămizie și arată că eficiența energetică este maximizată la viteze scăzute ale vântului, iar puterea nominală a turbinei poate fi obținută pentru o singură viteză a vântului. Reglarea pasivă a blocării joacă un rol major în nerealizarea puterii nominale și poate fi atribuită unei regli slabe a puterii peste viteza nominală a vântului. În cazurile cu viteză redusă a vântului, VS-FP poate capta mai multă energie și poate îmbunătăți calitatea energiei;
- *Configurația cu viteză variabilă și pas variabil (Variable-speed/variable-pitch – VS/VP)* este o combinație a VS-FP și FS-VP. Sub viteza nominală a vântului, pentru a maximiza captarea energiei și pentru a crește calitatea energiei se operează la viteză variabilă și pas fix. La vieze care depășesc viteza nominală a vântului, operarea turbinei se realizează la viteză fixă și pas variabil care permite reglarea eficientă a puterii la puterea nominală. VS-VP este singura strategie de control care realizează teoretic curba de putere ideală prezentată cu culoare neagră în figura 5.18.

5.5. PUTEREA CAPTATOARELOR EOLIENE

5.5.1. Puterea vântului

Puterea vântului se poate determina plecând de la energia cinetică a unui curent de aer cu viteză constantă v:

$$E = \frac{m \cdot v^2}{2}, \tag{5.5}$$

unde m reprezintă masa de aer care trece prin suprafața S (suprafața baleiată de palele rotorului, de regulă un disc) a unui captator eolian într-un interval de timp t. Masa de aer m poate fi exprimată în funcție de debitul masic de aer, q_m, prin suprafața captatorului:

$$m = q_m \cdot t, \tag{5.6}$$

unde

$$q_m = \rho \cdot S \cdot v, \tag{5.7}$$

cu ρ densitatea masică a aerului. Astfel, puterea curentului de aer este dată de relația următoare:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} = \frac{q_m \cdot v^2}{2}. \tag{5.8}$$

Pentru o suprafață a captatorului S=1 m^2 , considerând pentru densitatea aerului valoarea de ρ=1,226 kg/m^3, rezultă următoarea relație de calcul a puterii specifice:

$$p = 0{,}613 \cdot \left(\frac{v}{10}\right)^3 \ [\mathrm{kW/m^2}]. \tag{5.9}$$

Aceasta este puterea totală a unui curent de aer. Nici unul dintre captatoarele eoliene cunoscute nu poate utiliza integral puterea curentului de aer care îl străbate. Puterea maximă preluată se poate determina în principiu, luând în considerare numai modificarea vitezei vântului la trecerea prin turbina eoliană.

5.5.2. Cazul captatoarelor eoliene cu ax orizontal

Legea lui Betz stabilește care este puterea maximă pe care o poate prelua un rotor aflat într-un curent de fluid care curge cu o viteză cunoscută. Această lege permite determinarea eficienței maxime a unui captator de aer considerat sub forma unui disc situat în tubul de curent (Fig.5.19). Pentru simplificare se consideră un tub cu secțiune constantă, neglijând creșterea secțiunii la ieșirea din captator datorată destinderii curentului de aer în acesta, adică deflectarea secțiunii cauzată de scăderea vitezei curentului de aer. Betz a analizat o turbină cu rotor idealizat la care [1]:

- se admite că rotorul prezintă un disc cu un număr infinit de pale subțiri;
- se neglijează pierderile de energie.

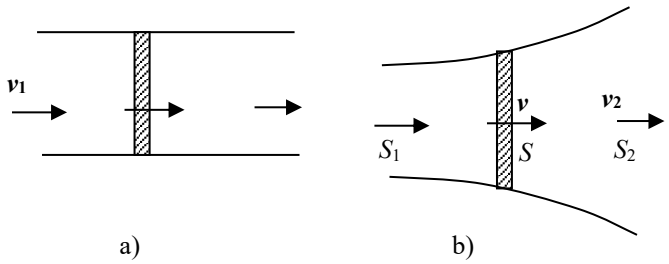


Fig.5.19 Captatorul cu ax orizontal în tubul de curent [1]:
a) tub cilindric; b) tub cu secțiune variabilă.

Captatoarele eoliene cu ax orizontal au o elice asemănătoare cu elicele de avion, fiind necesară orientarea lor după direcția vântului. În amonte de captator, viteza vântului este v_1, iar în aval de acesta scade și devine v_2, în dreptul captatorului viteza fiind v.

Puterea preluată de captator poate fi considerată ca diferența puterilor curentului de aer înainte de captator și după captator, considerând același debit masic de aer (q_m), adică [1]:

$$P_m = P_1 - P_2 = \frac{q_m \cdot v_1^2}{2} - \frac{q_m \cdot v_2^2}{2} = \frac{q_m}{2}\left(v_1^2 - v_2^2\right) = \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot v \cdot \left(v_1^2 - v_2^2\right). \qquad (5.10)$$

Pe de altă parte, puterea captată reprezintă diferența dintre variația impulsului curentului de aer la intrarea în captator și a celui de la ieșirea din captator, multiplicată cu viteza curentului de aer la trecerea prin captator, astfel:

$$P_m = \left(\frac{\Delta h_1}{\Delta t} - \frac{\Delta h_2}{\Delta t}\right) v = \frac{m v_1 - m v_2}{\Delta t} v = \frac{m}{\Delta t} \cdot \left(v_1 - v_2\right) = q_m \cdot \left(v_1 - v_2\right) = \rho S v^2 \left(v_1 - v_2\right). \qquad (5.11)$$

Egalând expresiile (5.10) și (5.11) se obține expresia puterii vântului la trecerea prin captator:

$$\frac{\rho \cdot S}{2} \cdot v \cdot \left(v_1^2 - v_2^2\right) = \rho \cdot S \cdot v^2 \cdot \left(v_1 - v_2\right) \Rightarrow v = v_{med} = \frac{v_1 + v_2}{2}, \qquad (5.12)$$

deci viteza curentului de aer la trecerea prin captator este egală cu media vitezelor vântului la intrarea și ieșirea din captator.

Înlocuind în (5.7) expresia (5.12) rezultă:

$$q_m = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot \left(v_1 + v_2\right). \qquad (5.13)$$

Puterea preluată de captatorul eolian, P_m, se mai poate exprima ca variație a energiei cinetice cedate rotorului în funcție de timp:

$$P_m = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{\left[\frac{1}{2} m \left(v_1^2 - v_2^2\right)\right]}{\Delta t} = \frac{m}{\Delta t}\frac{1}{2}\left(v_1^2 - v_2^2\right) = q_m \frac{1}{2}\left(v_1^2 - v_2^2\right) = \frac{1}{4}\rho \cdot S \cdot \left(v_1 + v_2\right)\left(v_1^2 - v_2^2\right) = \left(\frac{1}{2} F(x)\right)\left(\frac{1}{2}\rho \cdot S \cdot v_1^3\right) = C_p \cdot P, \quad (5.14)$$

relație în care s-a ținut cont de (5.12) și unde:

- $x = v_2/v_1$;
- $F(x) = 1+x-x^2-x^3$;
- P - puterea curentului de aer în tubul de curent cilindric;
- $C_p = P_m/P$ - **coeficientul de putere** (Fig.5.20).

Este evident că, pentru un fluid dat și o viteză dată v_1, maximul puterii cedate va corespunde maximului funcției F(x) care se obține punând condiția de extrem:

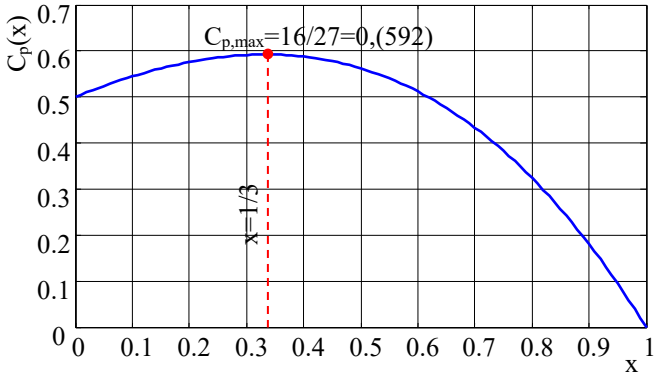


Fig.5.20 Coeficientul de putere pentru captatoare cu ax orizontal.

$$\frac{dF(x)}{dx} = \frac{d\left(1 + x - x^2 - x^3\right)}{dx} = 1 - 2x - 3x^2 = 0 \Rightarrow \begin{cases} x_1 = \frac{1}{3} \\ x_2 = -1 \end{cases}, \quad (5.15)$$

soluția acceptată fiind x=1/3, iar în consecință puterea maximă se obține în cazul în care viteza de ieșire a fluidului din tub este $v_2 = v_1/3$:

$$P_{max} = \frac{1}{4}\rho \cdot S \cdot v_1^3 \cdot F\left(\frac{1}{3}\right) = \frac{1}{4}\rho \cdot S \cdot v_1^3 \cdot \frac{32}{27} = \left(\frac{16}{27}\right)\left(\frac{1}{2}\rho \cdot S \cdot v_1^3\right) = C_{p,max} \cdot P \ . \quad (5.16)$$

Valoarea maximă a coeficientului de putere este:

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} = 0,(592). \quad (5.17)$$

Așadar, puterea maximă preluată se ridică la circa 0,(592) din puterea curentului de aer și se obține când viteza vântului la ieșirea din turbina eoliană are o valoare de o treime din valoarea inițială. Această valoare este cunoscută sub numele de **limita lui Betz**.

5.5.3. Cazul captatoarelor eoliene cu ax vertical

În acest caz palele turbinei sunt verticale, dispuse radial pe circumferința unui cilindru. La acest tip de turbină nu contează direcția vântului, dar trebuie luate măsuri ca jumătate din circumferința turbinei să nu fie activă. Schematizat, în figura 5.21, se prezintă situarea captatorului în tubul de fluid. Puterea preluată de captator se determină plecând tot de la expresia energiei cinetice cedate în tubul de curent, dar în acest caz se ține seama de faptul că suprafața captatorului este traversată de două ori de către curentul de aer:

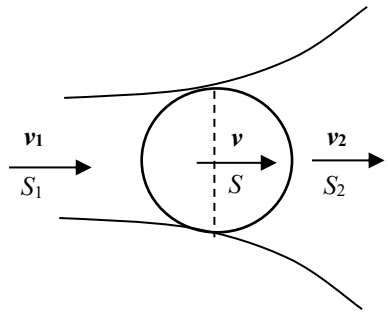


Fig.5.21 Captatorul cu ax vertical în tubul de curent [1].

$$P_m = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{\Delta E_1 + \Delta E_2}{\Delta t} = \frac{\left[\frac{1}{2} m_1 \left(v_1^2 - v^2\right) + \frac{1}{2} m_2 \left(v^2 - v_2^2\right)\right]}{\Delta t} = \qquad ,(5.18)$$

$$= q_{m1} \frac{1}{2}\left(v_1^2 - v^2\right) + q_{m2} \frac{1}{2}\left(v^2 - v_2^2\right) = \frac{\rho \cdot S \cdot v}{2}\left(v_1^2 - v^2\right) + \frac{\rho \cdot S \cdot v}{2}\left(v^2 - v_2^2\right)$$

sau

$$P_m = \frac{\rho \cdot S \cdot v_1^3}{2}\left\{\frac{v}{v_1}\left[1 - \left(\frac{v}{v_1}\right)^2\right] + \left(\frac{v}{v_1}\right)^3\left[1 - \left(\frac{v_2}{v}\right)^2\right]\right\} = \frac{\rho \cdot S \cdot v_1^3}{2}\left\{x\left[1 - x^2\right] + x^3\left[1 - x^2\right]\right\} =$$

$$= \frac{1}{2}\rho \cdot S \cdot v_1^3 \left\{x - x^5\right\} = \frac{1}{2}\rho \cdot S \cdot v_1^3 \cdot x\left(1 - x^4\right) = F(x)\frac{1}{2}\rho \cdot S \cdot v_1^3 = C_p \cdot P$$

,(5.19)

cu $x = v/v_1 = v^2/v$ deoarece s-a considerat ca în cazul precedent o variație liniară a vitezei vântului la trecerea prin rotor. Maximul puterii cedate va corespunde maximului funcției F(x) care se obține punând condiția de extrem:

$$\frac{dF(x)}{dx} = \frac{d\left(x - x^5\right)}{dx} = 1 - 5x^4 = 0 \Rightarrow x = \sqrt[4]{\frac{1}{5}}, \qquad (5.20)$$

În consecință puterea maximă se obține în cazul în care $v = \sqrt[4]{1/5}\, v_1$ și $v_2 = \sqrt[4]{1/5}\, v = \sqrt{1/5}\, v_1$:

$$P_{max} = F\left(\sqrt[4]{\frac{1}{5}}\right)\frac{1}{2}\rho\, S\, v_1^3 = C_{p,max}\, P \cong 0{,}535\, P\ . \qquad (5.21)$$

În figura 5.22 se prezintă variația coeficientului de putere în cazul captatoarelor cu ax vertical.

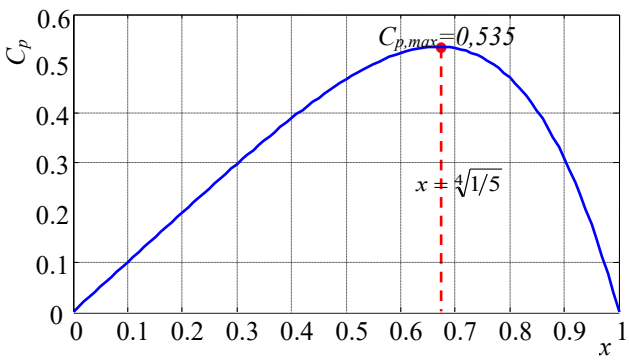


Fig.5.22 Coeficientul de putere pentru un captator cu ax vertical.

Deoarece puterea dezvoltată de un captator eolian nu este constantă, fiind proporțională cu puterea a treia a vitezei vântului, **puterea nominală** a captatorului se consideră egală cu puterea generatorului electric sau a mașinii de lucru antrenate.

5.6. GENERAREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN CENTRALELE EOLIENE

Cele mai frecvente tipuri de generatoare întâlnite în centralele eoliene sunt:

- *generatoare de c.c., fie generatoare asincrone* asociate cu un redresor/invertor (soluție mai avantajoasă, alternatorul având un gabarit mult mai mic - greutate de două ori mai mică decât un generator de c.c. la aceeași putere), în instalațiile de putere mică utilizează;
- *generatoare sincrone*, care pot funcționa la turație variabilă, sau la turație constantă. Varianta cu turație variabilă, se utilizează în rețele izolate față de sistemul energetic în timp ce varianta cu turație constantă, implică existența unor mijloace complexe de reglare a turației prin reglarea înclinării palelor turbinei care nu se justifică decât la puteri mari;
- *generatoare asincrone* - sunt cel mai des utilizate în centralele eoliene datorită avantajelor prezentate: mai ieftine și mai ușor de întreținut în raport cu celelalte tipuri de generatoare, pornirea și punerea în paralel cu sistemul electroenergetic nu necesită dispozitive speciale, prezintă o funcționare mai sigură la defecte în rețea (dispariția tensiunii), iar repornirea este însoțită doar de un curent de câteva ori mai mare decât cel nominal. Se prevăd cu baterii de condensatoare pentru producerea energiei reactive, pentru a putea fi folosite și izolat, nelegate la sistemul electroenergetic.

Expresia puterii mecanice a unei eoliene este:

$$P_m = C_p(\lambda,\beta)\cdot P = C_p(\lambda,\beta)\left(\tfrac{1}{2}\rho\cdot S\cdot v^3\right), \qquad (5.22)$$

- $C_p(\lambda,\beta)$ = coeficientul de putere (de performanță);
- λ = viteza specifică (rapiditatea);
- β = unghiul de orientare (pas) a palelor [grade].
- v – viteza vântului;
- ρ – densitatea aerului;
- S – suprafața palelor.

Coeficientul de putere C_p depinde de construcția eolienei. Spre exemplu, pentru o eoliană anume, expresia lui dedusă într-o manieră empirică este [5]:

$$C_p(\lambda,\beta) = [0{,}5 - 0{,}00167\cdot(\beta - 2)]\cdot\sin\left[\frac{\pi(\lambda + 0{,}1)}{18{,}5 - 0{,}3\cdot(\beta - 2)}\right] - 0{,}00184\cdot(\lambda - 3)\cdot(\beta - 2). \qquad (5.23)$$

5.6.1. Instalații eoliene cu generatoare care funcționează la viteză constantă

În figura 5.23 este prezentă schema de principiu a unei instalații eoliene la care reglajul puterii (vitezei) la axul rotorului este realizată mecanic din pasul elicei.

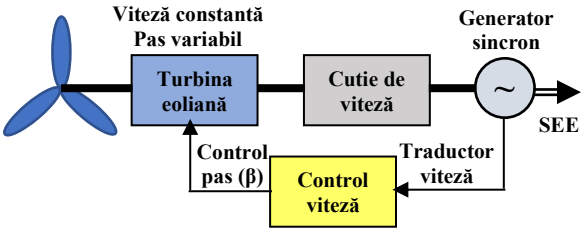


Fig.5.23 Instalații eoliene de mare putere conectate la SEE.

În conformitate cu relațiile (5.22) și (5.23), puterea mecanică la axul turbinei poate fi menținută constantă, la viteze variabile ale vântului, prin modificarea unghiului de pas (de

înclinare) a palelor, astfel încât viteza de rotație să fie menținută la valoarea corespunzătoare obținerii unei valori a frecvenței la bornele generatorului de 50 Hz (bineînțeles și prin intermediul cutiei de viteza). Deci este necesară prezența unui sistem de control a unghiului de pas. Unghiul β se reglează fie cu dispozitive hidraulice, fie cu actuatoare electrice.

Funcționarea unei astfel de instalații este caracterizată de următoarele faze [5]:

- **faza de pornire a instalației** - producerea de energie electrică începe atunci când viteza mecanică atinge aproximativ 70% din viteza de sincronism a generatorului. Puterea electrică este însă mică;
- **faza de extragere a puterii maxime**, sau faza MPPT (Maximum Power Point Tracking) - în această zonă, viteza mecanică variază putând atinge valori apropiate de viteza nominală și puterea electrică crește rapid. Unghiul de orientare (pas) a palelor β rămâne constant la valoarea minimă, pentru a putea obține valoarea maximă a coeficientului C_p. Se obține astfel puterea maximă, indiferent de valoarea vitezei mecanice, pentru viteze medii ale vântului (aproximativ 7-13 m/s);
- **faza vitezei mecanice cvasi-constante**, în care β se modifică pentru obținerea puterii electrice maxime („pitch control") pentru diferite valori ale vitezei vântului. Puterea electrică crește foarte repede, până atinge valoarea nominală;
- **faza de putere constantă** - în cazul în care viteza vântului crește în continuare, unghiul de orientare a palelor devine important, în scopul menținerii puterii electrice constante, la valoarea nominală. Dacă viteza vântului devine prea mare și riscă să avarieze eoliana, unghiul de orientare a palelor este fixat la 90°. Este ceea ce se numește „punerea în drapel", ce determină oprirea eolienei până când viteza vântului se reduce sub valoarea de decuplare.

Instalațiile la viteză constantă pot fi supuse unor suprasolicitări mecanice [5]. Pentru că acestea trebuie să mențină viteza fixată, indiferent de viteza vântului, nu există nici un mecanism capabil să absoarbă forțele vântului în rafale și acest lucru duce la creșterea cuplului mecanic, la suprasolicitări mecanice și o uzură excesivă a cutiei de viteze (creșterea costurilor de întreținere și reducerea duratei de exploatare). Totodată, timpul de reacție a acestor sisteme mecanice poate fi de ordinul zecilor de milisecunde, astfel încât în cazul rafalelor de vânt se pot produce fluctuații rapide a puterii de ieșire (electrică). Instalațiile care funcționează la viteză variabilă pot capta, în aceleași condiții de funcționare, cu 8-15% mai mult decât cele la viteză constantă. Din aceste motive, sistemele la viteză variabilă sunt preferate sistemelor cu viteză fixă.

5.6.2. Instalații eoliene cu generatoare cu viteză variabilă

În aceste instalații, menținerea constantă a frecvenței de ieșire a generatorului, este realizată prin utilizarea unor echipamente electronice de putere.

5.6.2.1. Instalații eoliene cu generatoare sincrone cu controlul frecvenței de ieșire în linie

Schemele de principiu a unor astfel de instalații sunt reprezentate în figura 5.24, unde:

- în figura 5.24, a se prezintă schema unei instalații cu generator sincron cu excitație în c.c.;
- în figura 5.24, b se prezintă schema unei instalații cu generator sincron cu magneți permanenți. În cazul unor viteze medii se utilizează pentru reglajul vitezei și cutii de viteză.

Această soluție este utilizată pentru a obține o frecvență fixă, sincronă cu rețeaua, în cazul în care rotorul generatorului sincron, este antrenat de către rotorul turbinei cu o viteză variabilă corespunzătoare condițiilor existente de vânt. Funcționarea la viteză variabilă a generatorului sincron produce o tensiune de ieșire de frecvență variabilă în funcție de viteza de rotație a arborelui de antrenare. Această tensiune este redresată pe partea generatorului și reconvertită în tensiune alternativă pe partea rețelei (convertor CA-CC-CA) sincron cu frecvența rețelei. Astfel, poate fi extinsă gama de viteze ale vântului la care poate funcționa sistemul.

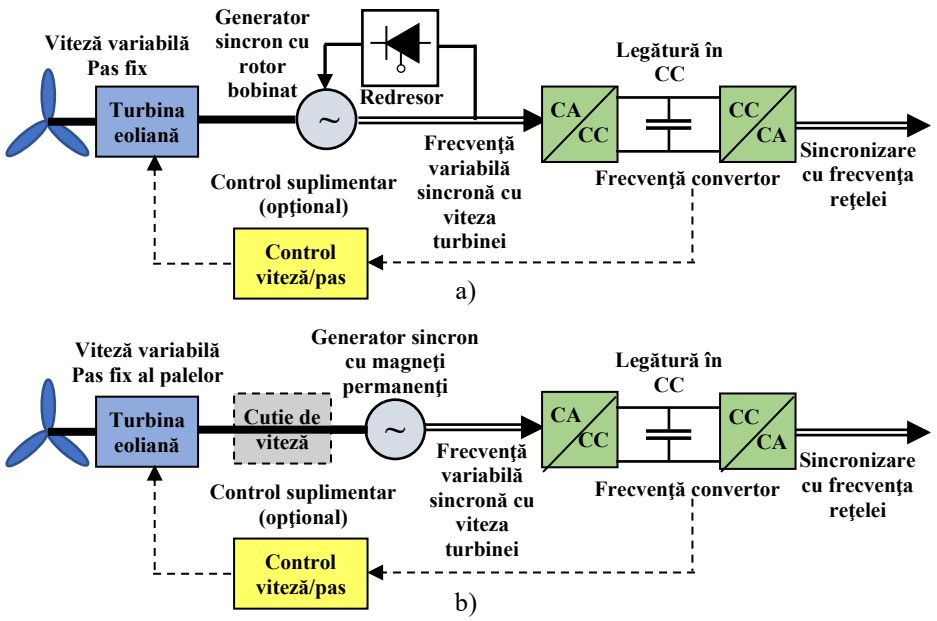


Fig.5.24 Instalații eoliene de mare putere cu controlul frecvenței de ieșire (funcționare conectat la SEE):
a*) cu generator sincron cu excitație în c.c.; b) cu generator sincron cu magneți permanenți (pentru viteze medii de rotație cu cutie de viteză).*

Un neajuns major al acestui sistem este faptul că circuitele electronice ale convertorului de frecvență trebuie să fie dimensionate pentru a putea transporta puterea totală a generatorului.

5.6.2.2. Instalații eoliene cu mașini de inducție dublu alimentate (MIDA sau DFIG – Doubly Fed Induction Generator)

În prezent, această soluție tehnică (Fig.5.25) este cea preferată pentru realizarea conversiei energie vânt – energie electrică sincronă cu rețeaua.

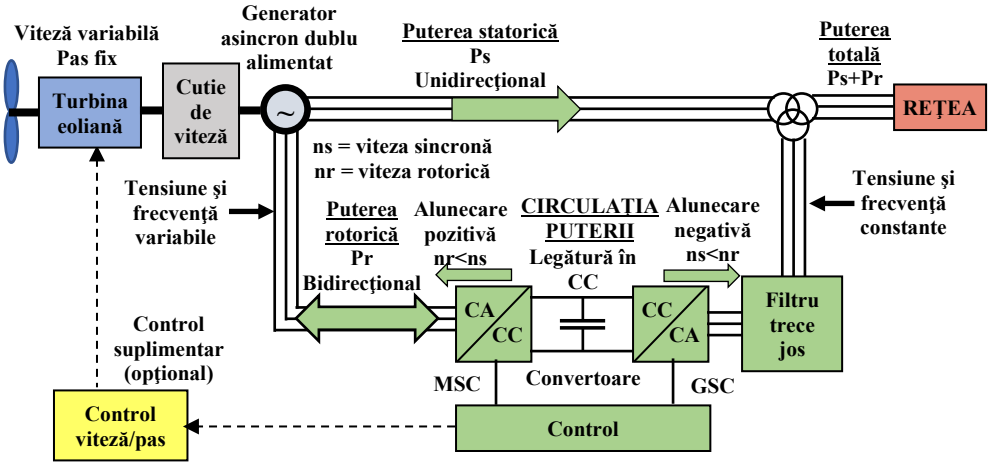


Fig.5.25 Instalații eoliene cu generatoare asincrone dublu alimentate conectate la SEE [3].

Instalația cu MIDA constă dintr-un generator de inducție trifazat cu rotor bobinat. În configurația standard a unui generator asincron conectat la rețea, curentul de excitație este preluat din rețea prin înfășurările statorice conectate direct la aceasta. În această configurație și înfășurările rotorice sunt alimentate printr-un sistem de convertoare „back to back”, într-o buclă bidirecțională, vehiculând puterea fie de la rețea la generator, fie de la generator la rețea. Cea de o a doua intrare de excitație, prin inelele rotorului bobinat permite un control mai

eficient asupra ieșirii generatorului. MSC reprezină convertorul dinspre mașina de inducție (Machine Side Converter), iar GSC este convertorul dinspre rețea (Grid Side Converter) [3].

Datorită convertoarelor statice de putere bidirecționale din circuitul rotoric, MIDA este capabilă să funcționeze atât ca generator, cât și ca motor. Se utilizează următoarele notații [5]:

- P_m - putere mecanică ($P_m < 0$ dacă mașina este antrenată);
- P_s - putere activă absorbită de stator ($P_s < 0$ dacă MIDA este generator);
- P_r - putere activă debitată de rotor (sensul său depinde de semnul alunecării). Este pozitivă în regim de generator hipersincron, fiind transmisă dinspre rotor spre rețea, respectiv negativă în regim de generator subsincron fiind absorbită din rețea. În ambele cazuri, puterea statorică P_s este debitată în rețea;
- $P_{rețea}$ - putere activă furnizată mașinii din rețea ($P_{rețea} < 0$ dacă MIDA este generator);
- Ω_m: viteza de rotație a MIDA.

Presupunând neglijabile pierderile din circuitele statorului și rotorului, între puteri există relațiile:

$$P_m = P_{retea}, \tag{5.24}$$

$$P_{retea} = P_s - P_r, \tag{5.25}$$

$$P_r = s \cdot P_s, \tag{5.26}$$

$$P_s = P_{retea} / (1 - s). \tag{5.27}$$

Sistemul de control în buclă închisă monitorizează tensiunea de ieșire a statorului, ca valoare efectivă și frecvență, furnizând semnale de eroare în cazul în care acestea sunt diferite față de rețea. Eroarea de frecvență este egală cu frecvența de alunecare generatorului și este proporțională cu diferența dintre turația sincronă și turația reală a mașinii.

Când generatorul este excitat din înfășurările statorului acesta se comportă la fel ca un generator cu colivie sau cu rotor bobinat. În absența excitației rotorice suplimentare, frecvența de ieșire a unui generator subsincron va fi mai mică decât frecvența rețelei care asigură excitația și alunecarea acestuia are o valoare pozitivă. Pe de altă parte, la viteze hipersincronice frecvența de ieșire este prea mare și alunecarea mașinii devine negativă.

Rotorul absoarbe energie de la rețea pentru a accelera și injectează putere în rețea pentru a reduce viteza. Când frecvența statorului și a excitației rotorului corespund frecvenței rețelei, alunecarea este nulă, iar generatorul va funcționa sincron cu rețeaua.

Astfel, prin sistemul celor două convertoare se controlează:

- **frecvența** - frecvența curenților rotorici, induși de stator, este aceeași cu frecvența de alunecare fiind echivalentă cu eroarea de frecvență din bucla de reacție. Excitația suplimentară a rotorului produce un al doilea set de curenți care se adaugă curenților rezultați prin inducția statorică. Acești curenți adiționali afectează viteza de rotație a rotorului prin producerea unui cuplu suplimentar de rotire cu observația că acesta nu depinde de viteza de rotație (depinde numai de frecvență sistemului). Frecvența curentului furnizat de MSC poate fi controlată astfel încât să compenseze frecvența de alunecare. Cu alunecare zero, generatorul se rotește la frecvența sincronă impusă de rețea. Cu cât este mai mare alunecarea, cu atât este mai mare frecvența de compensare necesară. Controlul trebuie să fie eficient atât în cazul alunecărilor pozitive (regim de motor) cât și a celor negative (regim de generator). La o funcționare subsincronă, secvența de faze a înfășurărilor rotorului este setată astfel încât câmpul magnetic al rotorului să fie în aceeași direcție ca în cazul unei mașini cu alunecare negativă pentru a compensa alunecarea pozitivă a rotorului. Pentru a reduce viteza rotorului, secvența de faze a înfășurărilor rotorului este reglată în direcție opusă față de cazul unei mașini cu alunecare pozitivă. Când funcționează la turație sincronă, rotorul va fi alimentat în curent continuu din și spre rotor neexistând nici un flux de energie;

➢ **amplitudinea tensiunii la bornele statorice** - tensiunea de ieșire a generatorului este determinată de intensitatea curentului de excitație furnizat rotorului și aceasta poate fi reglată prin tensiunea de alimentare a rotorului furnizată de MSC. Tensiunea continuă variabilă, se obține prin „choppare" sau modulare PWM, ținând cont de eroarea de tensiune.

Astfel, instalația cu MIDA asigură generarea unei puteri la frecvența rețelei, cu amplitudinea tensiunii egală cu cea din rețea, în cazul variațiilor cuplului mecanic. Domeniul tipic de control al vitezei este ± 30% din viteza sincronă. Pentru o gamă mai mare de reglare a vitezei, este necesar să se realizeze un control separat al pasului pe palelor rotorului.

Fluxul de putere al generatorului este împărțit între stator și rotor: cca. 70% sau mai mult provenind de la stator, iar prin bucla de reacție se vehiculează numai puterea de alunecare care este cuprinsă între 20% și 30% din total. Datorită puterii reduse care este vehiculată prin convertoare, în comparație cu sistemul de control în linie descris în subparagraful anterior, convertoarele MIDA pot fi implementate cu componente mai puțin costisitoare. MIDA poate produce o putere de două ori mai mare decât o mașină similară simplu alimentată, având aceleași pierderi (la acestea trebuie adăugate și pierderile de putere în echipamentele de electronică). Cu toate acestea, eficiența unei MIDA este mai bună decât a unei mașini electrice simplu alimentată [3].

5.6.3. Instalații eoliene de mică putere

Într-un sistem tipic (Fig.5.26) turbina este cuplată direct la un generator sincron trifazat cu magneți permanenți montat pe același ax. Acesta este de fapt un generator sincron cu frecvența sa de ieșire sincronizată cu turația rotorului (nu funcționează sincron cu rețeaua). Din motive economice, la instalațiile de mică putere unghiul de pas a palelor este fix astfel încât turația rotorului variază în funcție de viteza vântului. Tensiunea de ieșire a generatorului și frecvența sunt proporționale cu turația rotorului iar curentul este proporțional cu cuplul la arborele generatorului. Ieșirea este redresată, alimentând printr-un convertor de c.c. „buck – boost" un invertor care asigură o tensiune de ieșire având valorile amplitudinii și frecvenței egale cu cele impuse.

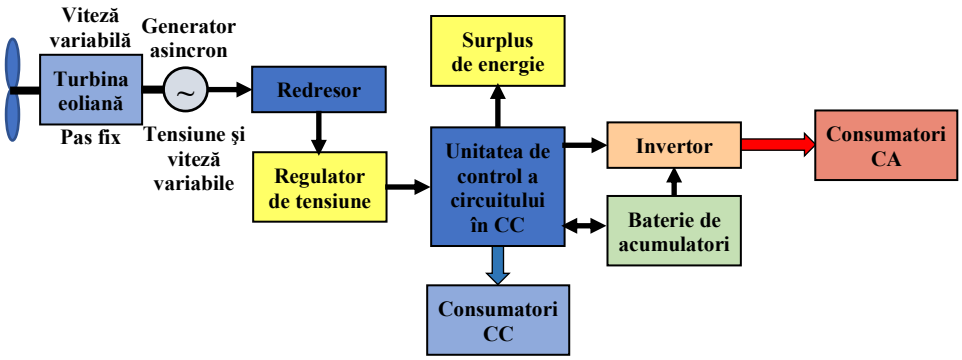


Fig.5.26 Instalații eoliene de mică putere (funcționare izolată).

Figura 5.27 sugerează grafic diferențele de gabarit între turbine eoliene de puteri ridicate întâlnite frecvent în instalațiile eoliene actuale.

Figura 5.28 exemplifică poziționarea turbinelor eoliene într-o fermă (parc) eoliană în așa fel încât să se evite pe cât posibil ecranarea turbinelor una pe cealaltă, influența curenților turbionari creați de turbinele vecine etc.

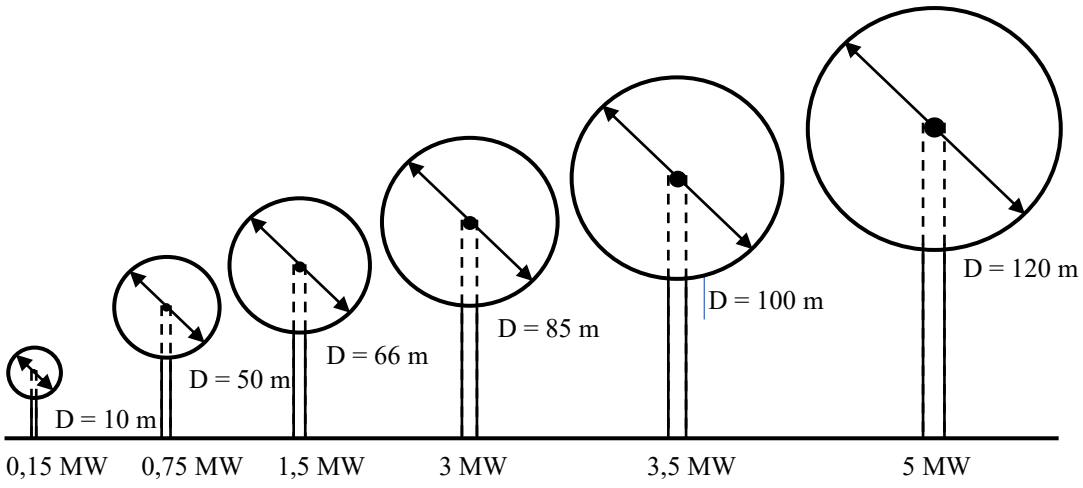


Fig.5.27 Puteri ale turbinelor eoliene.

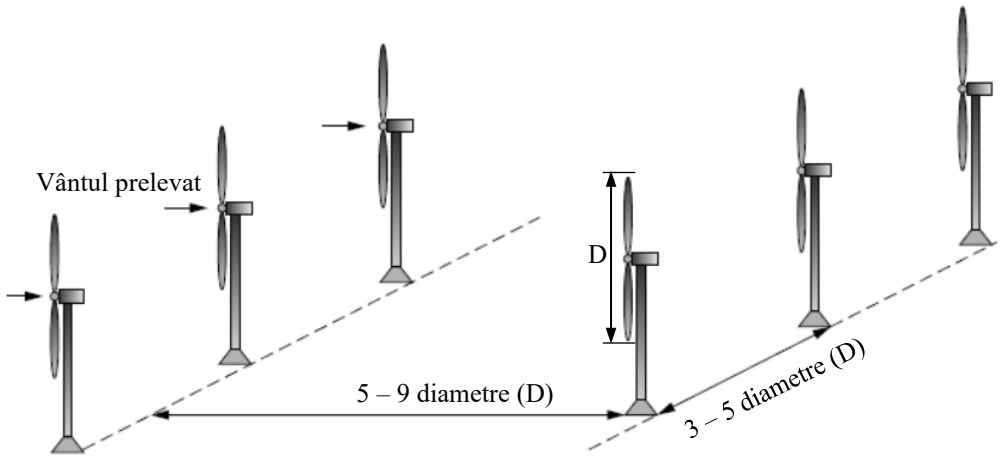


Fig.5.28 Amplasarea optimă a turbinelor eoliene.

5.7. IMPACTUL CENTRALELOR EOLIENE ASUPRA MEDIULUI

Centralele eoliene neconsumând combustibili nu produc nici un fel de emisii în directă legătură cu producerea energiei electrice. Contribuie în mod indirect la producerea de emisii poluante și de produși secundari prin faptul că realizarea lor necesită consumarea de materiale de diferite tipuri, asigurarea stocării energiei și a regularizării ei poate necesita utilizarea unor instalații consumatoare de combustibili fosili. În comparație cu alte surse de energie, centralele eoliene sunt surse cu emisii scăzute de poluanți.

Energia eoliană face parte din categoria resurselor regenerabile de energie, curate, utilizarea ei neafectând rezervele de combustibili fosili or nivelul emisiilor poluante.

Din punct de vedere ecologic problemele ridicate se referă la modificarea aspectului mediului înconjurător (estetică), respectiv la impactul asupra păsărilor. Numărul păsărilor care mor datorită ciocnirii accidentale cu turbinele eoliene este extrem de mic neavând o influență sensibilă asupra populației ca atare. Dar unele parcuri eoliene amplasate pe țărm sau lângă țărm pot afecta anumite populații de păsări.

Uneori apare necesitatea defrișării unor zone, deoarece funcționarea în siguranță și eficientă a unei eoliene necesită o suprafață liberă în jurul ei, suprafață definită prin amplasarea eolienei față de granița ei la o distanță de circa 10 ori mai mare decât diametrul ei pe direcția vânturilor dominante și de circa 5 ori mai mare pe o direcție perpendiculară unde pierderile datorită

efectului parcului de eoliene sunt minime. Astfel o eoliană necesită pentru o putere de 1 MW o suprafață de aproximativ 0,1 km^2.

În concluzie se poate spune că energia eoliană este una dintre cele mai curate și mai sigure forme de energie utilizabile pentru producerea energiei electrice, chiar dacă există mici accidente sau unele remarci privind estetica unor parcuri eoliene sau zgomotul produs.

5.8. APLICAȚII

Aplicația 5.1. Să se compare energia vântului pentru o suprafață de 1 m^2 pentru următoarele regimuri (temperatura 15°C la presiunea de 1 atm):

- viteza medie a vântului 5 m/s timp de 100 de ore;
- viteza medie a vântului de 3m/s timp de 50 de ore, iar apoi de 7 m/s timp de alte 50 de ore.

Soluție:

$$E_1 = 0{,}613 \cdot \left(\frac{5}{10}\right)^3 \cdot 100 = 7{,}6625 \quad [\text{kWh/m}^2];$$

$$E_{21} = 0{,}613 \cdot \left(\frac{3}{10}\right)^3 \cdot 100 = 1{,}6551 \quad [\text{kWh/m}^2];$$

$$E_{22} = 0{,}613 \cdot \left(\frac{7}{10}\right)^3 \cdot 100 = 21{,}0259 \quad [\text{kWh/m}^2];$$

$$E_2 = E_{21} + E_{22} = 22{,}681 = \frac{22{,}681}{7{,}6625} E_1 = 2{,}96 E_1 \quad [\text{kWh/m}^2] \cdot$$

Aplicația 5.2. Impactul înălțimii asupra vitezei vântului. Deoarece puterea în vânt este proporțională cu viteza la puterea a 3, impactul economic al creșterii modeste a acesteia poate fi semnificativă. O modalitate de a obține viteze mai mari este de a monta turbina pe un turn înalt. În primele câteva sute de metri deasupra solului, viteza vântului este mult afectată de frecare în timp ce trece pe suprafața pământului. Suprafețele netede (cum ar fi mare calmă), opun o rezistență mică și variația vitezei aerului cu altitudinea este modestă. La cealaltă extremă, se află suprafețele cu mari neregularități, cum ar fi cele acoperite cu păduri și clădiri. O expresie care este deseori utilizată pentru a caracteriza impactul „rugozității" suprafeței pământului asupra vântului este următoarea:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^{\alpha}, \tag{5.22}$$

unde v este viteza vântului la înălțimea H, v_0 este viteza vântului la înălțimea de referință H_0 (de obicei 10 m), iar α este coeficientul de frecare (Tabelul 5.1).

Tabelul 5.1 Coeficientul de fricțiune α

Caracteristicile terenului	Coeficientul de fricțiune α
Teren plan, apă calmă	0,10
Teren plan cu iarbă bogată	0,15
Teren cu culturi mari	0,20
Teren împădurit	0,25
Orașe mici cu parcuri și pomi	0,30
Orașe mari cu clădiri înalte	0,40

În Europa se utilizează de obicei o altă formă de exprimare a aceleași legi:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln(H/z)}{\ln(H_0/z)}, \tag{5.23}$$

cu z lungimea de rugozitate, în (m), caracterizând rugozitatea solului (Tabelul 5.2).

Tabelul 5.2 Coeficientul de z

Caracteristicile terenului	Coeficientul z (m)
Teren plan, apă calmă	0,0002
Teren plan cu iarbă bogată	0,03
Teren cu culturi mari	0,1
Orașe mici cu parcuri și pomi	0,4
Orașe mari cu clădiri înalte sau păduri dense	1,6

La înălțimea de 10 m (temperatura 15°C la presiunea de 1atm), viteza vântului este de 5 m/s. Care este viteza vântului la o înălțime de 50 m (α=0,25 sau z=0,4).

$$v = v_0\left(\frac{H}{H_0}\right)^{\alpha} = 5\left(\frac{50}{10}\right)^{0,25} = 7,47\,[\text{m/s}] \cong 1,5v_0\,.$$

Aplicația 5.3. Să se determine dimensiunile palei unei turbine eoliene de tip vertical, cu o singură pală activă la un moment dat, care preia 50% din energia cinetică a aerului (vântului), cu viteza de 20 m/s și o transformă într-o putere la ax de 5,6 kW.

Soluție:

Puterea extrasă din masa de aer:

$$P = \frac{P_u}{\eta_{te}} = \frac{5600}{0,5} = 18000\,\text{W}.$$

$$P = \rho \cdot S \cdot \frac{v^3}{2}, \text{ deci } S = \frac{2 \cdot P}{\rho \cdot v^3} = \frac{2 \cdot 18000}{1,3 \cdot 20^3} = 2.69\,\text{m}^2 = 0,7\,\text{m} \times 5,0\,\text{m}\,.$$

Acestea sunt dimensiunile unei pale dreptunghiulare (lățimea 0,7 m și înălțimea 5,0 m).

Aplicația 5.4. Să se dimensioneze rotorul (lungimea palelor) unui generator eolian cu ax orizontal și trei elice de lățime medie l=0,6 m cu puterea instalată P_i=300 kW la viteza nominală a vântului de 20 m/s și să se afle turația rotorului dacă se cunoaște rapiditatea acestei turbine (raportul între viteza periferică a palelor și viteza aerului) λ=6. Se cunoaște densitatea aerului ρ_{aer}=1,226 kg/m^3.

Soluție:

Se pleacă de la expresia puterii maxime preluate de generatorul eolian cu axul orizontal:

$$P_{max} = 0,593 \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{v_1^3}{2}\,.$$

De aici se scoate expresia suprafeței totale a palelor:

$$S = \frac{2P_i}{0,593\rho \cdot v^3} = \frac{2 \cdot 300000}{0,593 \cdot 1,226 \cdot 20^3} = 103\,\text{m}^2\,.$$

De aici se poate calcula lungimea unei pale:

$$L = \frac{S}{3 \cdot 1} = \frac{103}{3 \cdot 0,6} = 58\,\text{m}.$$

Prin urmare diametrul rotorului va fi aproximativ 76 m.

Rapiditatea turbinei este dată de relația:

$$\lambda = \frac{u}{v},$$

unde u este viteza periferică a rotorului. De aici se poate calcula:

$$u = \lambda \cdot v = 6 \cdot 20 = 120\,\frac{m}{s}, \text{ respectiv } \omega = \frac{u}{R} = \frac{120}{58} = 2{,}0\,\frac{rad}{s}.$$

De aici calculăm frecvența și respectiv turația turbinei:

$$\nu = \frac{\omega}{2\pi} = \frac{2{,}0}{2\pi} = 0{,}318\frac{rot}{s} = 19\,\frac{rot}{min}.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Radu-Adrian Tîrnovan, Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Note de curs, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-273-1

[2]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru producerea energiei electrice, UT Press, Cluj Napoca 2000, ISBN 973-9471-26-9.

[3]. Ken Youssefi, Alternative Sources of Energy, Wind Power, Engineering 10, San Jose State University 1, https://slidetodoc.com/alternative-sources-of-energy-ken-youssefi-engineering-10/, accesat octombrie 2021

[4]. Electropedia, Energy Sources and Storage And History of Technology, http://www.mpoweruk.com, accesat în octombrie 2017.

[5]. https://yayscience.net/static/media/uploads/6th%20Grade/Energy/wind_turbines.pdf, accesat octombrie 2021.

[6]. M. Gogu, Conversia neconvențională a energiei electrice. Curs, U.T. „Gheorghe Asachi" din Iași, http://www.mircea-gogu.ro/html/conversia_neconventionala_cuprins.html, accesat octombrie 2017.

[7]. Feihang Zhou, Jun Liu, "Pitch Controller Design of Wind Turbine Based on Nonlinear PI/PD Control", Shock and Vibration, vol. 2018, https://doi.org/10.1155/2018/7859510.

[8]. Zhao Q, Khalifin YA, Li X, et al. Comparative study of yaw and nacelle tilt control strategies for a two-bladed downwind wind turbine. Fluid Mech Res Int. 2018;2(2):85-97. DOI: 10.15406/fmrij.2018.02.00024

[9]. Wind Turbine Control Methods, https://www.ni.com/ro-ro/innovations/white-papers/08/wind-turbine-control-methods.html, noiembrie 2021.

[10]. http://www.ie.ucv.ro/eLEE/RO/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Mada/EtudeMADA/Principe.htm, accesat octombrie 2017.

6. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN INSTALAȚII FOTOVOLTAICE

6.1. NOȚIUNI INTRODUCTIVE

Cantitatea totală de energie solară primită de Pământ în fiecare zi este de circa $4{,}2\times10^{12}$ MWh, cantitate de energie echivalentă cu arderea a 360.000 de milioane de tone de petrol [1], în timp ce consumul total de energie din lume, la nivelul anului 2019, a fost de circa 13887 Mtep (Mega tone echivalente de petrol - Sursa BP Statistical Review of World Energy 2021).

Conversia fotovoltaică pare cea mai fezabilă cale de utilizare directă a energiei solare pentru producerea energiei electrice cu posibilități de a deveni una dintre tehnologiile alternative la modul clasic de producere a energiei electrice.

În consecință, se poate constata că *energia solară poate fi captată* sub formă de energie electrică apelând la **sistemele fotovoltaice.** Acestea captează radiațiile solare de frecvență mai ridicată (spectrul vizibil și ultraviolet) în matrice (module și panouri) de celule fotovoltaice care transformă energia radiantă direct în electricitate.

6.1.1. Radiația solară; iradianța și insolația

Iradianța solară totală este definită ca fiind cantitatea de energie radiantă emisă de soare (toate lungimile de undă, λ, nu doar lumina vizibilă) în fiecare secundă (*energie pe secundă = putere* [W]), la o anumită distanță față de Soare, pe un plan perpendicular pe direcția Pământ – Soare, pe o suprafața de 1 m^2. Este aproximativ constantă, variind neglijabil de la o zi la alta.

Pe suprafața exterioară a atmosferei Pământului, la o distanță egală cu o unitate astronomică față de Soare (media distanței Pământ – Soare), iradianța este cunoscută sub numele de „constanta solară” și este egală cu aproximativ 1367 W/m^2.

Cantitatea de energie solară care trece de fapt prin atmosferă și ajunge într-o anumită zonă de pe Pământ, într-un anumit interval de timp, variază în funcție de latitudine, anotimp și vreme și este cunoscută sub numele de „insolație” [$W\cdot h/m^2$] [3], [4].

Iradianța normală directă la amiază, adică radiația incidentă primită pe o suprafață la sol perpendiculară pe razele solare, are valoarea tipică de 1000 W/m^2. Acest lucru se datorează absorbției energiei Soarelui de către atmosfera terestră, care disipă aproximativ 25% până la 30% din energia radiantă [2], [3], [4].

Termenii „iradianță” și „insolație” sunt adesea folosiți alternativ pentru a desemna același lucru.

Spectrul luminos conține diferite lungimi de undă, combinând fotoni de energie joasă (1,1 eV), din infraroșu, cu fotoni de mare energie (3,5 eV), din ultraviolet, precum și toți fotonii din spectrul vizibil [1].

Figura 6.1 prezintă spectrul energiei solare pe un plan, cu orientare directă către soare, în afara atmosferei Pământului, la distanța medie dintre Pământ și Soare. Suprafața de sub curbă reprezintă energia totală conținută în acest spectru. G_0, „constanta solară”, este egală cu 1367 W/m^2.

Energia radiantă, care se încadrează în spectrul vizibil reprezintă aproximativ 43% din totalul energiei, cu aproximativ 52% în zona de infraroșu și 5% în zona de ultraviolet [1].

Energia globală include energia difuză, difuzată sau reflectată de nori și energia re-radiată de pământ în sine. Impactul atmosferei terestre asupra radiației solare de la suprafața Pământului are efecte majore pentru aplicațiile fotovoltaice, cum ar fi [2]:

- reducere a puterii radiației solare datorită absorbției, difuziei și reflexiilor în atmosferă;

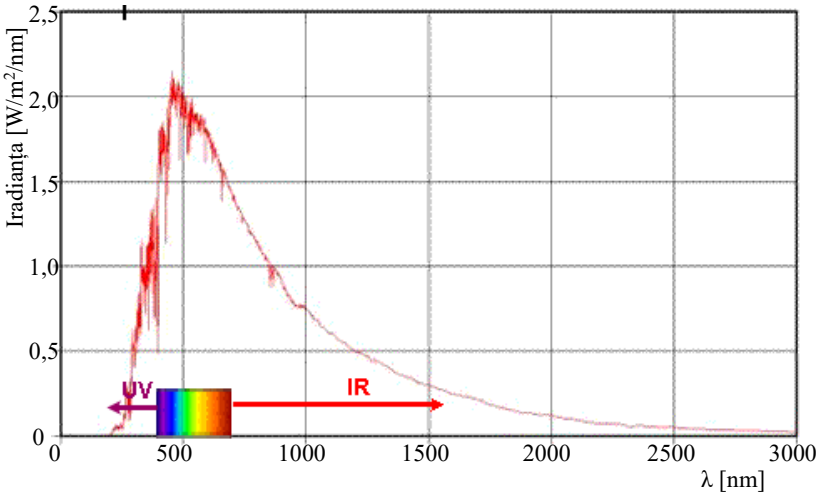


Fig.6.1 Spectrul solar extraterestru [1].

➢ modificare a conținutului spectral al radiației solare datorită absorbției sau difuziei mai mari a unor lungimi de undă;
➢ introducerea unei componente difuze sau indirecte în radiația solară;
➢ efecte suplimentare asupra puterii incidente, spectrului și direcționalității datorită variațiilor locale ale atmosferei (cum ar fi vaporii de apă, norii și poluarea).
Aceste efecte, asupra energiei solare primite la nivelul mării, sunt rezumate în figura 6.2.

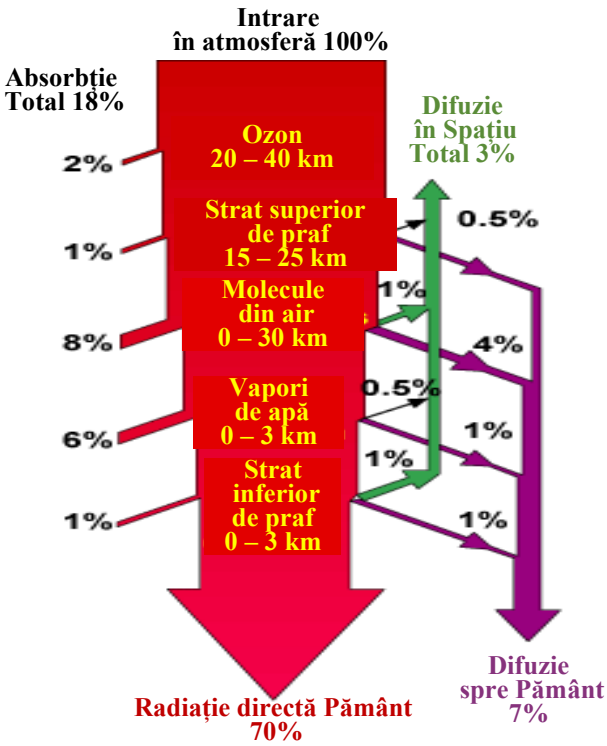


Fig.6.2 Absorbția și difuzia tipică a radiației solare incidente (cer senin) [2].

6.1.2. Ore echivalente de soare plin (EHS - Equivalent Hours of Full Sun), sau ore de radiație standard (HRS)

Radiația solară variază în timpul zilei (lungimea zilei este variabilă) astfel încât este dificil de a compara cantitățile de energie solară în diferite locații de pe Pământ. În figura 6.3 este

prezent un exemplu în care insolația atinge la amiază 1000 W/m^2, atunci când soarele este în cel mai ridicat punct pe cer. Graficul din figura 6.3 arată că în acest caz totalul de energie primit în 10 de ore de lumină este de 3,5 kWh/m^2.

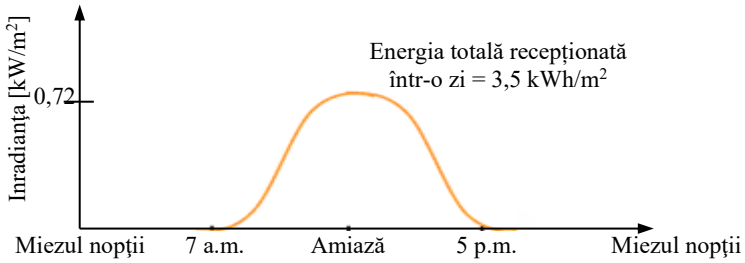


Fig.6.3 Variația insolației în decursul zilei [1].

În cazul în care insolația ar fi fost constantă la 1000 W/m^2 aceeași cantitate de energie ar fi fost primită în 3,5 ore. EHS (HRS) este o măsură a insolației medii în diferite locații. În acest caz, EHS (HRS) este de 3,5 ore.

Energia solară disponibilă și, prin urmare, EHS depinde de condițiile atmosferice (nori) și de poluare.

O insolației de 1000 W/m^2, este cunoscută sub numele de „standard" (soare plin). Cea mai mare parte a timpului energia incidentă este sub această valoare din cauza faptului că aceasta depinde de:

- **unghiul de incidență al razelor Soarelui cu solul**, crescând în timpul zilei de la o valoare foarte scăzută în zori când soarele răsare, la un vârf la prânz și scăzând pe măsură ce apune soarele;
- **masa aerului, „air mass"** (**AM** = 1/cosφ, așa cum rezultă din figura 6.4), este o cantitate adimensională (definită ca raportul dintre lungimea căii efective a radiației solare prin atmosferă și lungimea drumului pe verticală prin atmosferă la nivelul mării. În cazul în care radiația solară nu este perpendiculară pe Pământ, calea de tranzit prin atmosfera Pământului va fi mai mare și, prin urmare, energia absorbită pe drumul spre colector sau panou va fi mai mare [2].

6.2. SISTEME DE ORIENTARE

6.2.1. Elemente generale privind orientarea captatoarelor solare

Orientarea colectorului solar sau a panoului fotovoltaic în raport cu poziția Soarelui este un factor important pentru eficiența sistemului de energie solară.

Insolația crește cu altitudinea, deoarece radiația trece prin densități mai reduse ale aerului, prin urmare absorbția energiei de către atmosferă este mai mică.

Poziția Soarelui pe cer, în raport cu un observator de pe Pământ este definită de unghiul de elevație (unghiul solar de altitudine), α, și unghiul de azimut (unghiul la sol făcut de direcția Soarelui cu direcția Sud), ψ, (Fig.6.4).

Factorii care influențează nivelul radiației solare sunt următorii [1]:

- **orbita Pământului** - Pământul se rotește în jurul Soarelui cu o singură revoluție pe an, pe o orbită eliptică cu Soarele în unul din focarele elipsei. Orbita este aproape circulară, distanța față de Soare de la periheliu (punctul de pe orbita sa cel mai apropiat de Soare) fiind doar cu aproximativ 3% mai mică decât distanța față de afeliu (distanța cea mai mare). Iradianța solară rămâne în esență constantă pe tot parcursul anului. Astfel, o schimbare de 3% a distanței dă naștere la o schimbare de 6% în iradianță;

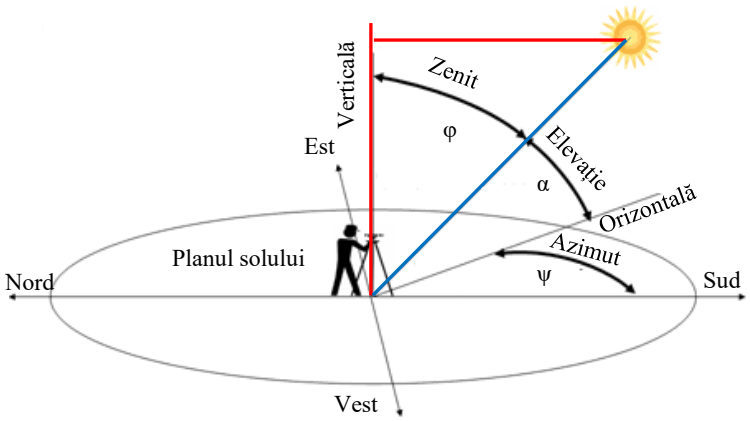


Fig.6.4 Azimutul și elevația pentru emisfera nordică [1].

➢ **rotația Pământului** - rotația Pământului în jurul axei definește ziua și noaptea. Pentru o eficiență maximă orientarea colectorului ar trebui să urmeze Soarele pe măsură ce trece de la est la vest;

➢ **latitudinea** - insolația maximă pentru un colector solar (sau un panou PV), plasat pe sol, se obține numai atunci când soarele este plasat direct deasupra lui. Deoarece forma Pământului este aproximativ sferică, unghiul dintre planul suprafeței Pământului și radiația solară incidentă va crește treptat de la 90°, așa cum ne îndepărtăm de ecuator la latitudini superioare și inferioare, cu un unghi Θ egal cu latitudinea observatorului. În acest moment elevația α va fi (90° - Θ). Datorită creșterii înclinației suprafeței Pământului insolația primită de un colector plasat pe suprafață va scădea treptat. Acest neajuns poate fi depășit prin înclinarea colectorului, astfel încât acesta să fie perpendicular pe razele Soarelui. Unghiul de înclinare orizontală, trebuie să fie egal latitudinea Θ unde este amplasat colectorul. Efectul maxim se obține dacă axa de înclinație este perpendiculară pe axa polară. *În emisfera nordică direcția colectorului trebuie să fie orientată spre sud*;

➢ **înclinația axei de rotație a Pământului** - axa de rotație a Pământului este deviată cu aproximativ 23,45° grade față de planul orbitei sale. Această înclinare este constantă, menținută în această direcție datorită acțiunii giroscopice a rotației Pământului și întotdeauna arată în aceeași direcție în raport cu stelele, astfel încât Polul Nord indică steaua Polară. Cu toate acestea, pe perioade foarte lungi de timp, măsurate în mii de ani, direcția axei Pământului se schimbă încet, datorită precesiei giroscopice. Ca rezultat al înclinării Pământului, intensitatea insolației variază în timpul anului, dând naștere la anotimpuri. Acest lucru, nu se datorează faptului că înclinarea determină ca un punct de pe suprafața Pământului să se apropie sau să se îndepărteze față de Soare (modificarea distanței fiind neglijabilă), ci se datorează următorilor factori [1], [2]:

✓ înclinația aparentă a Pământului **modifică unghiul de incidență al radiației solare**, deci valoarea insolației pe unitatea de suprafață;

✓ înclinarea modifică, de asemenea, **lungimea căii de radiație prin atmosferă**, deci cantitatea de energie solară absorbită de atmosferă;

✓ înclinarea modifică, de asemenea, **numărul orelor de radiație solară zilnică**.

Acești factori concură la reducerea atât iradianței, cât și a duratei de radiație solară zilnică. Așa cum se vede din emisfera nordică a Pământului, declinația, δ, în elevația Soarelui variază în cursul anului între -23,45, vara și +23,45 ° iarna. Luând în considerare declinația soarelui, unghiul de elevație α al soarelui este (90° - Θ ± δ) grade. Unghiul de înclinație al colectoarelor solare, față de orizontală, pentru o eficiență maximă ar trebui, deci, să fie (Θ ± δ) grade, iar colectorul ar trebui să poată urmări această variație a declinării pe tot parcursul anului;

➢ **timpul** - ca sursă de energie regenerabilă Soarele este mult mai previzibil decât vântul. Energia solară este fiabilă și este disponibilă atunci când este nevoie cel mai mult - în timpul orelor de vârf ale cererii. Datorită succesiunii zi/noapte, exceptând cazul sistemelor conectate la rețea, sistemele izolate au nevoie de o anumită formă de stocare a energiei sau o sursă alternativă de energie pentru orele de întuneric;

➢ **vremea (meteorologia)** - nu există nici un control asupra vremii. Centralele solare sunt cel mai bine situate în regiuni cu acoperire nor minimă (nori, praf, poluare) - statistici despre condițiile meteorologice regionale pentru a ajuta in alegerea locație potrivite pentru centralele electrice solare.

6.2.2. Sisteme de orientare cu urmărire

Sistemele de orientare permit maximizarea radiației directe receptată normal pe un modul. În figura 6.5 sunt prezentate principalele elemente de care trebuie să țină cont aceste sisteme de orientare.

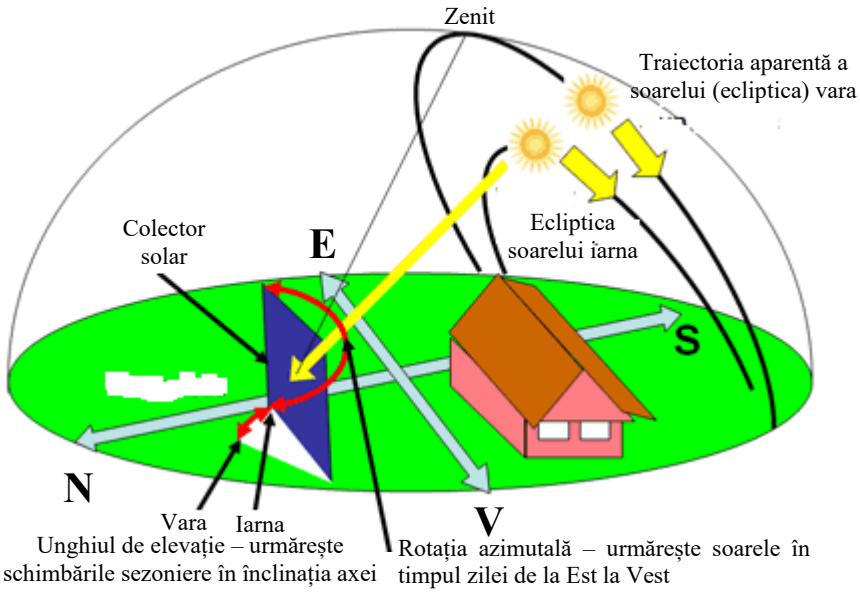


Fig.6.5 Orientarea după soare a colectoarelor (captatoarelor) solare [1].

ECLIPTICA [5].

➢ **Sfera cerească** este o sferă imaginară care înconjoară observatorul și este utilizată pentru reperarea obiectelor cerești observabile; se mai numește și „boltă cerească", „cupola cerului" sau „firmament".

➢ **Planul ecliptic** este planul de mișcare al Pământului în jurul Soarelui și este format de direcția ce unește centrul Soarelui cu centrul de greutate Pământ-Lună și direcția de mișcare a acestui centru în jurul Soarelui.

➢ Planul ce trece prin observator și este paralel cu planul orbitei Pământului taie sfera cerească după un cerc mare numit „**ecliptică**". Ecliptica taie ecuatorul ceresc în două puncte diametral opuse, numite „**puncte echinoxiale": „punctul vernal"** și **„punctul autumnal**". Ecliptica este traiectoria anuală aparentă a Soarelui prin constelațiile zodiacului. Planul ecliptic este înclinat actualmente cu un unghi de 23,4° față de planul ecuatorului ceresc, acest unghi schimbându-se datorită fenomenelor de precesie și nutație. Deci, **ecliptica** este calea pe care pare să o urmeze Soarele pe cer în decursul al unui an (Fig.6.6).

➢ Punctul situat exact deasupra observatorului (intersecția verticalei locului cu sfera cerească) se numește **zenit**. Punctul de pe sferă diametral opus zenitului, situat exact sub observator, se numește **nadir**.

➢ Planul ce trece prin observator și este perpendicular pe verticala observatorului intersectează sfera cerească după un cerc mare care se numește **orizontul observatorului**.
➢ Dreapta ce trece prin observator paralelă la axa Pământului se numește „**axa lumii”**. Axa lumii intersectează sfera cerească în două puncte numite „**poli cerești”: Polul Nord ceresc și Polul Sud ceresc**. Cercul mare definit ca intersecția dintre planul paralel cu ecuatorul terestru și sfera cerească se numește „**ecuator ceresc**”.

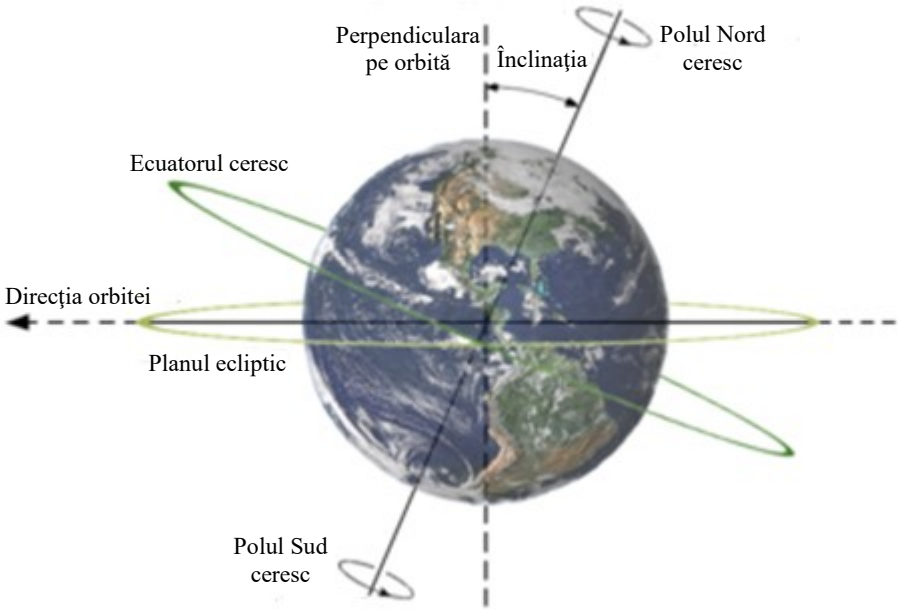


Fig.6.6 Referitoare la ecliptică [5].

➢ Cu excepția cazului unui observator aflat la unul din polii Pământului, există exact un cerc mare ce trece prin polii cerești, prin zenit și prin nadir. Acest cerc este „**cercul meridian**” al observatorului. Semicercul delimitat de poli și conținând zenitul este numit „**meridianul superior**”, iar semicercul delimitat de polii cerești și conținând nadirul este numit „**meridianul inferior**”.
➢ Punctele de intersecție ale cercului meridian cu orizontul se numesc „**punctul nord**” și „**punctul sud**”. Punctele situate pe cercul orizontului pe direcție perpendiculară pe direcția nord-sud se numesc „**punctul est”** și „**punctul vest**”.
➢ În descrierea poziției sau mișcării aparente a unui corp pe sfera cerească se utilizează două categorii de sisteme de referință:
✓ sistemul de referință al unui observator terestru, definit de verticala observatorului și de axa lumii;
✓ sistemul definit de ecuator și de ecliptică.

Sistemele mecanice de orientare pot fi cu o singură axă sau două axe de orientare și pot ajunge la un câștig energetic de 20%-50%. Practic, întâlnim trei tipuri de sisteme de orientare solară [1], [6]:
➢ **Sistemul azimutal** - păstrează colectorul orientat spre Soare după cum se rotește Pământul. Insolația variază între zero și valoarea maximă pe parcursul fiecărei zile și rămâne în jurul valorii sale maxime pentru o perioadă relativ scurtă de timp. Urmărirea azimutului permite colectorului să urmărească Soarele de la est la vest, pe tot parcursul zilei și aduce cele mai multe beneficii putând fi:
✓ *sistemele pasive* (nu au motoare, sisteme de control și nu utilizează energia captată) furnizează cea mai simplă formă de urmărire a azimutului. Ele depind de încălzirea diferențiată

a două tuburi interconectate cu agenți frigorifici gazoși, câte unul pe fiecare parte a colectorului. În cazul în care colectorul nu este îndreptat spre Soare, o parte se încălzește mai mult decât cealaltă și agentul frigorific se evaporă. Rezultă o diferență între greutățile plasate la capetele panoului, diferență utilizată într-un mecanism de antrenare mecanic care orientează colectorul spre Soare. Până când temperatura și greutatea celor două tuburi vor fi egale;

✓ *sisteme de urmărire activă* este de asemenea posibilă prin folosirea senzorilor de temperatură și a unui sistem de control cu motoare liniare alimentate din energia captată;

➢ **Sistemul de urmărire a elevației** – urmărirea altitudinii permite colectorului să urmeze variațiile sezoniere ale altitudinii Soarelui, dar beneficiile economice sunt mai mici decât pentru urmărirea azimutului. În comparație cu variațiile zilnice în insolației, variațiile sezoniere sunt foarte lente, iar intervalul de variație este mult mai restrâns. Din acest motiv, creșterea eficienței (rezonabilă) poate fi obținută prin reglarea manuală a elevației colectoarelor la fiecare două luni;

➢ **Sisteme de orientare după două axe** - poziția razei solare este descrisă prin unghiurile: azimut și altitudine. Sistemul de orientare rezultă prin înserierea celor două mișcări unghiulare în ordinea: mișcarea diurnă (azimutală), ca mișcare primară, și cea de elevație (altitudinală), ca mișcare secundară.

6.3. INSTALAȚII FOTOVOLTAICE (PV)

Principiul de funcționare, efectul fotovoltaic, a fost descoperit de savantul francez Becquerel încă din 1839. Această nouă tehnologie a fost inventată la laboratoarele Bell din New Jersey în 1954, căutând o sursă de electricitate pentru telefoanele din zonele izolate. Au realizat celule fotovoltaice cu randamente de 4-6%, dar din cauza costurilor mari a energiei produse au renunțat la această tehnologie [2].

6.3.1. Conversia fotoelectrică a energiei

Celula fotovoltaică este un dispozitiv electronic, funcționarea căruia se datorează purtătorilor de sarcină minoritari. În figura 6.7 este prezentată schema constructivă simplificată a celulei PV, având la bază un material semiconductor de tip p.

Radiația incidentă la suprafața celulei poate fi echivalată cu un flux de fotoni care au energia:

$$W_f = h \cdot v \,, \tag{6.1}$$

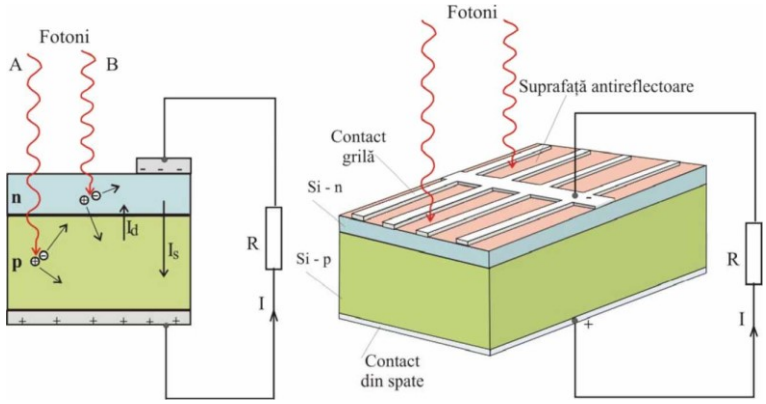


Fig.6.7 Schema de principiu a unei celule fotovoltaice.

unde, h=6,62606896(33)·10^{-34} (J·s) = 4,13566733(10) 10^{-15} (eV·s) este constanta lui Planck, iar v este frecvența radiației.

Dacă energia fotonului este suficient de mare, atunci în urma coliziunii fotonului cu un atom electronul din banda de valență va trece în banda de conducție, devenind liber, generând,

totodată, un gol în rețeaua cristalului. Astfel, sub acțiunea fotonilor are loc generarea de perechi electroni-goluri. Acest efect se mai numește efect fotovoltaic interior. Fotonul A are o frecvență mai mică și deci o energie mai mică, fotonul B are o frecvență mai mare și corespunzător o energie mai mare (unda electromagnetică cu frecvență mică pătrunde în material la adâncimi mai mari și invers).

Purtătorii de sarcină noi apăruți sunt supuși acțiunii câmpului electric al joncțiunii p-n caracterizat printr-un anumit potențial de barieră U_0 și care în dependență de tipul semiconductorului folosit este de ordinul 0,2 - 0,7 V. Aici sarcina spațială a joncțiunii va avea rolul de separator de sarcini libere - perechi electroni-goluri. Electronii vor fi dirijați spre zona n, golurile - spre zona p a celulei. Acesta este motivul pentru care sub influența luminii zona p se încarcă pozitiv, zona n se încarcă negativ, ceea ce conduce la apariția unui curent electric prin joncțiune, determinat de conversia fotovoltaică a radiației solare. Acest curent, circulând prin joncțiune dinspre zona n spre zona p duce la o cădere de tensiune U pe sarcina externă R, conectată la contactele din spate și contactul-grilă de la suprafață. Tensiunea U în raport cu joncțiunea p-n acționează în sens direct și, la rândul său, va determina prin joncțiune curentul diodei I_d de sens opus curentului fotovoltaic I_s, care se determină cu expresia:

$$I_d = I_0\left[\exp\left(\frac{eU}{kT}\right) - 1\right], \tag{6.2}$$

unde:

- I_0 este intensitatea curentului de saturație [A];
- T este temperatura absolută în [K];
- $e = 1{,}6021766208(98)\times10^{-19}$ C este sarcina electronului;
- $k = 1{,}38064852(79)\times10^{-23}$ [J/K] $= 1{,}38064852(79)\times10^{-23}$ [C·V/K] $=8{,}6173303(50)\times10^{-5}$ [eV/K] este constanta lui Boltzmann.

6.3.2. Tipuri de fotocelule

Celulele fotovoltaice (PV) au înregistrat progrese semnificative datorită reducerea costurilor, îmbunătățirii eficienței energetice și creșterii scalabilității producției. Sunt trei generații de celule fotovoltaice, prezentate în figura 6.8, alături de principalele lor progrese tehnologice.

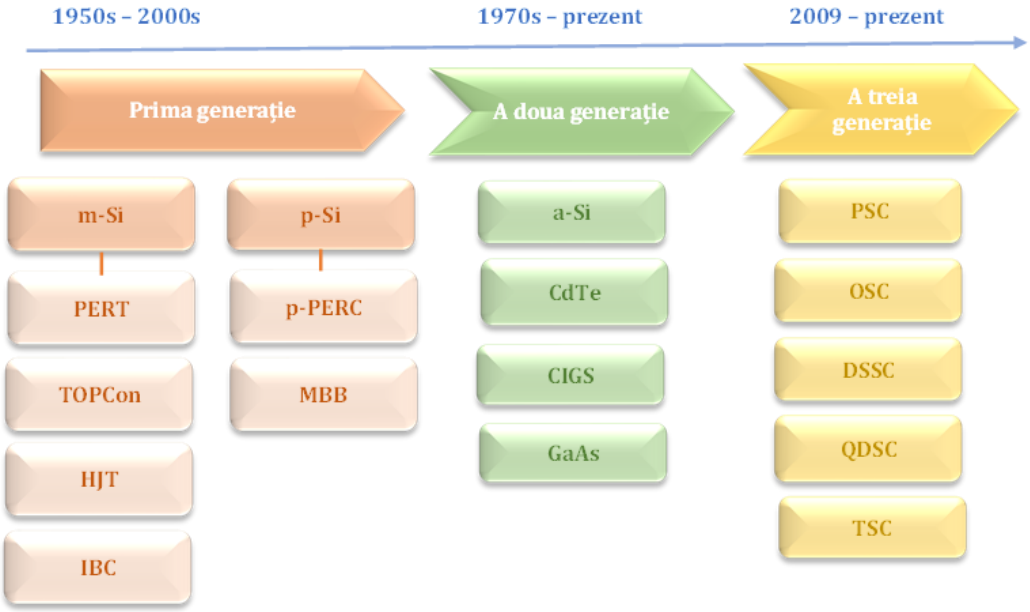


Fig.6.8 Generațiile de celule fotovoltaice și progresele lor tehnologice [7].

6.3.2.1. Prima generație de celule fotovoltaice

Prima generație de celule solare folosește ca material semiconductor siliciul cristalin și include plachete groase de m-Si și p-Si. Ele sunt prezentate în figura 6.9. Aceste celule PV sunt în etapa de maturitate a ciclului de viață și domină piața globală, deținând aproape 90% din cota de piață a fotovoltaicelor. În ansamblu, ele sunt utilizate pe scară largă datorită eficienței de conversie, duratei mari de viață și a fiabilității lor. Totuși, procesul de fabricație este complex și costisitor, ceea ce duce la creșterea costurilor investiționale. Ele oferă performanțe maxime la temperaturi scăzute, în schimb eficiența lor scade odată cu creșterea temperaturii de funcționare, fiind un dezavantaj major în utilizarea lor [7].

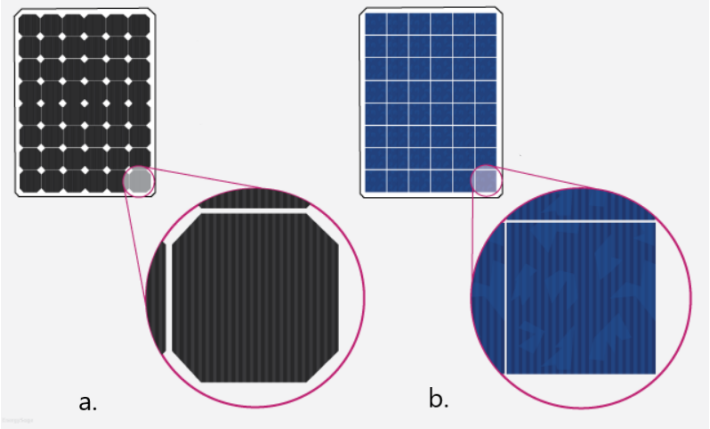


Fig.6.9 Tipurile de celule solare care fac parte din prima generație: a. m-Si; b. p-Si [7].

1. Celulele monocristaline: m-Si [7]

Celulele m-Si sunt printre cele mai vechi tipuri de celule. Acestea sunt realizate dintr-un singur cristal semiconductor, având o suprafață omogenă. Procesul lor de fabricație implică tragerea semințelor de siliciu monocristalin din siliciul care este topit într-un creuzet. Structura lor cristalină omogenă și continuă permite un flux îmbunătățit al electronilor, iar pierderile de energie sunt limitate, asigurând o eficiență de conversie ridicată. Datorită structurii lor, acestea prezintă o culoare uniformă neagră, în timp ce marginile celulei sunt rotunjite, așa cum se observă în figura 6.9, a.

Celule m-Si pot fi celule de tip p sau de tip n. Celulele de tip p sunt mai des întâlnite și mai rentabile. Acestea au o eficiență de conversie mai scăzută decât celulele de tip n, datorită faptului că sunt dopate cu bor, care determină o degradare indusă de lumină. Siliciul de tip n dopat cu fosfor este mai stabil, cu o rezistență mai ridicată la impurități metalice și o toleranță sporită la variațiile de temperatură. Chiar dacă costurile de fabricație ale celulelor de tip n sunt mai ridicate, acestea sunt utilizate în diverse aplicații datorită eficienței mari de conversie, care poate depăși 25%.

Celulele de tip n sunt utilizate în mai multe configurații tehnologice pentru a atinge eficiență de conversie ridicată. Celulele bifaciale n-PERT sunt printre cele mai fezabile tehnologii industriale, datorită eficienței de conversie ridicate și stabile, care ajunge până 22,2%. Acestea sunt fabricate pe plachete de siliciu dopat cu fosfor. Structura celulei este prezentată în figura 6.10 și cuprinde: un emițător p+, care este un strat de material semiconductor de tip p dopat cu bor, benzi metalice placate pe partea frontală, straturile de pasivare din față și din spate, stratul din spate dopat cu impurități de tip n și un substrat metalic subțire de aluminiu depus prin vaporizare fizică (PVD Al).

Celulele de tip n TOPCon au o eficiență de conversie mai ridicată decât n-PERT datorită structurii lor, întrucât placheta de siliciu nu intră în contact direct cu metalul, facilitând extracția

eficientă a purtătorilor de sarcină și reducând pierderile prin recombinare. Panourile TOPCon comercializate pot atinge o eficiență de 22,8%, chiar dacă prezintă concentrații mari de impurități și defecte la interfața semiconductor/metal.

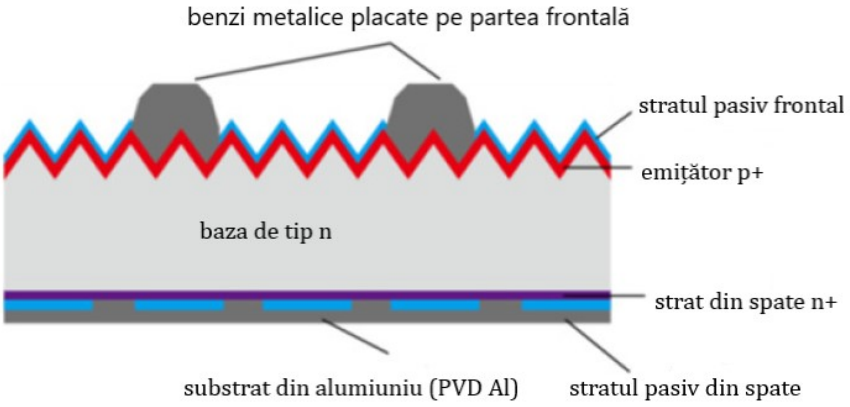


Fig. 6.10 Structura celulei n-PERT [7]

Celulele HJT, care au la bază un substrat de siliciu monocristalin de tip n, utilizează benzile interzise mari și decalajele de bandă ale siliciului amorf pentru formarea contactelor, așa cum este prezentat în figura 6.11. Un strat transparent conductor asigură conductivitatea suprafețelor frontală și dorsală, densitatea de curent fiind mai mare. Celulele HJT comercializate au o eficiență de conversie între 23%–25%, cu valoarea maximă de 27,3%. Totodată, acestea au o durată de viață de aproximativ 30 de ani, care poate fi afectată de radiațiile ultraviolete și de sensibilitatea la umiditate, ce cresc rata anuală de degradare a celulelor.

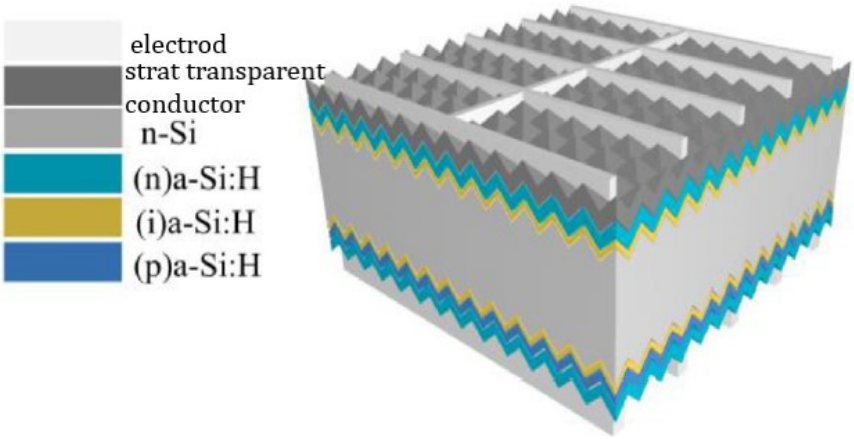


Fig. 6.11 Structura celulei solare HJT [7]

Celulele IBC au, de asemenea, la bază o plachetă monocristalină de tip n, iar toate contactele metalice sunt amplasate pe partea din spate a celulei pentru a limita umbrirea. Deși procesul de fabricație este complex și costisitor, acestea sunt utilizate frecvent în aplicațiile cu densitate mare de putere, în special în sistemele PV amplasate pe acoperișurile caselor consumatorilor rezidențiali. Pentru reducerea costurilor de producție, noi configurații tehnologice IBC sunt în faza de cercetare și dezvoltare, precum celula ZEBRA IBC, prezentată în figura 6.12, care poate atinge o eficiență de 24%, conceptul MESA, cu o eficiență de 23,3%, și tehnologia POLO IBC, care utilizează un contact selectiv pentru purtători și are o eficiență de 21,8%.

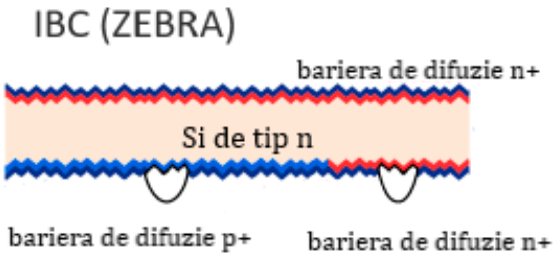


Fig. 6.12 Celula ZEBRA IBC [7]

În general, celulele m-Si sunt recunoscute pentru robustețea, longevitatea și eficiența de conversie ridicate, ceea ce le face potrivite pentru instalații fotovoltaice unde spațiul este limitat, ele având o densitate mare de putere. Suplimentar, celulele m-Si au o performanță bună și în condiții de lumină redusă, respectiv datorită aspectului lor negru, adaugă valoare estetică în aplicațiile rezidențiale și comerciale. Pe ansamblu, sunt considerate o soluție fezabilă pe termen lung. Principalele dezavantaje sunt factorul de degradare, care este de aproximativ 0,5%/an, ce determină reducerea treptată a producției de energie, procesul de fabricație complex, care impune costuri ridicate, și vulnerabilitatea mecanică. Tehnologia cu siliciu monocristalin tipică are trei etape: producerea plachetei (40% din cost), producerea celulei (40% din cost), asamblarea si încapsularea (20%).

2. Celulele policristaline: p-Si [7]

Celulele p-Si sunt obținute prin topirea siliciului și turnarea acestuia în matrițe de dimensiuni egale. Lingourile de formă dreptunghiulară obținute sunt tăiate în plăci, ulterior asamblate pentru a forma plachete subțiri. Procesul de fabricație are un nivel scăzut de complexitate și este mai economic decât cel al celulelor m-Si, datorită obținerii unor blocuri mai mici în urma proceselor de fabricație, respectiv a unui consum redus de material. Celulele p-Si se disting prin culoarea albastră caracteristică, datorată multiplelor granule cristaline din material, așa cum se observă în figura 6.9 b. La marginea acestor granule, fluxul de electroni este perturbat, ceea ce reduce eficiența de conversie a celulelor p-Si la valori cuprinse între 15 și 20%. Pentru creșterea eficienței de conversie a celulelor p-Si au fost implementate mai multe îmbunătățiri, rezultând celulele bifaciale p-PERC și celule p-Si MBB. Celulele bifaciale p-PERC, prezentate în figura 6.13, au în partea posterioară o grilă de aluminiu (Al), care permite captarea luminii și din spatele celulei. Câmpul posterior localizat (LBSF) și pasivarea dielectrică reduc recombinarea, crescând eficiența de conversie, care poate ajunge la 19,86% pe partea frontală și 13,65% pe partea posterioară.

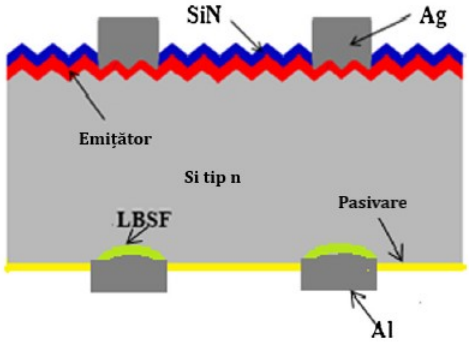


Fig. 6.13 Structura celulelor p-PERC [7]

Cea mai mare eficiența de conversie a celulelor p-Si a fost obținută prin implementarea tehnologiei MBB. Atât partea frontală, cât și cea posterioară a celulelor sunt metalizate cu benzi subțiri (busbars), care conduc curentul electric generat de celulă. Astfel, reducerea cantității de metal pe partea frontală, împreună cu pierderile prin rezistența de serie și cea internă, contribuie la creșterea eficienței de conversie a celulei MBB.

Pe baza caracteristicilor celulelor m-Si și p-Si prezentate anterior, în tabelul 6.1 este realizată o analiză comparativă ce evidențiază principalii parametri tehnici, avantajele și limitările asociate, precum și aplicațiile în care sunt cel mai frecvent utilizate.

Tabelul 6.1. Analiza comparativă a celulelor solare m-Si și p-Si [8]

	Prima generație de celule fotovoltaice	
	m-Si	p-Si
Eficiența de conversie [%]	21,8 – 27,3	15 - 20
Durată de viață [ani]	25 - 30	25 - 30
Degradare anuală [%/an]	0,5	0,5 - 1
Costuri de fabricație	ridicate	mai scăzute
Principalul material component	realizate dintr-un singur cristal semiconductor, cu o suprafață omogenă	obținute din mai multe plachete din silicon
Avantaje	• robustețe • fără defecte de fabricație • potrivite pentru suprafețe restrânse • performanță bună și în condiții de luminozitate redusă • durată lungă de exploatare • aspect estetic	• plachete subțiri • proces de fabricație mai simplu • volum redus de deșeuri • performanțe bune în orice condiții de lumină • mai puține defecte în structura cristalului de siliciu • contaminare metalică redusă
Dezavantaje	○ plachete groase ○ costuri ridicate ○ proces de fabricație complex ○ vulnerabilitate mecanică	○ suprafețe reflectorizante multiple ○ pierderi termice ridicate ○ temperatură de funcționare crescută
Aplicații	rezidențiale și comerciale	parcuri fotovoltaice și aplicații cu buget redus

6.3.2.2. A doua generație de celule fotovoltaice

A doua generație de celule fotovoltaice, cunoscute și sub denumirea de celule cu strat subțire (thin-film), a fost dezvoltată pentru reducerea costurilor materiale, fiind realizate prin acoperirea unui substrat de sticlă cu un strat subțire de siliciu. Principalul avantaj al celulelor cu strat subțire este faptul că sunt flexibile, ușoare, pot avea diverse forme și se amplasa pe diferite substraturi. Acest lucru le oferă posibilitatea de a fi utilizate în diverse aplicații, cum sunt sistemele PV integrate în structura clădirilor (Building-Integrated Photovoltaics – BIPV), fie pe ferestrele acesteia, pe acoperiș, sau chiar integrate în pardoseală. Totodată, o parte dintre

aceste celule cu strat subțire sunt transparente și pot fi atașate pe fațada clădirilor, respectiv integrate în vehiculele electrice (Vehicle Integrated Photovoltaic - VIPV). Alte aplicații în care pot fi utilizate: zone împădurite, în instalațiile electrice pentru iluminatul stradal și aplicații militare [7].

Celulele cu strat subțire prezintă o sensibilitate la temperaturi ridicate și la spectrul luminos, eficiența de conversie fiind mai scăzută decât cea a celulelor din siliciu cristalin. Principalele tehnologii cu strat subțire sunt a-Si, CdTe, CIGS și GaAs, iar tehnologia PV este selectată în funcție de spațiul disponibil, buget și eficiența dorită [7].

1. Celulele din siliciu amorf: a-Si [7]

Celulele a-Si sunt cele mai vechi celule cu strat subțire și sunt realizate prin aplicarea straturilor subțiri de siliciu amorf pe un substrat din sticlă sau metal. Procesul de fabricație este mai rentabil, iar consumul de material mai redus decât în cazul celulelor din siliciu cristalin. Celulele a-Si au performanțe superioare la temperaturi de funcționare ridicate, fiind considerate potrivite pentru aplicații precum BIPV și VIPV. În schimb, au o eficiență de conversie scăzută, între 5% și 12%, și o durată de viață de 10–15 ani. Mai mult, celulele a-Si cu joncțiune simplă au un factor de degradare ridicat, de 0,5–3% pe an, din cauza expunerii la radiațiile ultraviolete, umiditate și căldură ridicate. Pentru a crește eficiența și a reduce degradarea lor, au fost dezvoltate celule a-Si multi-joncțiune, capabile să capteze diferite lungimi de undă din spectrul solar.

2. Celulele din telurură de cadmiu: CdTe [7]

CdTe este cea mai utilizată tehnologie cu strat subțire. Celulele flexibile, prezentate în figura 6.14, sunt realizate dintr-un semiconductor cu bandă interzisă directă, care are coeficient de absorbție și eficiență de conversie ridicate, fabricarea lor fiind realizată cu costuri reduse. Eficiența celulelor CdTe este superioară față de cea a celulelor a-Si, cu valori cuprinse între 17% și 21%. Mai mult, acestea au o rată de degradare de 0,2% pe an, mai mică decât a celulelor din siliciu cristalin. Alte avantaje includ rata de recuperare a investiției mai mică, un impact asupra mediului redus și o stabilitate îmbunătățită, datorată concentrației mai mari de purtători.

Principalele provocări ale celulelor CdTe sunt toxicitatea cadmiului și resursele limitate de telur, ridicând astfel preocupări legate atât de impactul asupra mediului, cât și de lanțul de aprovizionare. Alte provocări sunt asociate cu dificultatea obținerii unor contacte cu rezistență scăzută și pierderile ridicate datorate recombinării purtătorilor de sarcini la nivelul interfeței de joncțiune.

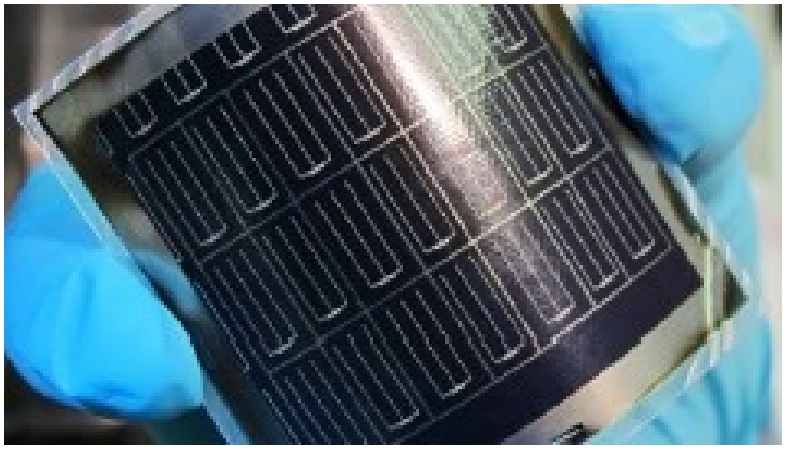


Fig. 6.14 Celulele CdTe [7].

Celulele CdTe sunt utilizate pe scară largă în aplicații industriale, datorită proprietăților excelente de absorbție a luminii, eficienței ridicate și stabilității în exploatare. Se regăsesc adesea în BIPV, în ferestre și fațade, având un impact semnificativ asupra sustenabilității urbane și contribuind la reducerea emisiilor de carbon. Datorită flexibilității și greutății reduse sunt întâlnite în aplicațiile aerospațiale avansate, precum sateliți și platforme la mare altitudine, oferind soluții energetice sustenabile. Totodată, celulele CdTe pot fi utilizate și în diverse dispozitive optoelectronice, precum ferestre optice cu infraroșu, detectoare de raze X și detectoare de raze gamma, datorită rezistenței lor mari la izolație și a rezistenței la vaporii de apă.

3. Celulele fotovoltaice din cupru, indiu, galiu și seleniu: CIGS [7]

Celulele CIGS sunt realizate din mai multe straturi subțiri din materiale compozite și reprezintă cel mai eficient tip de tehnologie cu strat subțire, cu valori cuprinse între 21% și 23%. Deși celulele CIGS nu conțin cadmiu toxic, procesul de fabricație este complex și costisitor. Suplimentar, unele materiale au o disponibilitate redusă, precum indiu, care limitează și mai mult adoptarea lor la scară largă. Datorită flexibilității lor (figura 6.15) sunt frecvent utilizate pe suprafețe curbate, dimensiuni variate și în aplicații cu restricții de greutate, precum drone și sateliți.

Principalele provocări ale celulelor CIGS sunt legate de durata scurtă de viață, care este de 8–13 ani, comparativ cu cea a celulelor din siliciu cristalin, care depășește 25 de ani. Suplimentar, celulele CIGS prezintă o rată anuală de degradare de două ori mai mare, variind între 1,56% și 2,54%. Pentru a reduce costurile de producție, a îmbunătăți procesul de fabricație și a crește performanța lor, sunt cercetate și dezvoltate dispozitive cu straturi absorbante ultra-subțiri, care pot fi utilizate în aplicații precum BIFV.

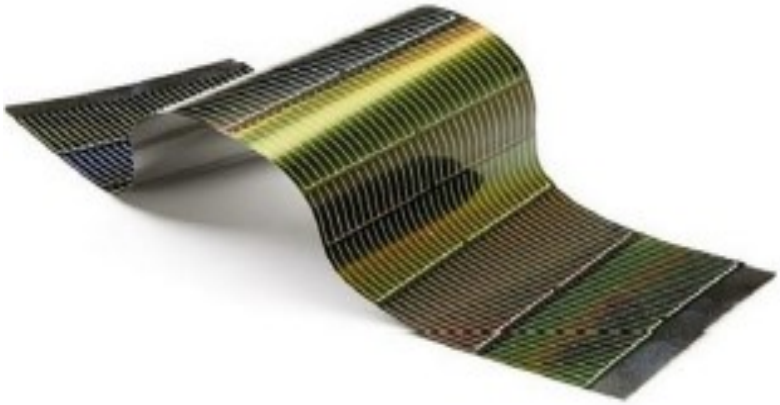


Fig. 6.15 Celulele solare CIGS [7].

4. Celule din arseniură de galiu: GaAs [7]

Celulele GaAs au o structură similară cu cea a celulelor din siliciu cristalin și sunt caracterizate de rezistență la temperaturi ridicate și la deteriorările cauzate de radiații. Totuși, utilizarea lor în panourile PV este limitată din cauza costurilor ridicate, aflându-se încă în etapa de cercetare – dezvoltare. Ele au o eficiență de conversie cuprinsă între 25% și 30% și sunt utilizate frecvent în aplicații în care se solicită performanțe ridicate. Sunt des întâlnite la panourile solare pentru sateliți, datorită capacității lor de a acoperi un spectru mai larg de radiații. În plus, datorită flexibilității și greutății reduse, pot fi întâlnite și în aplicații din aviație și domeniul militar.

În tabelul 6.2 este prezentată analiza comparativă a tehnologiilor celulelor cu strat subțire, unde sunt evidențiați principalii parametri tehnici, avantajele, dezavantajele și aplicațiile principale în care sunt utilizate.

Tabelul 6.2. Analiza comparativă a celulelor solare a-Si, CdTe și CIGS [8]

	A doua generație de celule fotovoltaice		
	a - Si	CdTe	CIGS
Eficiența de conversie [%]	5 - 12	17 - 21	21 - 23
Durată de viață [ani]	10 - 15	20 - 25	8 - 13
Degradare anuală [%/an]	0,5 - 3	0,2	1,56 – 2,54
Costuri de fabricație	scăzute	scăzute	ridicate
Principalul material component	straturi subțiri din silicon	semiconductor cu bandă interzisă directă	multe straturi subțiri din materiale compozite
Avantaje	• flexibile • greutate redusă • proces fabricație rentabil • performanță superioară la temperaturi ridicate • aspect estetic	• coeficient ridicat de absorbție • costuri reduse • timp scurt de recuperare a investiției • impact redus asupra mediului • stabilitate îmbunătățită	• nu conțin materiale toxice • flexibile • greutate redusă • performanțe bune la lumină redusă și temperaturi ridicate
Dezavantaje	○ eficiență scăzută ○ degradare semnificativă indusă de lumină ○ stabilitate scăzută ○ durată de viață redusă	○ toxicitate cadmiu, raritatea telurului ○ dificultatea obținerii unor contacte cu rezistență scăzută ○ pierderi prin recombinarea purtătorilor de sarcină	○ raritatea indiului ○ proces de fabricație complex și costisitor ○ aplicații pentru piețe de nișă
Aplicații	BIPV, stații de încărcare	BIPV, aviație, dispozitive optoelectronice	drone, avioane, sateliți

6.3.2.3. A treia generație de celule fotovoltaice

A treia generație de celule fotovoltaice reprezintă un progres semnificativ față de generațiile anterioare, cu realizări notabile atât în ceea ce privește eficiența, cât și rentabilitatea, depășind în același timp limitările termodinamice ale celulelor din siliciu cristalin. Aceste celule utilizează materiale și structuri noi, precum compuși hibrizi, organici, puncte cuantice și celulele solare experimentale, nanostructurate, cu scopul de a îmbunătăți performanța celulelor. Din această categorie fac parte celulele din perovskit (PSC), organice (OSC), sensibilizate cu coloranți (DSSC), celulele cuantice (QDSC), respectiv celule fotovoltaice tandem (TSC), fiind caracterizate de o eficiență de conversie ridicată, anumite variante tehnologice având performanțe ridicate chiar și în condiții de lumină redusă [7].

Aceste celule fotovoltaice, cu eficiență ridicată, se află încă în faza de cercetare și dezvoltare, având provocări precum stabilitatea materialelor și complexitatea procesului de fabricație. Îmbunătățirea eficienței a condus la scăderea costurilor de producție, datorită suprafețelor și greutății reduse ale acestor celule.

Tehnologia PSC are un potențial ridicat în a depăși celulele din siliciu cristalin ca eficiență de conversie, fiind prezentate în figura 6.16. Deși se află încă în stadii incipiente de dezvoltare, progresele recente au condus la o creștere semnificativă a eficienței, până la 26,1% – 26,7%. Acestea se bazează pe un amestec de materiale hibride organice-anorganice de tip perovskit, în special halogenură de staniu sau plumb, care acționează ca strat activ, care realizează absorbția luminii. Alte avantaje includ utilizarea de materiale relativ ieftine și un proces de fabricație rentabil, design simplu, având perspective de flexibilitate și toleranță ridicată la defecte. Cu o durată de viață de 11 ani, celulele PSC se confruntă cu provocări legate de stabilitate, scalabilitate și toxicitate, care necesită îmbunătățiri [7].

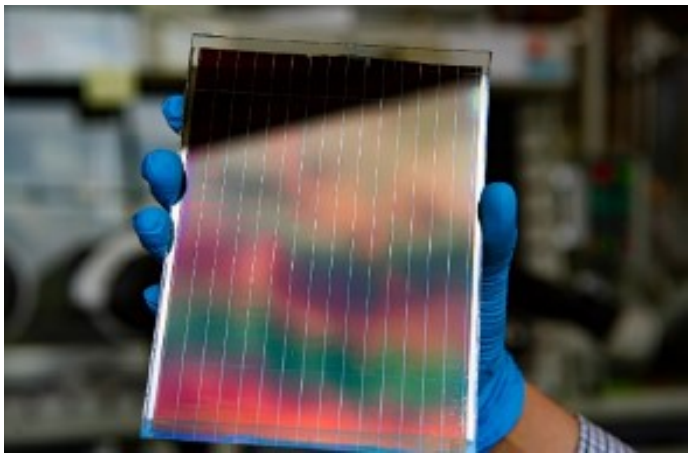


Fig. 6.16 Celulele solare PSC [7].

Celulele OSC, prezentate în figura 6.17, sunt realizate din materiale pe bază de carbon, cu costuri reduse, printr-un proces de fabricație simplu, dar costisitor. Cu o eficiență de conversie de 17–20%, acestea pot fi imprimate pe diverse substraturi, inclusiv pe plastic și metal. Au o greutate redusă și sunt flexibile, fiind potrivite pentru diverse aplicații, precum electronice portabile și BIPV. Totuși, încă au nevoie de îmbunătățiri privind stabilitatea și durata de viață pentru a putea fi comercializate [7].

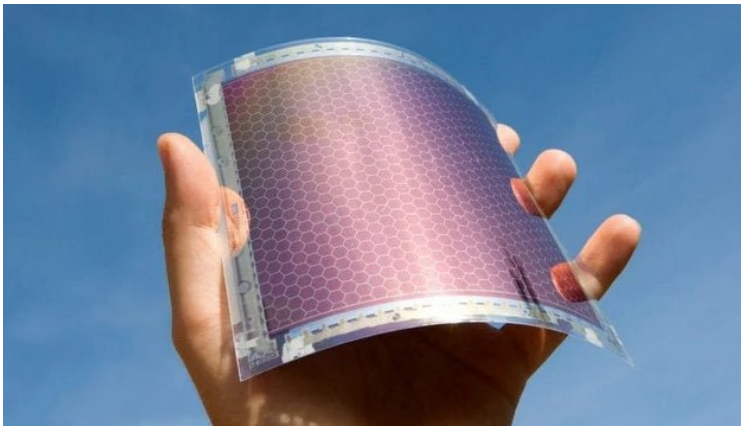


Fig. 6.17 Celulele fotovoltaice OSC [7].

Tehnologia DSSC utilizează un colorant pentru a capta lumina solară și a o transforma în electricitate. Aceste dispozitive prezintă multiple avantaje comparativ cu celulele din siliciu cristalin, precum costuri mai reduse de producție, versatilitate cromatică în procesul de fabricație și performanțe mai bune în condiții de lumină redusă. În ultima perioadă, au fost realizate progrese semnificative în ceea ce privește eficiența DSSC, cercetătorii raportând o eficiență de conversie ridicată de 15,2%, prin folosirea unui electrolit lichid, reducând costurile de producție [7].

Celulele **QDSC** sunt structuri cristaline realizate la scară nanometrică (nanocristale), produse din oxid de titan și oxid de zinc, cu proprietăți optoelectronice unice, ce permit absorbția sporită a unui spectru larg de radiații solare. Eficiența de conversie a acestor celule este estimată la 44%, fiind considerate următoarea generație de celule solare. Sunt fabricate cu costuri reduse și sunt potrivite pentru diverse aplicații, precum BIPV și electronice portabile, datorită compatibilității cu diferite substraturi, cum ar fi sticla, plasticul și alte substraturi flexibile [7].

Ultima tehnologie din această generație este **celula TSC**. Acestea sunt fabricate prin integrarea mai multor straturi de celule fotovoltaice într-o configurație stratificată, stratul superior fiind format din celule cu bandă interzisă mare, concepute să transforme o parte a spectrului solar în energie electrică. Stratul inferior, format din celule cu bandă interzisă mică, permite transmiterea radiației difuze care ajunge la partea din spate a celulei. TSC au potențialul de a atinge o eficiență de conversie de aproximativ 45%, datorită progreselor tehnologice recente, care îmbunătățesc modul în care se realizează captarea luminii, putând fi utilizate și în aplicații cu cerințe de performanță ridicate. Totuși, există încă provocări semnificative care trebuie depășite pentru ca aceste tipuri de celule să fie comercializate la scară largă: scalabilitate, proces costisitor de fabricație, provocări legate de fiabilitate, stabilitate și recombinarea purtătorilor de sarcină [7].

6.3.3. Caracteristicile celulelor fotovoltaice (PV)

6.3.3.1. Caracteristica curent-tensiune (amper-volt) I(U) a unei celule PV

Curentul în circuitul exterior I se determină ca diferența dintre curentul fotovoltaic I_s și curentul diodei I_d:

$$I = I_s - I_d = I_s - I_0\left[\exp\left(\frac{eU}{kT}\right) - 1\right]. \tag{6.3}$$

Ecuației (6.3) îi corespunde schema echivalentă simplificată a celulei PV, reprezentată în (Fig.6.18, a). Dacă se ține seama de rezistența, R_j, de scurgeri prin izolația celulei PV și de rezistența R_s a elementelor conectate în serie, se poate întocmi o schemă echivalentă completă a celulei PV (Fig.6.18, b). Cu tehnologiile moderne se obțin celule cu $R_j \to \infty$ și $R_s \sim 0$, încât schema echivalentă simplificată este satisfăcătoare.

Caracteristica curent-tensiune (amper-volt), I(U), a unei fotodiode (celula PV) este prezentată în figura 6.18, c. Caracteristica de putere P(U) a celulei PV

Puterea electrică cedată sarcinii R a unei celule PV este:

$$P = U \cdot I = U\left\{I_s - I_0\left[\exp\left(\frac{eU}{kT}\right) - 1\right]\right\}. \tag{6.4}$$

Valoarea maximă a acestei puteri se obține într-un punct M al caracteristicii curent-tensiune, ale cărui coordonate sunt rezultate din condiția dP/dU=0:

$$U_M = U_0 - U_T \cdot \ln\left(1 + \frac{U_M}{U_T}\right), \tag{6.5}$$

$$I_M = I_s \cdot \left(1 + \frac{I_0}{I_s}\right) \frac{U_M}{U_M + U_T}, \tag{6.6}$$

unde $U_T = kT/e$.

Valoarea optimă (funcționare în punctul M de putere maximă) a unei sarcini rezistive (pasive), R_M, va fi:

$$R_M = \frac{U_M}{I_M}. \tag{6.7}$$

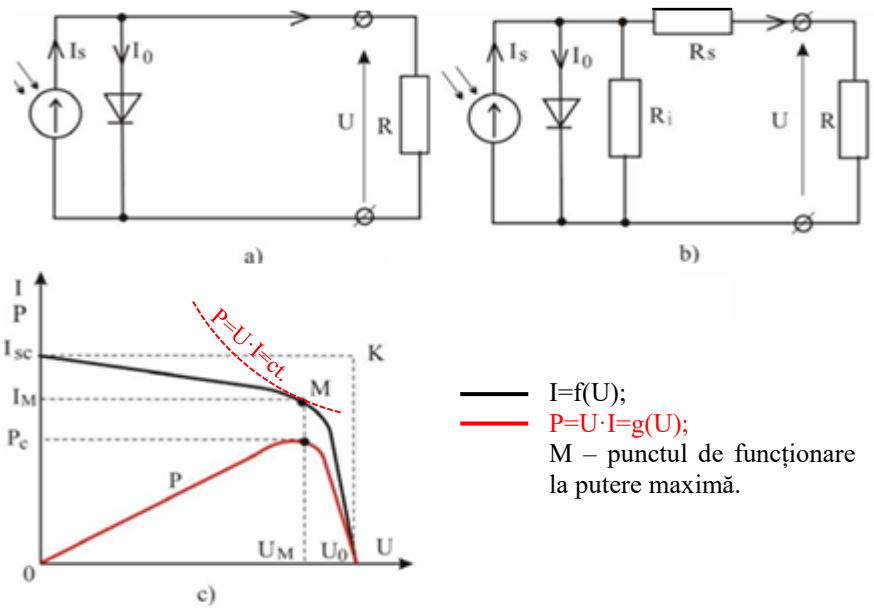


Fig.6.18 Scheme echivalente ale celulei PV [9]:
a) simplificată; b) completă; c) caracteristica Amper-Volt și caracteristica de Putere a unei celule PV.

6.3.3.2. Parametrii celulelor și modulelor PV

Producătorii de celule și module PV indică în cartea tehnică a produsului parametrii determinați în condiții standard:

- Radiația solară globală pe suprafața celulei, G=1000 W/m^2 ;
- Temperatura celulei, T_C= 25 °C.

În mod obligatoriu în cartea tehnică se prezintă următoarele date [9]:

- **Curentul de scurt circuit, I_{sc}**, - se obține la scurtcircuitarea bornelor sarcinii R (Fig.6.18,a). Pe caracteristica I(U) acesta este punctul cu coordonatele U=0, I=I_{sc}. Din expresia (6.3), pentru U=0, obținem $I_{sc} = I_s$. Puterea furnizată este egală cu zero;
- **Tensiunea de mers în gol, U_0**, - corespunde punctului de pe caracteristica I-U cu coordonatele I=0, U=U_0. Puterea debitată în acest punct este egală cu zero. Tensiunea de mers în gol poate fi determinată din (6.3) pentru I = 0:

$$U_0 = \frac{kT}{e} \ln\left(\frac{I_s + I_0}{I_0}\right) = \frac{kT}{e} \ln\left(\frac{I_s}{I_0}\right). \tag{6.8}$$

Pentru o celulă din siliciu raportul I_s/I_0 este ≈ 10^{10}, iar factorul kT/e, numit și tensiune termică, este egal cu 26 mV. Astfel, U_0= 0,6 V;

- **Puterea maximă (de vârf) sau critică, Pc** (P_M) - este produsul curentului la tensiunea în punctul M a caracteristicii I(U). În engleză acest parametru se numește „peakpower” și se notează P_C:

$$P_C = P_M = U_M \cdot I_M . \tag{6.9}$$

Geometric, puterea critică P_C, corespunde punctelor de tangență a hiperbolelor P = U·I = ct. la caracteristicile amper - volt I(U) (Fig.6.18, c);

➢ **Tensiunea și curentul în punctul critic M, U_M și I_M.**

Pe lângă acești parametri pot fi indicați suplimentar:

➢ **Factorul de umplere („Fill Factor"), FF**, - se determină ca raportul dintre suprafețele dreptunghiurilor OU_MMI_M și OU_0KI_{sc} (Fig.6.18.c) sau

$$FF = \frac{U_M \cdot I_M}{U_0 \cdot I_{sc}}, \tag{6.10}$$

de unde

$$P_C = FF \cdot U_0 \cdot I_{sc} . \tag{6.11}$$

Factorul de umplere este măsura calității celulei PV. Cu cât este mai mică rezistența internă a celulei PV cu atât FF este mai mare. De obicei FF > 0,7.

➢ **Randamentul celulei sau modulului PV** - se determină cu raportul puterii generate de celula sau modulul PV în punctul optimal de funcționare M, la o temperatură specificată, și puterea radiației solare:

$$\eta = \frac{P_C}{A \cdot G}, \tag{6.12}$$

unde P_C este puterea livrată în W, A este suprafața celulei sau modulului în m^2, G - radiația globală incidentă pe suprafața celulei sau modulului în W/m^2. În condiții de laborator s-au obținut celule din siliciu cristalin cu un randament de 13-25 % în dependență de suprafața celulei, iar în condiții de fabrică de circa 12-14 %. Randamentul celulei din siliciu policristalin este de 17-20 % în condiții de laborator și 11-13 % în condiții de fabrică. Celulele comercializate din siliciu amorf posedă un randament cuprins între 7 și 11 % , iar în condiții de laborator de circa 16 %. Limita teoretică a randamentului din siliciu cristalin este de 37 %, celui din siliciu amorf de circa 28 %;

➢ **Temperatura Normală de Funcționare a Celulei (NOCT – Normal Operation Cell Temperature)** - corespunde temperaturii celulei PV la funcționare în gol, la temperatura mediului de 20 °C, radiația globală de 800 W/m și viteza vântului mai mică de 1 m/s. Pentru celule uzuale NOCT se situează între 42 și 46 °C. Dacă se cunoaște NOCT se poate determina temperatura celulei T_C în alte condiții de funcționare caracterizate de temperatura mediului T_A și radiația globală G:

$$T_C = T_A + \frac{NOCT - 20}{0,8} G . \tag{6.13}$$

6.3.3.3. Influența radiației solare și temperaturii asupra caracteristicilor celulelor PV

Caracteristicile celulei PV pentru diferite valori ale radiației solare sunt prezentate în figura 6.19, a. Se constată, că, curentul fotovoltaic de scurtcircuit este direct proporțional cu radiația solară, iar tensiunea de mers în gol variază puțin deoarece, conform (6.8), tensiunea U_0 depinde logaritmic de radiația solară (I_s este proporțional cu radiația) și adesea în calculele practice această variație se neglijează [9].

Curentul de scurtcircuit, pentru diferite valori ale radiației solare G, poate fi determinat cu o aproximație satisfăcătoare cu formula:

$$I_{sc} = \frac{G}{G_{st}} I_{sc.st}, \tag{6.14}$$

unde I_{scst} - este curentul de scurtcircuit a celulei corespunzător iradianței standard G_{st}=1000 W/m^2 .

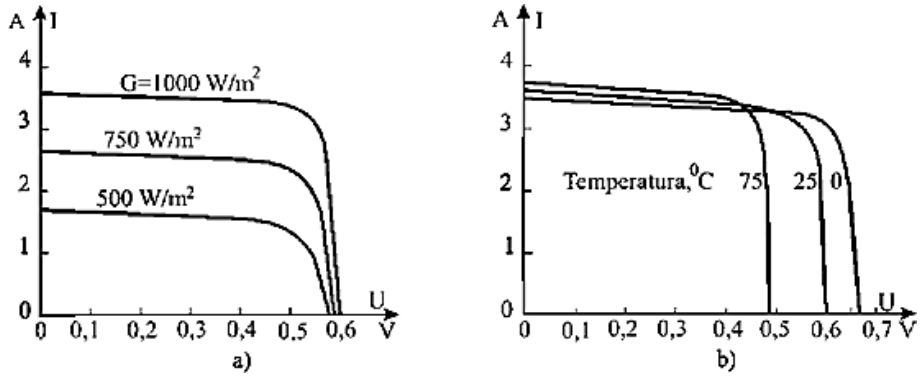


Fig.6.19 Caracteristicile celulei PV [9]:
a) la variația radiației solare; b) la variația temperaturii.

Temperatura celulei PV influențează semnificativ asupra tensiunii de mers în gol și cu mult mai puțin asupra curentului de scurtcircuit (Fig.6.19, b). Odată cu creșterea temperaturii tensiunea de mers în gol scade.

În cazul celulelor din siliciu, pentru care coeficientul de variație a tensiunii cu temperatura K_T este egal cu 2,3 mV/°C, parametrul U_0 pentru temperaturi diferite de cea standard se va calcula cu expresia:

$$U_0 = U_{025} \cdot 0{,}0023 \cdot (t\text{-}25), \qquad (6.15)$$

unde U_{025} este tensiunea de mers în gol a celulei PV la temperatura standard; t - este temperatura curentă a celulei în °C.

În calculele de proiectare variația curentului de scurtcircuit și a factorului de umplere FF cu temperatura este neglijată.

6.3.4. Module cu celule fotovoltaice

Celulele fotovoltaice de construcție modernă produc energie electrică la o putere ce nu depășește 1,5-2 Watt la tensiuni de 0,5-0,6 V. Pentru a obține tensiuni și puteri necesare consumatorului celulele PV se conectează în serie și/sau în paralel. Cea mai mică instalație electrică formată din celule PV interconectate în serie și/sau în paralel, încapsulate pentru a obține o rezistență mecanică mai mare și a proteja celulele împotriva mediului, se numește *modul fotovoltaic* [9]. Un număr de module PV asamblate mecanic ca o unitate mai mare și conectate electric, se numește panou sau câmp de module. În acord cu standardele Comisiei Internaționale de Electrotehnică (IEC) se utilizează termenul "array" - ceea ce înseamnă sistem, rețea. Expresiile „*modul fotovoltaic*”, „*panou fotovoltaic*” sau „*câmp de module*” deseori au una și aceeași semnificație [9].

La proiectarea modulelor PV se ia în considerație folosirea frecventă a modulelor PV pentru încărcarea acumulatoarelor electrice, a căror tensiune este de 12 -12,5 V. Astfel, în condiții de radiație standard, tensiunea U_M trebuie să fie 16 - 18 V iar tensiunea de mers în gol 20 - 22,5 V. O singură celulă generează în gol circa 0,6 V astfel încât trebuie conectate în serie 33 - 36 celule pentru a obține tensiunea necesară. Puterea modulului va varia între 50 și 100 W.

Pentru a obține tensiunea și puterea necesară consumatorului de energie electrică modulele PV pot fi conectate în serie, paralel sau serie-paralel (Fig.6.20, a, b, c).

La conectarea în serie a două module PV identice, curentul debitat consumatorului rămâne același, iar tensiunea crește de două ori. În figura 6.20 a modulele PV1 și PV2 conectate în serie încarcă bateria de acumulatoare GB.

Punctul de funcționare a sistemului module PV-GB este punctul de intersecție M a caracteristicilor respective: a două module conectate în serie și a bateriei de acumulatoare.

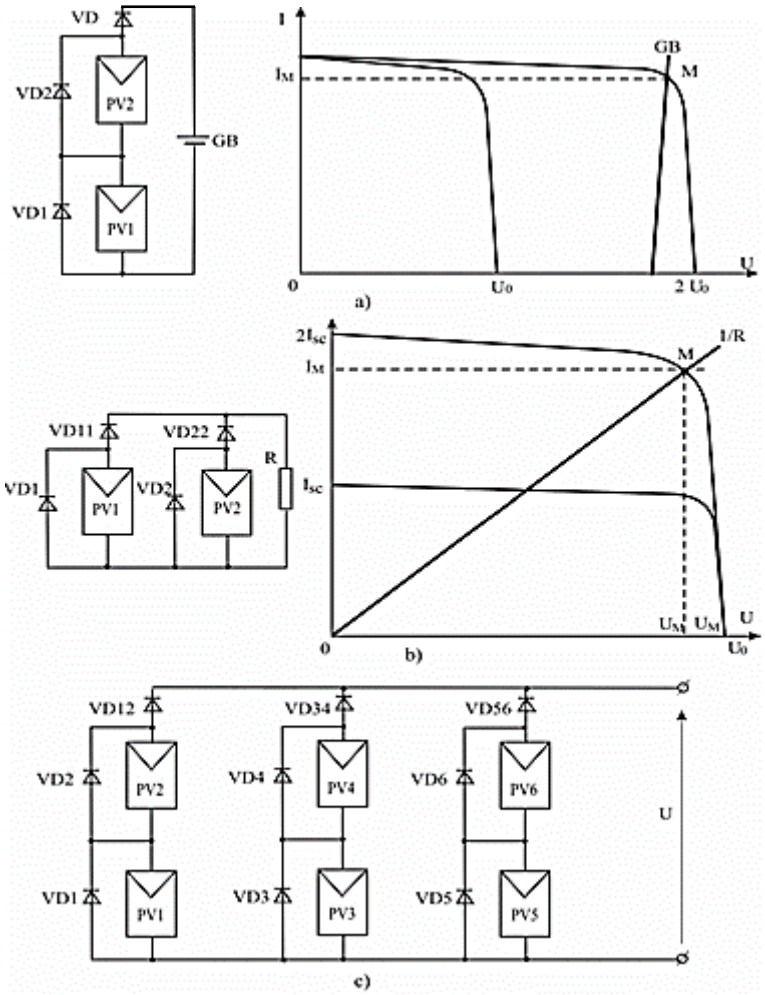


Fig.6.20 Interconexiunea modulelor PV [9]:
a) conectare serie; b) conectare paralel; c) conectare serie-paralel.

Diodele VD1 și VD2, numite diode de ocolire sau by-pass se conectează în paralel cu fiecare modul sau cu un grup de module conectate în paralel (Fig.6.20, a). În regim de funcționare normală diodele VD1 și VD2 nu consumă energie. Ele limitează încălzirea celulelor PV și nu permite micșorarea intensității curentului dacă un modul din circuitul consecutiv este mai puțin performant sau este umbrit.

Evident tensiunea circuitului în serie se va micșora. Dioda VD2, numită anti-retur se conectează în serie cu sarcina. Această diodă evită situația, când modulul PV poate deveni receptor, dacă tensiunea generată va fi mai mică decât a acumulatorului. Este evident că ea introduce o cădere de tensiune de circa 0,5 V și corespunzător pierderi de energie.

În figura 6.20, b se prezintă conectarea în paralel a două module identice. Tensiunea generată rămâne aceeași, iar curentul crește de două ori.

Punctul de funcționare al sistemului module PV - rezistența R este punctul de intersecție M a caracteristicilor amper-volt ale modulelor și consumatorului - I = (U/R).

Diodele anti-retur VD11 și VD12 nu permit ca un modul sau un grup de module unite în paralel să treacă în regim de receptor, atunci, când nu sunt identice sau când sunt umbrite.

În schema din figura 6.20, c modulele PV1-PV2, PV3-PV4 și PV5-PV6 sunt unite în serie, dar între ele - în paralel. Astfel, se obține majorarea de două ori a tensiunii și de trei ori a

curentului. Evident, puterea instalației crește de șase ori. Diodele VD1-VD6 sunt diode de ocolire, iar VD12, VD34, VD56 - anti-retur.

6.3.5. Structura unui sistem fotovoltaic

Energia electrică PV are un caracter variabil, alternanța zi/noapte, cer senin/cer acoperit provoacă variația într-o gamă mare a fluxului de energie și a tensiunii generate de modulul PV. Astfel, apare necesitatea condiționării fluxului de energie, folosind convertoare electronice: c.c./c.c., care îndeplinesc și funcția de monitorizare a procesului încărcare/descărcare a bateriilor de acumulatori (ca sistem de stocare a energiei pe durata golurilor de sarcină), respectiv convertoare c.c./c.a pentru transformarea curentului continuu în curent alternativ [9].

Pentru a evita supradimensionarea generatorului fotovoltaic, adesea se folosește o sursă auxiliară de energie, fie un grup electrogen, fie un generator eolian sau o pilă cu combustibil.

Toate aceste componente trebuie să fie interconectate, dimensionate și specificate pentru a funcționa într-un sistem unic, numit sistem fotovoltaic. În figura 6.21 este prezentată structura unui sistem PV.

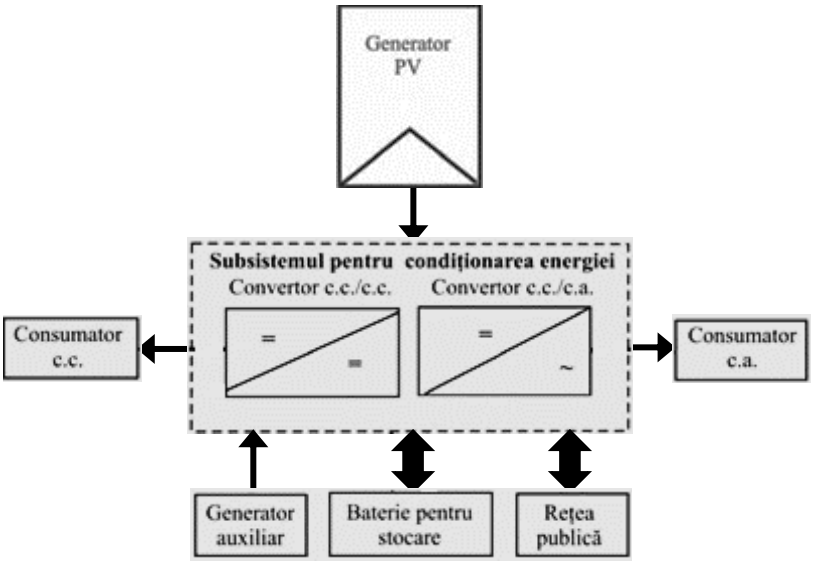


Fig.6.21 Structura unui sistem PV [9].

Bateria de acumulatoare servește pentru stocarea energiei produsă de modulul PV. Stocarea energiei este necesară atunci când există un decalaj în timp între cererea de energie și aportul energetic al soarelui. Într-o instalație PV bateriile de acumulatori îndeplinesc următoarele trei funcții importante:

1. **Autonomie** – se realizează alimentarea cu energie electrică independent de variația radiației solare;
2. **Sursă de curenți de suprasarcină** – bateria de acumulatoare poate furniza pe o durată scurtă de timp un curent de suprasarcină care depășește cu mult curentul generat de modulul PV. O astfel de situație apare la pornirea motoarelor electrice, fie de c.c. sau c.a.;
3. **Stabilizator de tensiune** – bateria asigură o tensiune constantă și o bună funcționare a consumatorilor.

Invertorul face parte din subsistemul de condiționare a energiei electrice al sistemului PV și este componenta principală a convertorului c.c./c.a. Invertorul transformă energia de c.c., generată de modulele PV, sau stocată în acumulatoare, în energie de c.a. de o frecvență prestabilită. Deja există convertoare care asigură parametrii de calitate ai energiei electrice la același nivel ca rețelele publice: frecvență și tensiune stabilă, forma sinusoidală a undei de tensiune și curent.

6.3.6. Dimensionarea panourilor fotovoltaice

Principiul general care stă la baza dimensionării instalației PV este următorul: trebuie întotdeauna respectat echilibrul între energia produsă de generatorul PV și energia consumată de utilizator. Acest echilibru se realizează pentru o perioadă definită, de obicei o zi sau o lună.

Prezența bateriei de acumulatoare permite compensarea deficitului între energia produsă și cea consumată, deficit care poate fi din cauza timpului noros sau a supraconsumului.

Dimensionarea unui sistem PV presupune parcurgerea următoarelor etape principale:

1. Calculul radiației solare disponibile pe suprafața modulului PV - unghiul de înclinație a modulului PV față de orizont, α, se determină din condiția asigurării echilibrului consum - producere energie electrică în lunile cu cea mai mică radiație solară. Calculul puterii generate de un panou fotovoltaic poate fi făcut utilizând relația:

$$P_{PV} = C_F \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{SPV} \cdot A_{PV} \cdot G_{rad}\ [kW], \tag{6.16}$$

unde C_F este un factor de corecție (presupus 0,95), η_{PV} este randamentul de conversie a modulelor PV (de ex. 0,158), η_{SPV} este randamentul sistemului (ex. 0,90), A_{PV} este suprafața PV [m^2], iar G_{rad} este iradianța orizontală pe suprafață în kW/m^2.

2. Calculul consumului diurn de energie electrică (E_c) - pentru fiecare consumator de curent continuu și alternativ se determină puterea nominală și orele de utilizare zilnică. Consumul de energie electrică se determină astfel:

$$E_c = \sum_{i=1}^{k} \left(P_{ni} \cdot t_i\right), \tag{6.17}$$

unde k este numărul de consumatori, P_{ni} – puterea nominală a consumatorilor, t_i - durata de funcționare a consumatorilor respectivi;

3. Calculul cantității de energie electrică necesară de produs de modulul PV (E_p) - energia care trebuie să fie produsă de modulul PV:

$$E_p = \frac{E_c}{K}, \tag{6.18}$$

unde factorul K ia în considerație incertitudinea datelor meteorologice, pierderile în cabluri, abaterea punctului de funcționare a subsistemului modul PV, pierderi în invertor etc. Conform valoarea factorului K pentru sistemele PV cu baterii de acumulatoare este cuprinsă între 0,75 și 0,85;

4. Calculul puterii critice a modulului PV (P_c) și alegerea panoului:

$$P_c = \frac{E_p}{HRS}, \tag{6.19}$$

unde HRS reprezintă numărul mediu anual de ore/zi pentru care valoarea medie a iradiației solare este de 1000 W/m^2. În funcție de puterea P_C se alege puterea unui modul PV și numărul de module conectate în serie:

$$N_S = \mathrm{Int}\left(\frac{U_{cc}}{U_n}\right) + 1, \tag{6.20}$$

unde U_{cc} – este tensiunea nominală a consumatorilor; U_n – tensiunea nominală a unui modul PV. Numărul de module PV conectate în paralel se calculează din puterea medie a sarcinii pe parcursul unei zile:

$$N_p = \mathrm{Int}\left(\frac{P_{med}}{P_{c\,modul}}\right) + 1; \tag{6.21}$$

5. Calculul capacității acumulatoarelor (C) și alegerea acestora - se determină cu relația:

$$C = \frac{n \cdot E_C}{K_D \cdot U_{cc}} [A \cdot h], \tag{6.22}$$

unde n este numărul de zile fără soare, K_D este adâncimea de descărcare a acumulatorului (0,5 - 0,6 pentru Pb-acid și 1,0 pentru Ni-Cd). Numărul de acumulatoare conectate în serie este

$$N_{As} = \frac{U_{cc}}{U_A}, \tag{6.23}$$

unde U_A este tensiunea nominală a acumulatorului, de obicei egală cu 12 V, iar numărul de acumulatoare conectate în paralel:

$$N_{Ap} = \mathrm{Int}\left[\frac{C}{N_{As}}\right]; \tag{6.24}$$

6. Verificarea echilibrului consumului și producerii de energia electrică - se face prin compararea cantității de energie electrică, E_i, care va fi produsă de panoul PV într-o zi, pentru fiecare lună din perioada de interes, cu cantitatea de energie electrică necesară calculată. Calculele se efectuează cu expresia:

$$E_i = HRS_i \cdot P_c, \tag{6.25}$$

unde HRS_i este numărul de ore pe zi de radiație solară standard pentru luna respectivă.

6.3.7. Instalații PV de mică putere

Schema de principiu a unei astfel de instalații, care poate fi prevăzută cu un sistem de orientare după soare, este prezentată în figura 6.22.

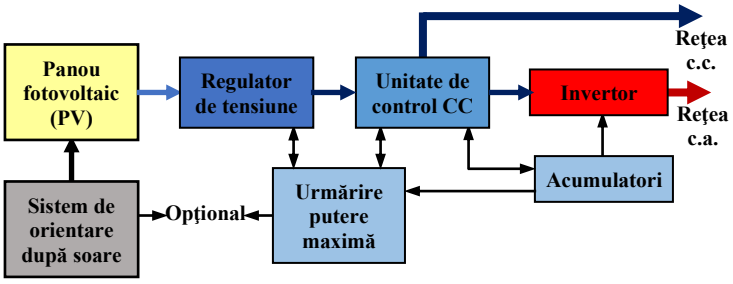


Fig.6.22 Sisteme fotovoltaice de generare a energiei electrice de mică putere [1].

Schema conține, înafara panourilor fotovoltaice:

- **un regulator de tensiune c.c./c.c**. „buck/boost" pentru a menține tensiunea în circuitul de curent continuu la tensiunea acumulatorilor (tensiunea de ieșire a panourilor variază în funcție de sarcină);
- **un sistem de urmărire a punctului de putere maximă** (Maximum Power Point Tracking - **MPPT**) bazate pe următorul principiu: „O sursă de energie va livra puterea maximă pentru o sarcină atunci când sarcina are aceeași impedanță ca și impedanța internă a sursei de alimentare (Legea lui Jacobi)";
- **acumulatorul** („bateria de acumulatori") cu rol de stocare a energiei electrice în perioadele de gol de consum și de asigurare a alimentării receptoarelor pe durat lipsei radiației solare;
- **o unitate de control**, care gestionează micro rețeaua de curent continuu (încărcare/descărcare acumulatori, alimentare consumatori la tensiune continuă etc.);
- **invertorul**, pentru a asigura conversia energiei la tensiune continuă în energie la tensiune alternativă în conformitate cu frecvența și amplitudinea tensiunii cerute.

De exemplu, pentru a furniza 10 kWh de energie de curent alternativ pe zi, într-un sistem autonom, suprafața panourilor necesară ar trebui să fie 47 m^2 pentru o instalație fixă și 33 m^2 pentru un sistem cu urmărire solară (pentru o locație dată).

6.3.8. Urmărirea punctului de putere maximă (MPPT)

În continuare sunt prezentate câteva elemente principiale în legătură cu **sistemul de urmărire a punctului de putere maximă** (Maximum Power Point Tracking - **MPPT**).

În figura 6.23, a este prezentată schema de conectare a unei sarcini oarecare (S – motor de curent continuu, sarcină pasivă rezistivă etc.) direct la bornele unui panou fotovoltaic (PV). Aceeași tensiune este aplicată atât pe PV, cât și pe sarcină, iar același curent trece prin PV și sarcină. Prin urmare, punctul de intersecție dintre curba $I_S(U)$ a sarcinii și caracteristica tensiune-curent a PV, $I_{PV}(U)$, este singurul punct care corespunde unei funcționări stabile a sistemului PV-S. Acesta se numește punct de operare (funcționare) OP.

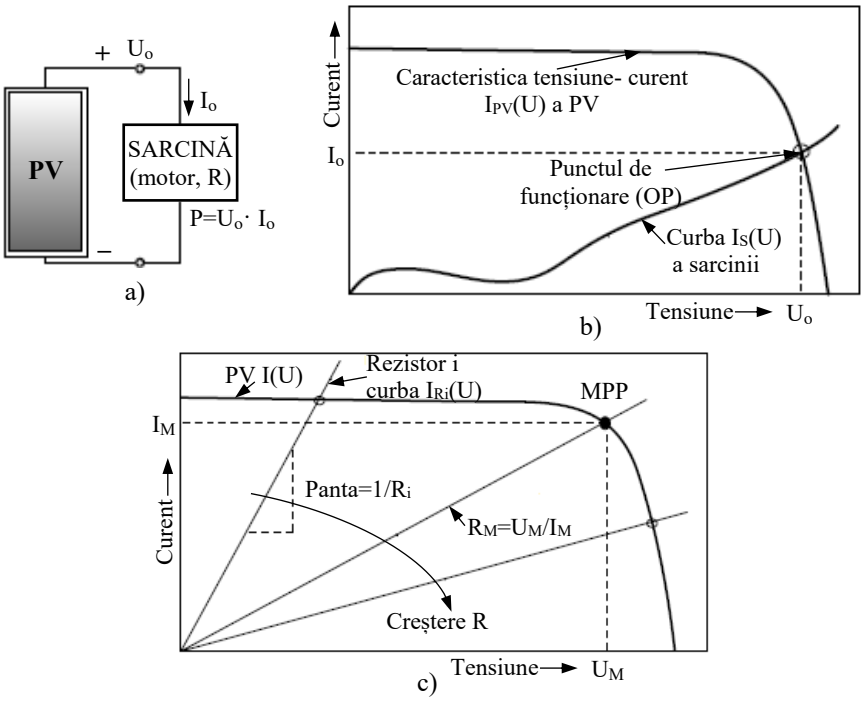


Fig.6.23 Caracteristica curent tensiune ale PV, $I_{PV}(U)$ și sarcinii, $I_S(U)$; punctul de funcționare (operare) OP [11]:

a) PV alimentând direct de la borne o sarcină S; b) OP, ca intersecție a curbelor $I_{PV}(U)$ și $I_S(U)$; c) panou care alimentează o sarcină rezistivă variabilă $I_{Ri}(U)$ - OP se deplasează în jurul punctului de putere maximă MPP.

Pentru a ilustra influența sarcinii asupra punctului de operare și necesitatea cunoașterii curbelor de sarcină, se consideră o sarcină rezistivă simplă R (Fig.6.23, c). Pe măsură ce R crește, punctul de operare în care se intersectează curbele $I_{PV}(U)$ și $I_R(U)$ se deplasează de-a lungul caracteristicii volt-amper a PV de la stânga la dreapta (această observație sugerează o modalitate simplă de a determina prin puncte caracteristica curent-tensiune a PV: folosind o rezistență variabilă ca sarcină, variind rezistența acesteia pot fi obținute perechi de valori (curent, tensiune), care pot fi apoi reprezentate grafic.

Deoarece puterea furnizată oricărei sarcini este produsul dintre curent și tensiune, va exista o anumită valoare a rezistenței pentru care punctul de operare va coincide cu punctul critic, de putere maximă (MPP – Maximum Power Point, sau M) conform relației (6.7).

Figura 6.24 pune în evidență faptul că pentru o valoare fixă a rezistenței, punctul de operare alunecă din MPP odată cu modificarea condițiilor de mediu (radiație) devenind din ce în ce

mai puțin eficient. Introducerea unui dispozitiv de „*urmărire a punctului de putere maximă*” (numit Maximum Power Point Tracker - MPPT), cu scopul de a menține în permanență funcționarea panourilor PV în punctul de MPP indiferent de condițiile de mediu, duce la creșterea eficienței instalației de generare.

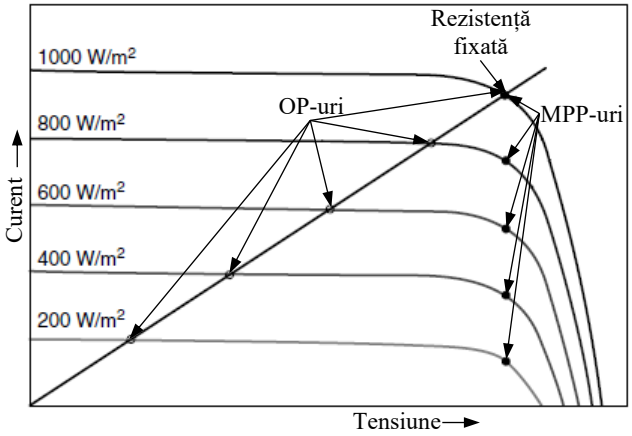


Fig.6.24 Punctele de operare OP, pentru un modul PV cu o sarcină de rezistență fixă proiectată pentru randament maxim în condiții de radiație standard (1000 W/m^2) - scade odată cu schimbarea insolației; punctele MPP arată punctele de funcționare care ar duce la o eficiență a maximă PV [11].

Rezultă în mod clar că s-ar putea realiza creșteri semnificative ale eficienței dacă punctele de funcționare pentru sarcină (rezistivă, motor de curent continuu, acumulator) ar putea fi menținute în jurul punctului de MPP al caracteristicilor tensiune-curent ale PV în condițiile zilnice în continuă schimbare. Aceste dispozitive, numite MPPT-uri, sunt disponibile și sunt o parte standard a multor sisteme fotovoltaice, în special a celor care sunt conectate la rețea.

Cheia acestor dispozitive este capacitatea de a putea converti tensiunile de curent continuu de la un nivel la altul. În centrul convertoarelor moderne de curent continuu / curent continuu se află „un simplu” comutator (switch) electronic (tranzistor) pornit-oprit (saturat-blocat) care fie permite trecerea curentului, fie îl blochează. Un convertor „boost” este un dispozitiv utilizat în mod obișnuit pentru a crește tensiunea de la o sursă de curent continuu, în timp ce un convertor „buck” este folosit pentru a reduce tensiunea. Circuitul din figura 6.25, a este o combinație a acestor două circuite și se numește convertor „buck-boost”. În figura 6.25, b este ilustrat modul de comandă a comutatorului electronic pentru a modifica valoarea tensiunii aplicate sarcinilor.

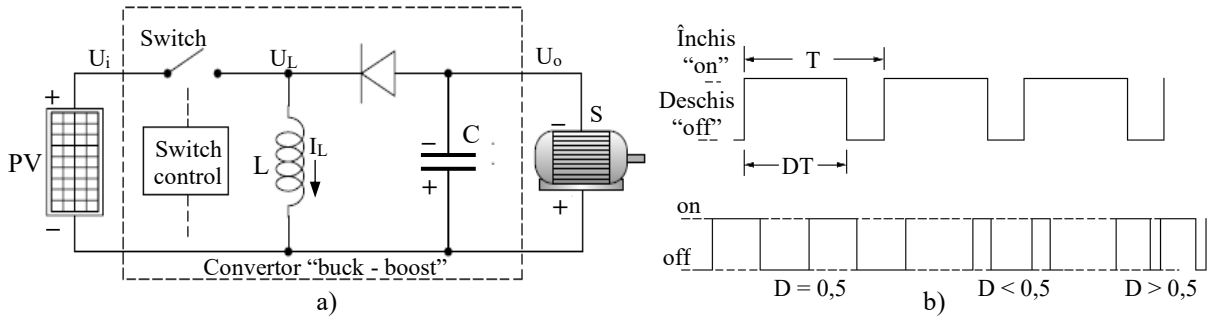


Fig.6.25 Referitor la dispozitivul de urmărire a punctului de putere maximă MPPT [11]:
a) convertorul „buck-boost” componenta centrală a unui MPPT; b) comutatorului electronic al convertorului (T – perioada de comandă; D „duty cycle” - fracțiunea din timpul T în care comutatorul este închis, DT; D=DT/T) .

Un convertor buck-boost este capabil să ridice sau să coboare nivelul tensiunii de curent continuu de la sursă la un nivel de tensiune necesar pentru alimentarea sarcinii. Sursa în acest caz este prezentată ca fiind un modul PV, iar sarcina este prezentată de un motor de curent continuu, dar conceptul de bază este utilizat pentru o mare varietate de aplicații. Comutatorul electronic comută (se închide și se deschide) cu o frecvență de ordinul a 20 kHz.

Practic sunt două situații de luat în considerare: circuitul cu întrerupătorul închis și circuitul cu întrerupătorul deschis [11]. Pe parcursul unui ciclu complet, puterea medie injectată în bobina L:

$$\overline{P}_{L,in} = \frac{1}{T}\int_0^{DT} U_i \cdot I_L dt = U_i \cdot I_L \cdot \frac{DT}{T} = U_i \cdot I_L \cdot D \qquad (6.26)$$

este egală cu puterea medie ieșită din inductivitatea L:

$$\overline{P}_{L,out} = -\frac{1}{T}\int_{DT}^{T} U_L \cdot I_L dt = -U_o \cdot I_L \cdot \frac{T-DT}{T} = -U_o \cdot I_L \cdot (1-D), \qquad (6.27)$$

deci:

$$\overline{P}_{L,in} = \overline{P}_{L,out} \Rightarrow U_i \cdot I_L \cdot D = -U_o \cdot I_L \cdot (1-D) \Rightarrow \frac{U_o}{U_i} = -\frac{D}{1-D}. \qquad (6.28)$$

Relația (6.28) indică faptul că variind ciclul de funcționare al convertorului buck-boost (mărimea D) se poate modifica nivelul tensiunii de la ieșire (pentru D=1/2 la ieșire apare tensiunea de intrare) – s-a ignorat schimbarea de semn.

Pentru a sublinia modul în care în acest fel se poate acționa asupra eficienței instalației de generare PV se analizează exemplul următor. În anumite condiții ambientale, un panou PV are punctul de putere maximă la U_M = 26,60 volți și I_M = 7,90 A. Instalația este prevăzută cu un dispozitiv MPPT (Fig.6.26). Se cere să se determine mărimea D astfel încât instalația să opereze la eficiența maximă în cazul în care sarcina este reprezentată de o rezistență având valoarea de 13,40 ohmi.

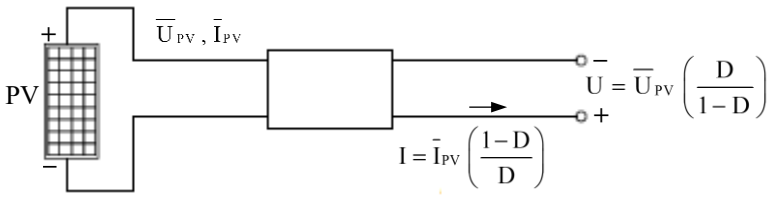


Fig.6.26 Instalația de generare PV cu dispozitiv MPPT (MPPT-ul modifică valorile tensiunilor și curenților PV la valorile corespunzătoare pentru sarcină) [11].

Soluție:

Eficiența maximă rezultă pentru transferul maxim de putere, deci pentru funcționarea panoului fotovoltaic PV în punctul MPP.

Puterea maximă furnizată de PV este P_M = 26,60 V × 7,90 A = 210 W, putere care trebuie furnizată rezistorului R = 13,40 Ω, deci:

$$P = \frac{U_R^2}{R} = 210 = \frac{U_R^2}{7,62} \Rightarrow U_R = \sqrt{210 \cdot 13,40} = 53\ \text{V}.$$

MPPT-ul trebuie să ridice tensiunea PV de 26,60 V la tensiunea dorită pe rezistență de 53 V. Folosind relația (6.28) și ignorând schimbarea semnului (nu este importantă), obținem

$$\frac{D}{1-D} = \frac{53}{26,6} \approx 2 \Rightarrow D = 2 - 2D \Rightarrow D = \frac{2}{3} = 0,67 \cdot$$

O modalitate de a vizualiza impactul MPPT este de a reprezenta grafic curbele $I_{PV}(U)$ folosind D ca parametru (Fig.6.27), reprezentări care ilustrează cum apare în acest caz sursa PV văzută dinspre sarcină.

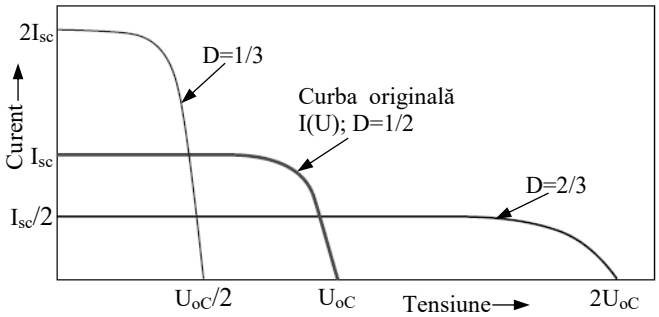


Fig.6.27 Caracteristici curent-tensiune $I_{PV}(U)$ cu MPPT [11].

6.4. APLICAȚII

Aplicația 6.1. Dimensionarea unei instalații fotovoltaice pentru alimentarea unei locații izolate (off grid), sistemul propus fiind compus din (Fig.6.28):Panouri fotovoltaice PV;

- Baterie de acumulatori;
- Generator cu motor diesel;
- Sistem de control al încărcării acumulatorilor
- Invertor.

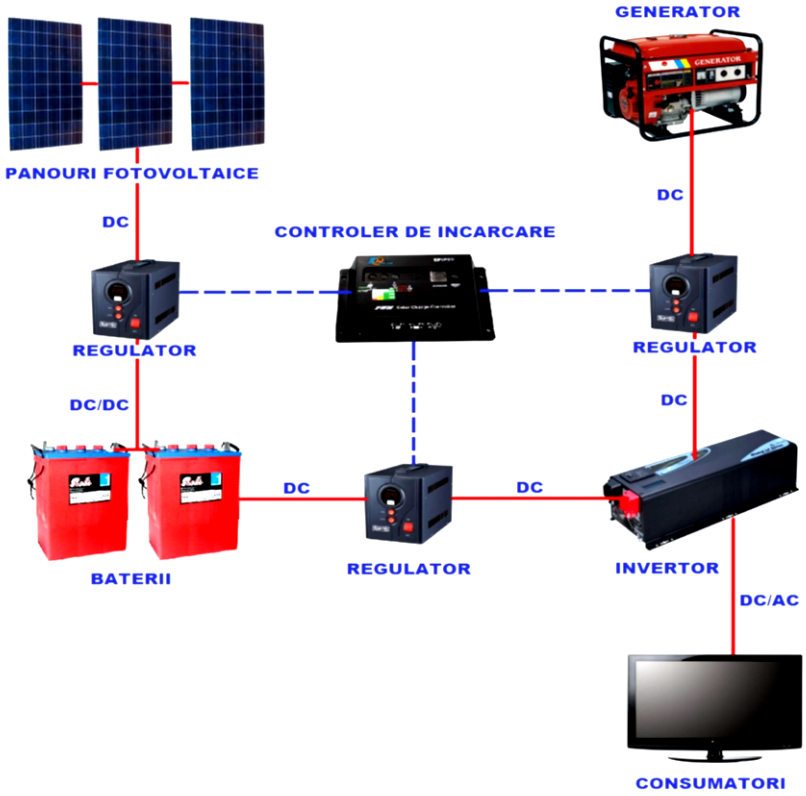


Fig.6.28 Instalație fotovoltaică pentru alimentarea unei locații izolate (off grid).

Soluție:

Pentru dimensionare:

➢ Trebuie întotdeauna respectat echilibrul între energia produsă de generatorul PV și energia consumată de utilizator. Acest echilibru se realizează pentru o perioadă definită, de obicei o zi sau o lună.

➢ Prezența bateriei de acumulatoare permite compensarea deficitului dintre energia produsă și cea consumată, deficit care poate fi din cauza timpului noros sau a creșterii consumului.

I. DETERMINAREA CONSUMULUI DE ENERGIE – Tabelul 6.3

Tabelul 6.3 Analiza sarcinii

Nr. Crt.	Receptor c.a.	Putere P_i [W]	Funcționare zilnică [h]	Buc. ki	Energia / zi kWh/ zi	Energia / lună kWh / lună
Curent alternativ						
1	Bec fluorescent	20	3	9	0,54	16,2
2	Bec incandescent	40	3	4	0,48	14,4
3	Fier de călcat	1000	0.08	1	0,08	2,4
4	Cuptor cu microunde	1150	0.3	1	0,345	10,35
5	Mașină de spălat	250	0.5	1	0,125	3,75
6	Aspirator	100	0.3	1	0,03	0,9
7	Cafetieră	1000	0.1	1	0,1	3
8	Frigider	200	4	1	0,8	24
9	Televizor	150	4	2	1,2	36
10	Laptop	100	5	1	0,5	15
11	Imprimantă	35	0.2	1	0,007	0,21
12	Mașină de tuns iarba	1300	0.2	1	0,26	7,8
Curent continuu						
1	Receptorii c.c.	200	3	1	0,6	18

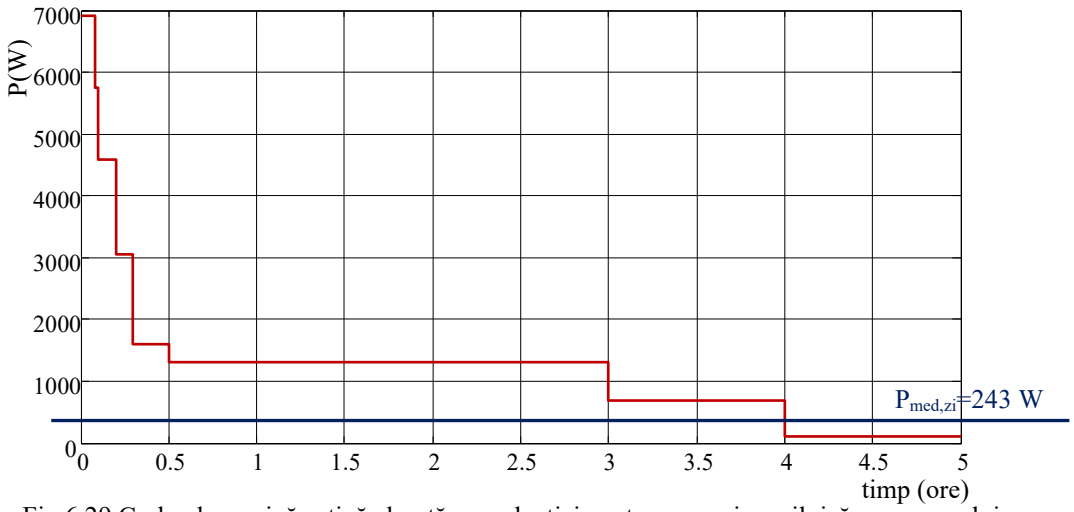


Fig.6.29 Curba de sarcină activă clasată a producției pentru acoperirea zilnică a consumului.

I.1) Necesarul de energie la tensiune alternativă:

➢ *Energia necesară alimentării consumatorilor la tensiune alternativă*:

$$E_{C.c.a.} = \sum_{i=1}^{n} \left(k_i \cdot P_i \cdot t_i \right) = 4467 \text{ Wh/zi}.$$

➢ *Energia furnizată la tensiune alternativă – se ține seama de pierderile în invertor (randament invertor η_{inv} = 0,96):*

$$E_{c.a.} = \frac{E_{C.c.a.}}{\eta_{inv}} = \frac{4467}{0,96} = 4653 \text{ Wh/zi}.$$

I.2) Energia necesară alimentării consumatorilor la tensiune continuă:

$$E_{C.c.c.} = P_{c.c.} \cdot t_{c.c.} = 200 \cdot 3 = 600 \text{ Wh/zi}.$$

I.3) Energia totală la tensiune continuă necesară – se iau în considerare pierderile electrice (cabluri, fără invertor), murdărirea, îmbătrânirea panourilor, etc. Valoarea uzuală de 10% (η_{sis} = 0,90) este acoperitoare în lipsa unor calcule detaliate ce țin cont de configurația și caracteristicile elementelor sistemului:

$$E_{c.c.t} = \frac{E_{C.c.c.} + E_{c.a.}}{\eta_{sis}} = \frac{600 + 4653}{0,90} = 5837 \text{ Wh/zi}.$$

I.4) Puterea în curent alternativ:

- *Puterea instalată în curent alternativ*:

$$P_{inst.c.a.} = \sum_{i=1}^{n} k_i \cdot P_i = 5775 \text{ W}.$$

- *Puterea maximă în curent alternativ*:

$$P_{max.c.a.} = \frac{P_{inst.c.a.}}{\eta_{inv}} = \frac{5775}{0,96} = 6016 \text{ W}.$$

I.5) Puterea maximă la tensiune continuă:

$$P_{max.c.c.} = \frac{P_{c.c.} + P_{max.c.a.}}{\eta_{sis}} = \frac{200 + 6016}{0,90} = 6907 \text{ W}.$$

(Aceasta ar trebui asigurată maxim pentru o durată de 0,08 ore din 24 ore).

I.6) Puterea medie/zi:

$$P_{med/zi} = \frac{E_{c.c.t}}{24} = \frac{5837}{24} = 243 \text{ W}.$$

I.7) Alegerea nivelului de tensiune pe bara de tensiune continuă – tensiunea sistemului

Invertoarele sunt caracterizate prin tensiune continuă de intrare și tensiunea alternativă de ieșire. Tensiunea continuă de intrare în invertor, care este aceeași cu tensiunea bateriei de acumulatori și a matricei PV, se numește ***tensiunea sistemului***. Tensiunea sistemului de obicei poate avea una dintre următoarele valori: 12 V, 24 V, sau 48 V. Valorile mai mari implică un curent mai redus, ceea ce micșorează pierderile prin efect Joule. Pe de altă parte, o tensiune mai mare înseamnă mai multe baterii serie, ceea ce are efect asupra numărului de acumulatori necesari pentru asigurarea sarcinii. Una dintre modalitățile de alegere a tensiunii sistemului are drept reper un curent maxim de 100 A pe partea continuă (Tabelul 6.4).

Tabelul 6.4

Puterea maximă în c.a.	**Tensiunea sistemului $U_{c.c.}$ [V]**
<1200 W	12
1200–2400 W	24
2400–4800 W	48

Deoarece $P_{max.c.a.}$= 6016 W s*e va alege tensiunea sistemului de* **Uc.c.=48 V!**

I.8) Încărcarea totală la tensiune continuă:

$$L_{c.c.t} = \frac{E_{c.c.t}}{U_{c.c.}} = \frac{5837}{48} \approx 122 \text{ Ah/zi};$$

I.9) Alegerea procentului de asigurare a energiei anuale cu PV (F_{aPV})

Se utilizează curba din figura 3, care exprimă gradul de asigurare a cererii de energie anuală funcție de gradul de asigurare a energiei din PV în ziua aleasă drept referință. *Ca referință se alege ziua care se caracterizează prin cele mai defavorabile condiții din punct de vedere a radiației solare, în cazul nostru o zi din luna decembrie.*

Graficul din figura 6.30 [11] arată faptul că, de exemplu, dacă în această zi se asigură circa 50% din energie din PV, anual acest lucru se reflectă în asigurarea a circa 80% din energia necesară.

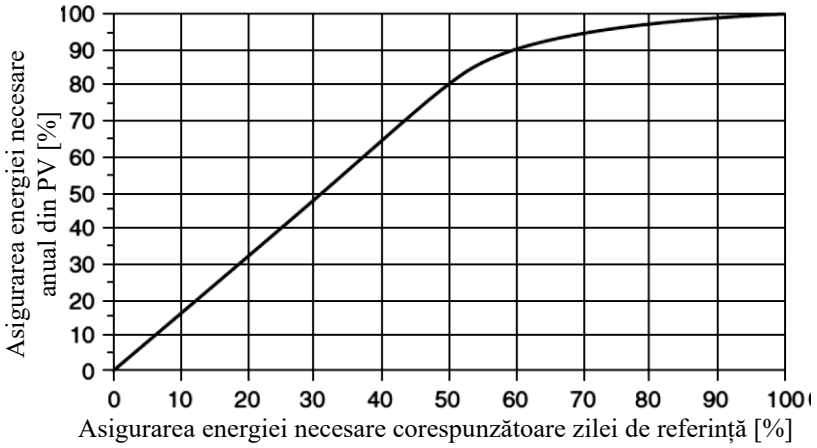


Fig.6.30 Procentul energiei necesare anual asigurată de PV funcție de energia asigurată corespunzătoare zilei de referință [11].

Astfel, se poate face un compromis în ceea ce privește costurile legate de investițiile în PV, și asigurarea diferenței de energie necesară din alte surse.

În cazul nostru alegem un factor de asigurare a energiei necesare corespunzătoare zilei de referință de 70%, ceea ce va conduce la un factor de asigurare a energiei anuale din PV de:

$$F_{aPV} = 95\,\%.$$

Numărul de ore de radiație standard pe zi, HRS, depinde de locație și lună (anotimp), respectiv dacă într-o zi se obțin 5000 Wh/m^2, atunci HRS=(5000 Wh/m^2)/(1000 W/m^2)=5 ore. În acest fel, încărcarea în ziua de referință, pentru care *durata medie a radiației solare standard globale* HRS_{ref}=3,6 ore**,** va fi:

$$L_{c.c.} = F_{aPV} \cdot L_{c.c.t} = 0{,}7 \cdot 122 = 85{,}4 \text{ Ah/zi}.$$

(*Dacă s-ar alege un factor de asigurare a energiei necesare corespunzătoare zilei de referință de 50%, rezultă un factor de asigurare a energiei anuale din PV de:*

$$F_{aPV} = 80\,\%$$

și

$$L_{c.c.} = F_{aPV} \cdot L_{c.c.t} = 0{,}5 \cdot 122 = 61 \text{ Ah/zi}.)$$

II. DIMENSIONAREA SISTEMULUI FOTOVOLTAIC

II.1) Se alege un panou fotovoltaic având următoarele caracteristici:

- Putere de vârf (maximă, peak), P_{PVp}: 210Wp

- Randament: 14,2%
- Tensiune la P_{PVp}, U_M: 26,6V
- Intensitatea curentului la P_{PVp}, I_M: 7,90A
- Tensiunea in circuit deschis, U_0: 33,6V
- Intensitatea curentului în scurtcircuit, I_{sc}: 8,45A
- Temperatura optimă de funcționare a sistemului, T_{opt}: 46 C
- Dimensiunile modulului: 1495×990×50 mm
- Greutate: 18kg
- Celule: 54, policristaline, 156×156 mm
- Temperatura de funcționare, T: de la -40 la +85 ºC
- Tensiunea normală de lucru, U: 24 V
- Curentul la tensiunea de lucru, I: 7,68 A.

O altă caracteristică importantă a dimensionării unei instalații PV off grid este rezultatul randamentului Coulomb al acumulatorilor, determinat de procesul de încărcare a acumulatorilor din PV (A·h), respectiv de alimentare a sarcinii din acumulatori - PV→Acumulator→Sarcină (A·h). Curentul livrat bateriilor trebuie multiplicat cu randamentul Coulomb (Ah_{out}/Ah_{in}) pentru a asigura capacitatea Ah a acumulatorilor de livrat sarcinii.

Sarcina asigurată de un singur panou, L_{PV}, ținând cont de randamentul Coulomb (valoarea implicită η_C=0,9) și factorul de diminuare față de condițiile de funcționare nominale („de-rating factor"), F_{dr}, care depinde de condițiile de funcționare (temperatură, murdărire, etc.) cu valoarea implicită F_{dr}=0,9, este:

$$L_{PV} = HRS_{ref} \cdot \eta_C \cdot F_{dr} \cdot I_M = 3{,}6 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}9 \cdot 7{,}90 \approx 23 \text{ Ah/zi}$$

II.2) Determinarea numărului de șiruri de panouri care trebuie conectate în paralel necesar pentru satisfacerea cererii din ziua de referință:

$$n_{p.PV} = \text{Int}\left[\frac{L_{c.c.}}{L_{PV}}\right] + 1 = \text{Int}\left[\frac{85{,}4}{23}\right] + 1 = 4 \text{. } (n_{pPV}=3 \text{ în cel de al doilea caz})$$

Se montează **4 panouri in paralel.**

II.3) Determinarea numărului de panouri care trebuie înseriate:

$$n_{s.PV} = \frac{U_{c.c.}}{U} = \frac{48}{24} = 2 \text{.}$$

Se conectează 2 panouri în serie;

II.4) Numărul total necesar de panouri:

$$n_{PV} = n_{p.PV} \cdot n_{s.PV} = 4 \cdot 2 = 8;$$

II.5) Verificarea satisfacerii cererii de energie:

- Sarcina maximă produsă de sistem pe zi:

$$E_{PV/zi} = 8 \cdot P_{PVp} \cdot HRS_{ref} = 8 \cdot 210 \cdot 3{,}6 = 6048 \text{ Wh/zi},$$

$$L_{PV/zi} = \frac{L_{PV/zi}}{U_{c.c.}} = \frac{6048}{48} = 126 \text{ Ah/zi};$$

- Verificarea satisfacerii încărcării de referință:

$$0{,}7 \cdot 126 \text{ Ah/zi} = 88{,}2 \text{ Ah/zi} > 85{,}4 \text{ Ah/zi}.$$

III. DIMENSIONAREA BATERIEI DE ACUMULATORI

În cazul unui climat favorabil, dimensionarea bateriei de acumulatori ar putea să însemne pur și simplu stocarea unei energii suficiente pentru a asigura alimentarea consumatorilor o noapte și în ziua următoare, până când soarele asigură radiația necesară preluării sarcinii de consum. În mod obișnuit există perioade de timp când lumina soarelui este redusă sau nu este

disponibilă, iar bateria de acumulatori trebuie dimensionată astfel încât să poată asigura alimentarea consumatorilor un anumit număr de zile.

Considerăm că 2 zile de funcționare reprezintă o durată rezonabilă pe care trebuie să o asigure sistemul de stocare.

III.1) Capacitatea de stocare utilă (Ah):

$$L_{stocare_u} = N_{z,s} \cdot L_{c.c.},$$

unde Nz,s este numărul de zile asigurate prin stocare.

Dimensionarea unui sistem de stocare pentru a satisface cererea 99% din timp, poate costa triplu față de unul care să acopere cererea doar 95% din timp pe durata unui an. Există metode care oferă o estimare a numărului de zile de stocare pentru a asigura sarcina în funcție HRS pentru luna cea mai defavorabilă [11]. De exemplu urmărind curbele din figura 6.31.

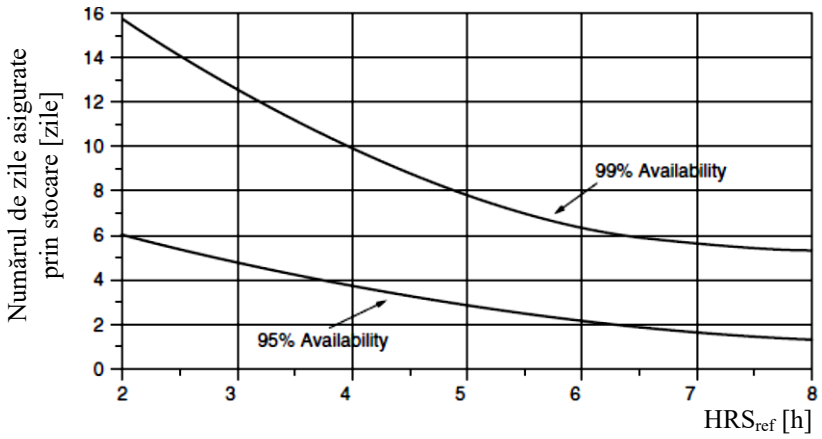


Fig.6.31 Numărul de zile de stocare necesare pentru asigurarea unei rate a sarcinii anuale în funcție de $HRS_{ref.}$[11].

Pentru cele două curbe se pot scrie următoarele relații analitice de aproximare:

$$N_{z,s,99\%} = 24,0 - 4,73 \cdot HRS_{ref} + 0,3 \cdot HRF_{ref}^2;$$

$$N_{z,s,95\%} = 9,43 - 1,9 \cdot HRS_{ref} + 0,11 \cdot HRF_{ref}^2.$$

În consecință, pentru cazul nostru cu $HRS_{ref} = 3,6$ ore în ziua cea mai defavorabilă:

$$N_{z,s} = 9,43 - 1,9 \cdot 3,6 + 0,11 \cdot 3,6^2 \approx 4 \quad \text{zile};$$

$$L_{stocare_u} = 4 \cdot 122 = 488 \text{ Ah}.$$

III.2) Capacitatea totală de stocare (Ah):

$$L_{stocare_t} = \frac{L_{stocare_u}}{AMD \cdot RD} = \frac{488}{0,8 \cdot 0,96} \approx 635 \text{ Ah},$$

cu

- AMD – adâncimea de descărcare (procent din capacitatea nominală C);
- RD – factorul de descărcare – starea de încărcare a acumulatorului la o temperatură diferită de temperatura de referință, raportată la starea normală.

Condițiile nominale de funcționare a acumulatorilor sunt date pentru o rata de descărcare de C/20 la T=25 ºC, unde:

- C reprezintă capacitatea acumulatorului;

➢ 20 este numărul de ore în care acumulatorul s-ar descărca complet, deci un acumulator cu C = 200 Ah, la o rată de descărcare C/20 va avea un curent nominal de descărcare de 10 A și se descărca complet în 20 de ore.

AMD și RD sunt determinate de temperatura minimă de funcționare, astfel încât să nu existe pericolul de îngheț al electrolitului, conform figurii 6.32 [11].

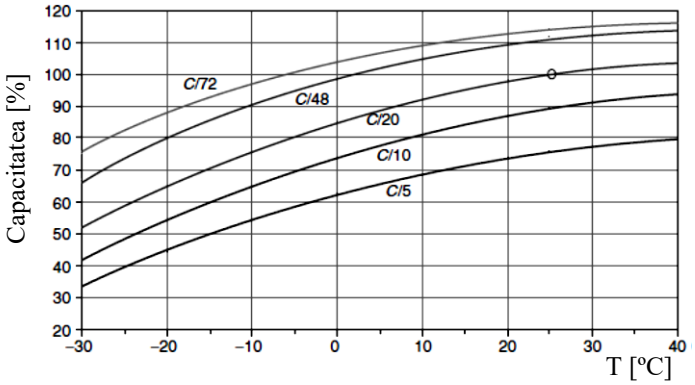


Fig.6.32 Capacitatea acumulatorilor Plumb - acid în funcție de temperatura, având rata de descărcare ca și parametru (ca și referință se consideră capacitatea la o rată de descărcare C/20 și o temperatură de 25 ºC).

Din figura 6.32 rezultă că pentru C/20, la o temperatură minimă de -10 ºC, RD =0,75. În cazul nostru, descărcarea completă ar trebui să dureze 4 zile (96 ore), deci considerând practic o descărcare la C/72 rezultă RD =0,96.

III.3) Verificarea capacității bateriei de acumulatori

Aceștia trebuie să asigure puterea maximă la o rată maximă de descărcare C/5, rezultând o capacitate minimă [11]:

$$C_{bat.min} = \frac{P_{max} \cdot 5}{AMD \cdot U_{c.c.}} = \frac{6907 \cdot 5}{0,8 \cdot 48} \approx 2072 \text{ Ah} > 635 \text{ Ah},$$

dar ținând cont că pe durata unei zile sarcina maximă este utilizată numai 0,08 ore (adică 0,08×4=0,32 ore/4 zile), rezultă că se va obține o valoare acoperitoare dacă se consideră această durată de 1 oră:

$$C_{bat.min} = \frac{P_{max} \cdot 1}{AMD \cdot U_{c.c.}} = \frac{6907 \cdot 1}{0,8 \cdot 48} \approx 414 \text{ Ah} < 635 \text{ Ah}.$$

III.4) Determinarea numărului de acumulatori înseriați și a numărului de șiruri în paralel:

Se alege următorul tip de acumulator: **Acumulator staționar Deep Cycle 12V/150 Ah**

➢ Numărul de acumulatori în serie:

$$n_{s,a} = \frac{U_{c.c.S}}{U_a} = \frac{48}{12} = 4;$$

➢ Numărul de acumulatori în paralel:

$$n_{p,a} = \frac{C_{bat.min}}{C_a} = \frac{635}{150} \approx 4.$$

Numărul total de acumulatori

$$n_{t,a} = n_{s,a} \cdot n_{p,a} = 4 \cdot 4 = 16.$$

Capacitatea totală de stocare

$$C_{bat.t} = 16 \cdot C_a = 16 \cdot 150 = 2400 \text{ Ah}.$$

IV. DIMENSIONAREA GENERATORULUI

Generatorul trebuie să poată încărca acumulatorii într-un interval de timp rezonabil, dar nu mai rapid de C/5 [11]. Ținând cont că randamentul la încărcare este 0,90, se obține:

$$P_{gen}\ (W) = \frac{L_{stocare_t} \cdot U_{c.c.S}}{t_{inc} \cdot \eta_C} = \frac{635 \cdot 48}{24 \cdot 0{,}9} = 1411 \text{ W}.$$

S-a ales generatorul un generator având principalele caracteristici tehnice prezentate în tabelul 6.5.

Tabelul 6.5 detalii tehnice

Frecvență nominală (Hz)	50
Putere nominala (kW)	1.7 kW
Putere maximă (kW)	2 kW
Tensiune nominală (V)	230
Curent nominal (A)	7,4
Număr faze	monofazat
Factor de putere	1,0
Ieșire curent continuu	12 V / 8,3 A
Turație nominală (rpm)	3000
Autonomie (h)	18

Energia care trebuie să o producă generatorul într-un an depinde de rata de asigurare a energiei din PV într-un an (în cazul nostru 0,90):

$$E_{gen} = \frac{E_{cc.t} \cdot 365 \cdot (1 - \text{fractiunea anuala})}{\text{randament}} 10^{-3} =$$

$$= \frac{5837 \cdot 365 \cdot (1 - 0{,}9)}{0{,}8} 10^{-3} = 266{,}3 \text{ kWh/an}$$

Numărul de ore de funcționare pe an:

$$n_{ore} = \frac{266{,}3}{1{,}7} = 156{,}65 \text{ h/an}$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. The Electropaedia, http://www.mpoweruk.com., accesat octombrie 2017.
[2]. https://www.pveducation.org/pvcdrom/, accesat octombrie 2021.
[3]. http://www.fizica.unibuc.ro/Fizica/Studenti/Cursuri/doc/VFilip/S_Doct/Elemente_de_radiometrie_solara.pdf, accesat octombrie 2017.
[4]. http://www.termo.utcluj.ro/regenerabile/2_1.pdf, accesat octombrie 2017.
[5]. 350px-Obliquite_plan_ecliptique, https://ro.wikipedia.org/wiki/Ecliptic%C4%83, accesat octombrie 2017.
[6]. Ioana Sînziana I. Hermenean, Optimizarea eficienței sistemelor fotovoltaice prin orientare biaxială și concentrare a radiației folosind oglinzi plane, Teză de doctorat, Universitatea Transilvania din Brașov, Școala Doctorală Interdisciplinară, 2011.

[7]. Ciprian Cristea, Maria Cristea, Radu-Adrian Tîrnovan, Performance analysis and sustainability assessment of grid-connected rooftop solar photovoltaic systems using different photovoltaic technologies, Intechopen, 2025.
[8]. Ciprian Cristea, Cercetări și contribuții privind fezabilitatea și prognoza sistemelor de producere a energiei electrice utilizând energia solară în România, Teză de doctorat, Universitatea Tehnică din Cluj-Napoca, 2026.
[9]. Mircea GOGU, Îndrumar de laborator, Conversia neconvențională a energiei electrice, Universitatea Tehnică „Gheorghe Asachi" din Iași, http://mircea-gogu.ro/pdf/Laboratoare%20Conversia%20neconventionala%20a%20energiei%20electrice/L5_neconventionala_watermark.pdf, accesat octombrie 2017.
[10]. V. Azbe, R. Mihalic / Renewable Energy 31 (2006) 2370–2384 Technical Note Distributed generation from renewable sources in an isolated DC network.
[11]. Gilbert M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power Systems, 2004 by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.

7. PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE ÎN INSTALAȚII CU PILE CU COMBUSTIBIL

7.1. GENERALITĂȚI

Conversia electrochimică a energiei constă în transformarea directă a energiei chimice în energie electrică prezentând următoarele avantaje [1]:

- se elimină echipamentele costisitoare legate de procesul termodinamic (cazan, turbină, generator electric și instalațiile aferente);
- randamentul nu este limitat la valoarea teoretică corespunzătoare ciclului Carnot. Randamentul este limitat numai de fenomenele specifice de natură electrochimică, care permit, teoretic deocamdată, dublarea acestuia în raport cu filiera clasică (80%);
- protejarea mediului exterior - randamentul superior oricărei mașini termice, emanațiile poluante practic inexistente (gazoase cât și fonice);
- posibilități de utilizare ca surse distribuite etc.

Importanța sistemelor de conversie electrochimică a energiei nu este măsurabilă prin aportul lor cantitativ la balanța energetică globală (mai mic decât 1%), ci se manifestă în special sub aspecte calitative specifice, în aplicații speciale ca: surse de energie pentru acționarea vehiculelor electrice, surse de rezervă (spitale, servere etc.), iluminatul de siguranță, propulsia submarinelor, programele spațiale etc.

O pilă cu combustibil, ca sistem de conversie electrochimică a energiei, funcționează atâta timp cât este alimentată cu combustibil și oxidant. Spre deosebire de acumulatori, nu necesită o reîncărcarea electrică.

Pot fi amintite câteva dintre jaloanele temporale semnificative în ceea ce privește evoluția pilelor cu combustibil:

- În 1839 Sir William Grove experimentează prima pilă cu combustibil hidrogen/oxigen. Era vorba despre o celulă hidrogen/oxigen având drept electrolit acid sulfuric diluat și electrozi de platină (Fig.7.1). Grove construiește o baterie de 50 de celule elementare capabilă să descompună apa în hidrogen și oxigen. El remarcă necesitatea unei suprafețe de contact foarte mari, deoarece densitatea de putere era foarte mică (o densitate de curent de câțiva mA/cm^2 la o cădere de tensiune de 0,73 V).

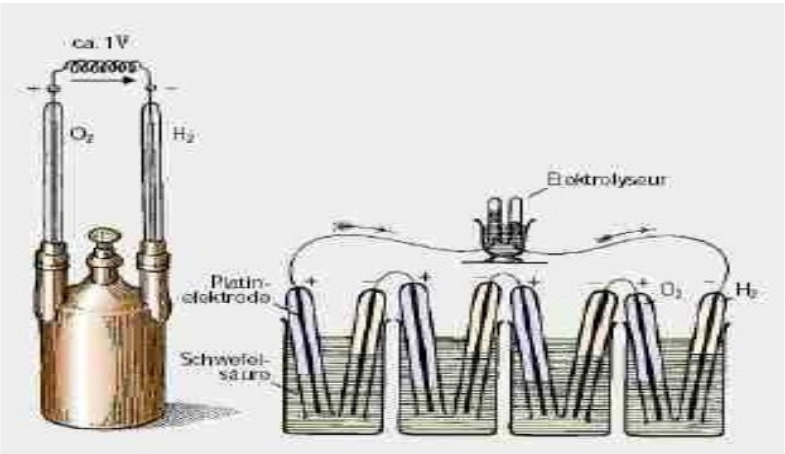


Fig.7.1 Pila Grove

- În 1889, Ludwig Mond și Carl Langer sunt primii care dau forma actuală și numele de pilă cu combustibil ansamblului de celule conectate în serie prin plăci bipolare. Ei obțin curenți

între 2 și 2,5 A, la o densitate a curentului de circa 3 mA/cm^2, o cădere de tensiune de 0,73 V. Suprafața activă era de 700 cm^2 pentru o cantitate de platină de circa 1,43 mg/cm^2. Obținerea unui kilowatt necesita 1 kg de platină care costa în jur de 12000 €, cost absolut prohibitiv;

- La sfârșitul secolului al XIX-lea W.W. Jacques construiește prima pilă cu combustibil cu o putere de 1,5 kW.
- Primele realizări care dau credibilitate utilității pilelor cu combustibili apar în jurul anilor 1930 și sunt legate de numele inginerului englez Francis T. Bacon. El realizează o pilă cu combustibil având performanțe remarcabile: o densitate a curentului de circa 100 mA/cm^2 la o cădere de tensiune de 1 V. Aceste cercetări conduc la realizarea în 1953 a unei pile de câțiva kW la o densitate de curent de circa 1 A/cm^2 și o cădere de tensiune de 0,8 V.
- O serie de realizări tehnologice, impulsionate de către programul spațial al NASA, au fost demarate la sfârșitul anilor 1950 și finalizate prin realizarea unor celule cu electrolit solid pentru programul GEMINI, respectiv alcaline pentru programul APOLLO [1];
- În paralel în Germania Justi și Winsel dezvoltă pile cu combustibil cu puteri de câțiva kW și electrozi de nichel.
- În același timp în SUA, H.K. Ihrig fabrică o pilă de 15 kW pentru alimentarea unui tractor cu acționare electrică, în cadrul companiei Alis-Chalmers Manufactoring Company. K.V. Kordesch, la Union Carbide, realizează o pilă alcalină de 6 kW, care asociată cu un acumulator plumb/acid, alimenta un autovehicul Austin.
- Reușita tehnologică a acestui program a încurajat un număr mare de cercetători, în principal în Statele Unite și Canada, dar și în Europa și Japonia, în demararea unor cercetări ample în domeniul pilelor cu combustibili, în vederea utilizării lor în aplicațiile terestre. Astfel, programul TARGET (Team to Advanced Research for Gas Energy Transformation) a demarat în anul 1967, implicând companiile electrice și cele care se ocupau de gaz, un proiect care a condus la realizarea unei unități experimentale de 1MW. În anul 1983 s-a pus în funcțiune un grup de 4,5 MW. Aceste unități utilizau pile cu combustibil hidrogen/aer și acid fosforic (PAFC) funcționau la o temperatură de 200°C și o presiune mai mică de 8 atmosfere.
- Pe de altă parte pilele cu combustibili cu membrană schimbătoare de protoni (PEMFC) cunosc începând cu 1987 o dezvoltare spectaculoasă în principal prin activitatea companiei canadiene Ballard Power Systems. Caracteristicile remarcabile ale pilei Ballard permit dezvoltarea vehiculelor electrice alimentate cu pile cu combustibil, experimentele începând cu 1991 la prototipurile de mașini echipate în particular cu PEMFC (Daimler-Chrysler, Toyota, Honda, Kia, Ford etc.)

Previziunile privind utilizarea pilelor cu combustibil pe scară largă într-un termen scurt, dinamica ridicată privind cercetările în domeniul pilelor cu combustibil (tehnologia celulelor, tehnologia subsistemelor componente, dezvoltarea metodelor de identificare și control), se bazează pe potențialul lor de a fi utilizate într-o gamă variată de aplicații (în special înlocuind surse poluante):

- **Alimentarea unor consumatori izolați** – acestea pot fi *aplicații staționare* (alimentarea unor spitale, hoteluri, birouri, școli, terminalele unor aeroporturi, alimentări de rezervă etc.), aplicații portabile (telefoane, computere, etc.), *aplicații în transporturi* (autovehicule, nave, aplicații spațiale, etc.). În configurații cu cogenerare ele pot asigura într-o anumită măsură și alimentarea cu energie termică;
- **Generarea distribuită a energiei electrice** – aflate în apropierea consumatorilor conduc la reducerea pierderilor de energie în rețelele de transport și distribuție, respectiv la evitarea supraîncărcării acestora și la creșterea eficienței utilizării resurselor care nu pot fi altfel valorificate altfel din punct de vedere tehnic și economic.

7.2. PRINCIPIUL DE FUNCȚIONARE A PILELOR CU COMBUSTIBIL

Pilele cu combustibil funcționează atâta timp cât sunt alimentate cu combustibil și oxidant. Ele, spre deosebire de acumulatori, *nu necesită o reîncărcarea electrică*. În cazul acumulatorilor, electrozii sunt constituiți din materie activă care se consumă în timpul funcționării și se regenerează prin reîncărcare. Electrozii pilelor cu combustibil conțin numai catalizatorii (platină, paladiu, iridiu pentru electrodul de hidrogen, respectiv nichel sau aliaje nichel argint pentru electrodul de oxigen) necesari reacțiilor chimice, reactanții provenind din exterior.

Combustibilii folosiți sunt de două tipuri:

- cei utilizați de către pilă direct de la ieșirea din rezervor (hidrogen, metanol);
- cei care prin transformare permit producerea de hidrogen.

Hidrogenul este combustibilul preferat pentru pilele cu combustibil deoarece asigură cel mai bun randament în energie electrică și nu produce emisii poluante. Hidrogenul se poate obține din următoarele surse:

- din hidrocarburi (alcool metilic, alcool etilic, gaz metan, benzină sau motorină), prin:
  - ✓ reformarea cu vapori de apă (amestecarea combustibilului cu abur și obținerea hidrogenului prin încălzire);
  - ✓ oxidarea parțială a compușilor cu conținut mare de carbon (fracții petroliere reziduale, cocs, etc.);
- din rafinării (flexicoking, reformare, dehidrogenare) – piroliză;
- din apă:
  - ✓ electroliza apei;
  - ✓ fotoelectroliză;
  - ✓ descompunerea termică;
  - ✓ fermentarea și fotosinteza biologică;
- alte surse:
  - ✓ gazeificarea cărbunilor sau a deșeurilor solide;
  - ✓ gazeificarea biomasei;
  - ✓ descompunerea metanolului, a amoniacului sau a apei.

În prezent fabricarea hidrogenului în cantități mari se realizează pornind de la combustibilii fosili.

În măsura în care combustibilul (hidrogenul) este obținut din surse regenerabile (electroliză) pilele cu combustibil, pot fi considerate surse regenerabile pentru producerea de energie electrică.

O pilă cu combustibil constă dintr-un anod alimentat cu combustibil (H_2) și un catod alimentat cu oxigen din aer, separați între ei printr-un un conductor ionic, electrolitul, și/sau o membrană care permite transferul de ioni între cei doi electrozi și care împiedică reactanții să se amestece și electronii să traverseze inima pilei [1], [2], [3].

Anodul, sau electrodul de combustibil, este locul unde are loc oxidarea combustibilului (H_2, CH_3OH, N_2H_4, hidrocarburi etc.) cu care se alimentează pila.

Catodul, sau electrodul de oxigen (aer), este locul unde are loc reducerea oxigenului molecular.

În general, combustibilul (hidrogen, metanol) și oxidantul (oxigen) sunt asigurate de două circuite de alimentare separate, la anod respectiv catod. Aceste fluide, transportate prin canale, în formă gazoasă, difuzează prin straturile de difuzie (catodic și anodic) până la catalizatori (Fig.7.2).

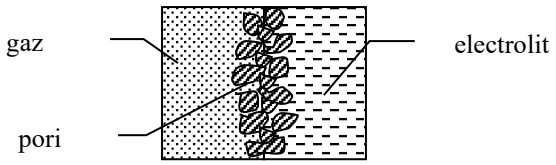


Fig.7.2 Reprezentarea schematică a unui electrod cu difuzie gazoasă [1].

În straturile catalitice, combustibilul (de obicei hidrogenul) este oxidat la anod, producând electroni și protoni, iar oxidantul (de obicei aer sau oxigen pur) este redus la catod, și absoarbe electronii și protonii de hidrogen formând apă. Membrana sau electrolitul, care separă combustibilul de oxidant, permite doar trecerea ionilor, fiind un izolator electric. Transportul electronilor, de la anod la catod, se realizează printr-un circuit electric extern, producând puterea necesară pentru sarcină. Reacția electrochimică completă într-o pilă cu combustibil este [3]:

$$H_2 + \tfrac{1}{2}O_2 \rightarrow \text{Energie electrica} + \text{Energie calorica} + H_2O\,. \qquad (7.1)$$

7.3. TIPURI DE PILE CU COMBUSTIBIL

Celule cu combustibil pot fi clasificate după mai multe criterii care în general au la bază tipul electrolitului utilizat [1], [3].

7.3.1. Pile cu oxid solid (SOFC - Solid Oxide Fuel Cells)

Pilele cu electrolit oxid solid (Fig.7.3) pot fi definite ca un sistem electrochimic multistrat de ceramică, care utilizează un combustibil și un oxidant gazos. Aceste pile funcționează la temperaturi ridicate între 700 și 1000°C. Aceste pile cu combustibil sunt cele mai potrivite pentru instalații generatoare de energie electrică la scară mare.

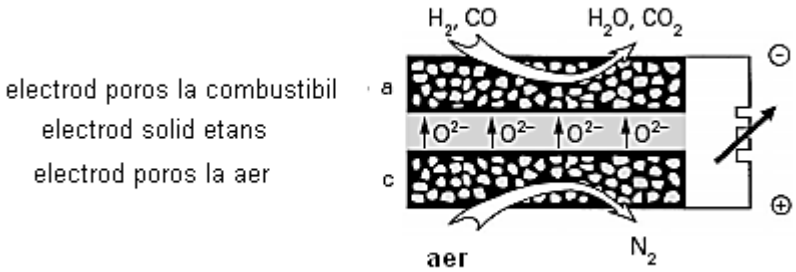


Fig.7.3 Schema de principiu a unei celule elementare a pilei cu electrolit oxid solid [2].

Reacțiile care au loc la electrozi sunt următoarele:

- **la anod:**

$$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^- \text{ și } CO + O^{2-} \rightarrow CO_2 + 2e^- \qquad (7.2)$$

- **la catod**:

$$O_2 + 4e^- \rightarrow 2O^{2-}. \qquad (7.3)$$

Un gaz ca monoxidul de carbon, considerat drept o otravă pentru pilele cu combustibil cu funcționare sub 200 °C, devine la aceste temperaturi ridicate un combustibil care se oxidează la fel de ușor ca hidrogenul. Metanul (gazul natural), care este inert din punct de vedere electrochimic la temperaturi sub 400 °C, devine un combustibil la temperaturi înalte. Aceste pile sunt construite în principal din materiale ceramice de diferite naturi, sau de materiale ceramice asociate cu metale (cazul anozilor de nichel).

Reacțiile se derulează la electrozi unde există trei faze:

- un conductor electronic care transport electronii pentru reacțiile de reducere și de oxidare;

- un conductor ionic (oxid), care evacuează ionii de la catod pentru ai transporta la anod;
- un mediu poros care antrenează gazele de reacție și elimină produși de reacție sau cei care nu au participat la reacție.

Coeficienții de dilatare a fiecărui component al pilei joacă un rol important în ceea ce privește durata de viață. În primul rând o dilatare mare va avea un efect important în ceea ce privește eforturile mecanice. Totodată, coeficienți de dilatare mari vor influența ciclarea termică (înserierea mai multor celule) prin influența lor asupra etanșeizări dintre celule.

Obiectivul este de a realiza sisteme complete capabile să asigure o densitate de curent de 0,4 A/cm^2 la un potențial de 0,7 V. Până în prezent au fost studiate trei configurații [2]:

- **tubulare** - Westinghouse Electric Corporation a conceput proiectarea și dezvoltarea tehnologică a configurației tubulare;
- **plane** - tehnologia legată de această configurație a fost dezvoltată mai ales în Japonia și Europa, în special de către Siemens. Configurațiile planare prezintă suprafețe de etanșeizare mult mai mari decât cele tubulare;
- **monolitice** - configurația monolitică, dezvoltată la Argonne National Laboratory (SUA), este un aranjament de tip fagure de miere. Canalele de gaz oxidant și de gaz combustibil sunt formate din straturi plisate de material de catod, respectiv material anodic. Aceste straturi sunt separate alternativ printr-un ansamblu planar multistrat care implică secvența catod/electrolit/anod și apoi secvența de material anod/interconectare/catod.

Primele două configurații au cunoscut o dezvoltare tehnologică semnificativă. Cele trei configurații implică aceleași constituenți electrochimic activi, și anume:

- **electrolit** - $(Zr0_2)_{0,92}(Y_20_3)_{0,08}$;
- **anod** - cermet de nichel/zirconiu cu o proporție de nichel aproape de 50% și o porozitate de ordinul a 40%;
- **catod** - $La_{0,84}Si_{0,16}MnO_3$ cu o porozitate cuprinsă între 30 și 40%;
- **diferite materiale de interconectare**: cromit de lantan La(M)CrO3 M = Mg,Ca,Sr sau superaliaje metalice, în special pentru configurația plană.

Cercetările actuale vizează diminuarea temperaturilor de funcționare la circa 700 °C, astfel încât pentru îmbinarea și interconectarea celulelor să poată fi utilizate materiale metalice.

Asocierea mai multor celule elementare pentru formarea unei pile necesită utilizarea unui material de interconexiune (ceramică sau metal) conductor electronic. Caracteristicile de funcționare ale pilelor SOFC le oferă o serie de avantaje față de generatoarele clasice:

- temperaturile înalte de funcționare elimină necesitatea utilizării unor catalizatori scumpi (Pt, Ru,…);
- poate fi atins un randament global de 50%;
- nu se pun probleme de fiabilitate legate de pierderile de electrolit si de coroziunea electrozilor;
- flexibilitate mare pentru producerea energiei electrice.

7.3.2. Pile cu combustibil cu carbonat topit (MCFC – Molten Carbonate Fuel Cells)

Principiul constructiv al unei astfel de celule cu combustibil este prezentat în figura 7.4. Carbonații alcalini sunt formați din elemente care există din abundență în natură și nu sunt toxici. Ei formează amestecuri eutectice cu puncte de topire relativ joase (de exemplu 488 °C pentru $Li_2CO_3K_2CO_3$). Totodată prezintă o conductivitate electrică bună în stare topită, între 1,3 S/cm și 2,5 S/cm. Funcționarea are loc la temperaturi în jur de 650 °C electrolitul în această stare fiind relativ stabil și nevolatil.

Această temperatură de funcționare are mai multe implicații:

- pe de o parte favorizează reacțiile de oxidare ale combustibililor (H_2, CO, gaz natural, cărbune gazeificat etc.) și de reducere a oxidanților (oxigen). În consecință se pot utiliza materiale mai puțin costisitoare pentru construcția electrozilor, cum ar fi nichelul;

- pe de altă parte permit funcționarea în instalații cu cogenerare;
- permit utilizarea unor combustibili diferiți de hidrogenul pur: gaz natural, metanol, gaz de sinteză, cărbune gazeificat. Spre deosebire de alte tipuri de pile cu combustibil, la MCFC, oxidantul este format dintr-un amestec de circa 70% aer și 30% bioxid de carbon.

Durata de viață a pilei este influențată de mai mulți factori:

- dizolvarea electrodului catodic din litiat de NiO, care poate produce prin reducerea Ni un scurtcircuit între anod și catod;

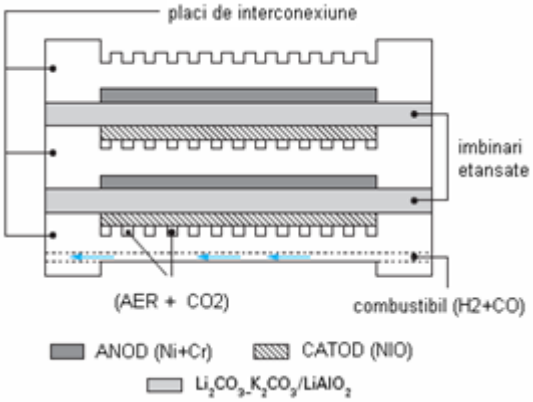


Fig.7.4 Reprezentarea schematică a unei MCFC [2].

- corodarea plăcilor de interconectare;
- pierderile de electrolit prin evaporare și corodare.

Față de celelalte pile oxidantul în acest caz este constituit dintr-un amestec de aer si dioxid de carbon in proporții de 70% si 30%.

Reacția electrochimică care are loc la catod este următoarea:

$$\tfrac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}. \qquad (7.4)$$

Această reacție are loc întotdeauna, dar o analiză mai detailată a arătat că mecanismul de reducere face să apară speciile de oxigen O_2^{2-} si O^{2-}.

Reacția electrochimică care are loc la anod este:

- dacă combustibilul este hidrogen:

$$H + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-; \qquad (7.5)$$

- dacă combustibilul este metan acesta este transformat in prealabil în gaz de sinteză (H_2 și CO) prin vaporeformare:

$$H_2 + CO + 2CO_3^{2-} \rightarrow 3CO_2 + H_2O + 4e^-. \qquad (7.6)$$

Reacția chimică globală a pilei este:

$$H_2 + \tfrac{1}{2}O_2 + CO_2(\text{catod}) \rightarrow (H_2O + CO_2)(\text{anod}). \qquad (7.7)$$

CO_2 care se formează la anod este reciclat la catod pentru a fi consumat acolo.

7.3.3. Pile cu combustibil alcaline (AFC)

Pila alcalină este pila cu combustibil hidrogen/oxigen având un electrolit alcalin, în general potasiul concentrat (30 - 45% în masa de KOH).

Din punct de vedere istoric sunt primele pile care au cunoscut o dezvoltare la nivel industrial, și pentru programul spațial Apollo. De fapt odată cu programul Apollo, pilele cu combustibil alcaline au fost prezente în toate zborurile NASA. Prezintă avantajul că pot funcționa fără utilizarea unor metale nobile ca și catalizatori. La anod se utilizează nichel iar la catod argint.

Unul dintre inconvenientele majore ale acestor pile este legat de sensibilitatea deosebită a electrolitului față de gazele carbonice, care provoacă precipitarea de carbonați, diminuând rapid conductivitatea electrică.

Reacțiile care au loc la electrozi pot fi descrise prin:

- la anod:

$$H_2 + 2OH^- \rightarrow 2H_2O + 2e^- ; \tag{7.8}$$

- la catod:

$$½O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2OH^- . \tag{7.9}$$

Un inconvenient major al pilei cu combustibil alcalin este necesitatea de a purifica gazul reactiv (O_2 si H_2) de toate urmele de dioxid de carbon. Acesta din urmă reacționează cu electrolitul alcalin formând carbonați conform reacției:

$$CO_2 + 2OH^- \rightarrow CO_3^{2-} + H_2O . \tag{7.10}$$

Sistemele de pile cu combustibil alcalin utilizează fie un electrolit imobil (membrană impregnată cu KOH), fie un electrolit cu circulație. Acestea permit separarea impurităților și a urmelor de carbonat în electrolit, controlul temperaturii pilei prin evacuarea căldurii produse și eliminarea ușoară a apei de reacție.

7.3.4. Pile cu acid fosforic (PAFC)

Pilele de acest tip sunt cele mai dezvoltate și cele mai aproape de a fi comercializate pe scară largă. Temperatura lor de funcționare este de 200°C.

Datorită gabaritului lor și a temperaturii de operare de circa 200 °C, aceste pile sunt adaptate pentru funcționare în instalații cu cogenerare și pentru funcționare în mediu urban (alimentare spitale, imobile etc.).

Electrolitul este acidul fosforic concentrat (100%) captat într-o matrice de cărbune de siliciu. Acest lichid vâscos are avantajele de a nu fi volatil, de a avea o bună conductivitate ionică la temperatură înaltă și o bună solubilitate a oxigenului. El se solidifică la temperatura de 42°C ceea ce obligă menținerea pilei într-o stare caldă chiar și atunci când nu funcționează. Electrozii sunt compuși din grăunți de carbon, catalizați cu platină, imobilizați într-o structură poroasă sub formă de burete cu ajutorul politetrafluoretilenei (care are rolul de agent hidrofob pentru a încetini înecarea electrozilor gazoși în electrolit). PAFC funcționează cu gaz natural care este transformat în hidrogen (80%), CO_2 (20%) și CO (1%) de către un reformator și un reactor de gaz cu apă.

Temperatura de funcționare e suficient de mare pentru a încetini otrăvirea platinei cu monoxidul de carbon rezultat în urma reacției gazului cu apa.

Randamentul electric al pilei este cuprins între 35-40 %, iar cel termic de 40 %, căldura pentru cogenerare fiind produsă la circa 80 °C. Dacă randamentul electric este aproximativ constant în funcție de puterea nominală, randamentul termic variază în funcție de temperaturile de intrare și de ieșire a rețelei termice la care este conectată pila.

Durata de viață a unei astfel de pile poate atinge 40.000 de ore, îmbătrânirea pilei fiind rezultatul următorilor factori:

- evaporarea electrolitului;
- corodarea electrozilor și incintei pilei;
- fuziunea granulelor de catalizator, fenomen care reduce suprafața activă.

Îmbătrânirea este accelerată de opririle și redemarările repetate în special de cele de urgență. Aceasta provoacă o scădere progresivă a tensiunii și o creștere a căldurii pilei.

Condițiile de funcționare ale PAFC sunt următoarele:

- presiunea între 1 și 5 bar;
- răcirea cu apă, aer, sau apă/glicol;

- utilizare a hidrogenului între 70-80%;
- densitatea de curent de circa 200-350 mA/cm2, la puterea nominală;
- excedentul de hidrogen este ars în reformator pentru a produce căldura necesară reacției de reformare a gazului.

7.3.5. Pile cu metanol (DMFC)

Electrolitul acestei pile este în general un acid puternic pentru a respinge gazul carbonic produs de reacție. În aceste pile (Fig.7.5) membrana separatoare are rolul de electrolit solid. Metanolul este oxidat la anod (electrodul negativ) conform reacției:

$$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H_{aq}^{+} + 6e^{-}. \qquad (7.11)$$

Oxigenul este redus la catod (electrodul pozitiv):

$$O_2 + 4H^{+} + 4e^{-} \rightarrow 2H_2O. \qquad (7.12)$$

Reacția globală corespunde combustiei chimice a metanolului:

$$CH_3OH + 3/2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O. \qquad (7.13)$$

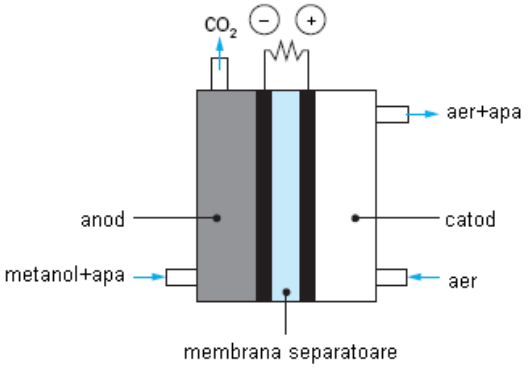


Fig.7.5 Reprezentarea schematică a unei DMFC [2].

Catalizatorii folosiți pentru reacții conțin cantități destul de importante de platină ceea ce conduce la o putere destul de redusă. Dispersia metalelor catalitice (Pt si aliajele ei) în interiorul structurilor conductoare și creșterea de temperatură le pot îmbunătăți performanțele:

- se ating densități de curent de 300 mA/cm^2 la 75°C si 0,5 V cu un aliaj Pt/Ru/Sn cu un conținut de 2,8 mg Pt pe cm^2;
- densități de curent de până la 1 A/cm^2 cu o nouă membrană protonică și o alimentare cu metanol pornind din faza gazoasă.

O problemă a pilelor cu metanol o constituie trecerea metanolului prin membrana electrolit polimer solid. Aceasta conduce la un potențial mixt la catod (care conține în general platină) datorită existenței simultane a reducerii oxigenului și oxidării metanolului. Soluțiile pentru diminuarea acestui inconvenient pot fi grupate în:

- diminuarea permeabilității metanolului dezvoltând noi membrane cum ar fi: fluoropolimerul, polibenzimidazolul dopat cu acid fosforic;
- depunerea pe fiecare față a membranei a unui strat barieră, dar acesta mărește rezistența electrolitului;
- utilizarea de catalizatori pentru reacția de reducere a oxigenului insensibili la prezența metanolului.

7.3.6. Pile cu membrană schimbătoare de protoni (PEMFC)

Principala caracteristică a acestor pile (**P**roton **E**xcange **M**embrane **F**uel **C**ell – PEMFC) constă în prezența electrolitului solid, sub forma unei membrane polimerice.

Construcția compactă, electrolitul solid, pornirea rapidă chiar la temperaturi relativ scăzute, recomandă utilizarea acestui tip de pile atât pentru:

- Aplicații în transport - vehicule, nave de suprafață sau submerse (cu sau fără personal), aplicații spațiale, etc.;
- Aplicații portabile - telefoane mobile, camere digitale, tablete, laptop – uri, etc.;
- Aplicații staționare - reprezintă o alternativă atractivă pentru centralele electrice convenționale, pentru instalațiile cu cogenerare de producere combinată a căldurii și a energiei electrice (CHP), sau pentru sistemele de răcire, producere de energiei termică și energie electrică (CCHP).

7.3.6.1. Principiul de funcționare a unei celule PEMFC. Reacții la anod și catod

O PEMFC tipică (o stivă – „stack”) este compusă din mai multe celule individuale, înseriate, pentru a satisface cerințe mai mari de energie. Reactanții și agentul de răcire sunt circulate pe căi paralele prin distribuitoare.

O celulă tipică (Fig.7.6, a) este formată din mai multe straturi suprapuse - plăcile bipolare (BP – „Bipolar Plate”) și ansamblul electrozilor cu membrană (MEA – Membrane Electrode Assembly”) etanșate de plăci de capăt (EP – End Plate) – constituite în fapt din șapte straturi (Fig.7.6, b).

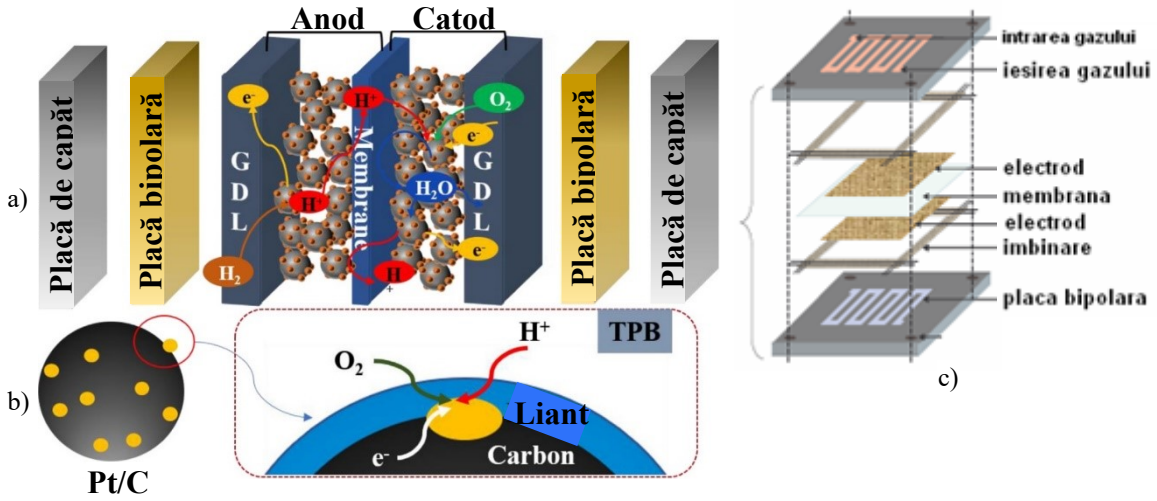


Fig.7.6 Principiul constructiv a unei celule PEMFC [5]:
a) componența unei celule; b) formarea graniței tri-fază TPB; c) evidențierea celor 7 straturi.

Atât anodul cât și catodul pilei de combustie sunt compuse dintr-o placă bipolară ce susține canalele de curgere a gazului, un strat de difuzie a gazului și un strat de cataliză a gazului. Hidrogenul intră în anod iar oxigenul din aer trece în catod.

Așa cum se arată în Fig.7.6, a, reacțiile electrochimice care se desfășoară la anod și catod pot fi descrise astfel:

- **La anod hidrogenul difuzează** prin stratul de difuzie anodic către catalizator, unde fiecare moleculă de hidrogen este disociată în doi protoni de hidrogen și doi electroni (*reacția de oxidare a hidrogenului – HOR*):

$$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^- \text{ (anod)}. \tag{7.14}$$

Protonii încărcați pozitiv migrează spre catod prin membrana poroasă. Electronii trec de la anod spre catod printr-un circuit exterior, datorită diferenței de potențial apărute, creându-se în acest fel un curent electric.

➢ **În zona catodului, oxigenul difuzează** prin stratul de difuzie, disociază pe suprafața stratului de catalizator și reacționează cu protonii și electronii pentru a forma apa (*reacția de reducere a oxigenului – ORR*):

$$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O\,(\text{catod}). \qquad (7.15)$$

Conform relațiilor anterioare, reacția totală într-o pilă cu combustibil de tip PEM poate fi scrisă astfel:

$$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O + \text{căldură} + \text{electricitate} \qquad (7.16)$$

7.3.6.2. Componentele unei celule PEMFC

În funcție de domeniile de temperatură în funcționare există două categorii de PEMFC (avantajele și dezavantajele variază între aceste două PEMFC):

➢ PEMFC la temperatură joasă (LT) - LT-PEMFC funcționează sub 100 °C, oferind o pornire rapidă, o densitate mare de putere, dar o rezistență slabă la intoxicațiile cu CO;

➢ PEMFC la temperatură înaltă (HT) - HT-PEMFC funcționează între 100 și 200 °C, oferind o sursă suplimentară de energie termică și o rezistență mai bună la intoxicația cu CO, dar cu ORR și HOR mai mici, precum și o durabilitate slabă.

Selecția componentelor cheie ale PEMFC diferă pentru cele două categorii PEMFC, în special pentru ansamblul MEA (membrană – electrod).

A. Ansamblul MEA

MEA este componenta cheie a PEMFC, constând din stratul de difuzie a gazelor (GDL – „Gas Diffusion Layer”), stratul de catalizator (CL – „Catalyst”) și membrana cu schimb de protoni (PEM – „Proton Exchange Membrane”). Ansamblul **zonă de difuzie** (strat de difuzie) **– zonă activă** (catalizator) constituie un **electrod**.

Hidrogenul este descompus în protoni și electroni în CL-ul anodului, iar protonii migrează către catod prin PEM pentru a se combina cu oxigenul (ORR) rezultând așa numita graniță tri-fază (TPB – „Triple Phase Boundary”) [5].

Reactanții și produsele rezultate, electronii și căldura, sunt transportate prin GDL care prezintă o structură poroasă. Realizarea unui MEA ideal include nu numai selecția materiilor prime cheie (GDL, CL, PEM), ci și optimizarea TPB-ului, astfel încât procesul de reacție să poată face față fluxului continuu de reactanți, protoni, electroni și apă.

A.1. Selectarea catalizatorului [5]

Stratul CL, este o structură poroasă formată din catalizatori Pt/C, ionomer și cerneală catalitică (o cerneală catalitică se prepară prin amestecarea soluțiilor de ionomer, a pulberii de carbon cu catalizatorul Pt și a unui solvent de dispersie, cum ar fi apa și alcoolul), este partea cheie a MEA, sinteza lui fiind prezentată în figura 7.7. Este locul unde are loc reacția electrochimică, determinând practic performanța PEMFC. Când are loc o reacție în MEA, ORR determină randamentul reacției, deoarece eficiența sa este cu o ordine de mărime mai redusă decât cea a HOR, necesitând electrocatalizatori de înaltă eficiență pentru a accelera cinetica ORR.

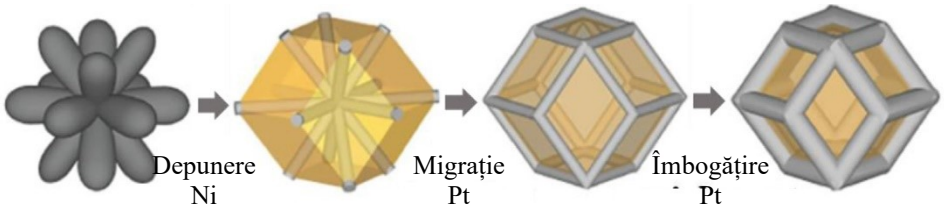
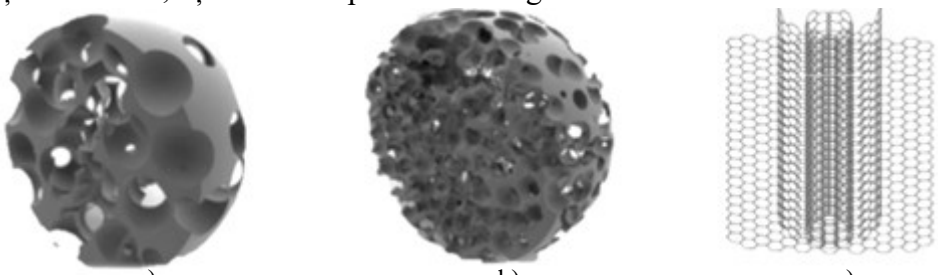


Fig.7.7 Procedura de sinteză nano frame a catalizatorilor PGM [5].

După cum se arată în Fig. 1, oxigenul curge prin GDL către CL, în care se dizolvă în liant și se leagă de protonii de pe TPB.

Platina-Grup Metale (PGM) sunt cei mai utilizați catalizatori datorită ORR-ului lor rapid. Inițial pentru materialul CL s-a folosit Pt neagră fiind apoi înlocuit de Pt/C pentru rezistența sa slabă la coroziune. Atomii de Pt sunt depuși pe suprafața carbonului pentru a oferi suport și o suprafață specifică mare. Suporturile de carbon sunt dezvoltate pentru a oferi spații active suficiente și abundente, așa cum este prezentat în figura 7.8.



a) b) c)

Fig.7.8 Evoluția suporturilor de carbon: a) tip Vulcan; b) Vinatech; c) Zigzag-profil.

Degradarea catalizatorului este principala limitare pentru o funcționare de lungă durată a PEMFC. Mecanismele de degradare a catalizatorului Pt (așa cum se arată în Fig.7.9) ar putea fi „îmbătrânirea" Ostwald, modificările compoziției catalizatorului cauzate de coroziune sau migrare, otrăvirea catalizatorului prin poluare (cum ar fi CO), și se reflectă în funcționarea ORR și durabilitatea catalizatorului.

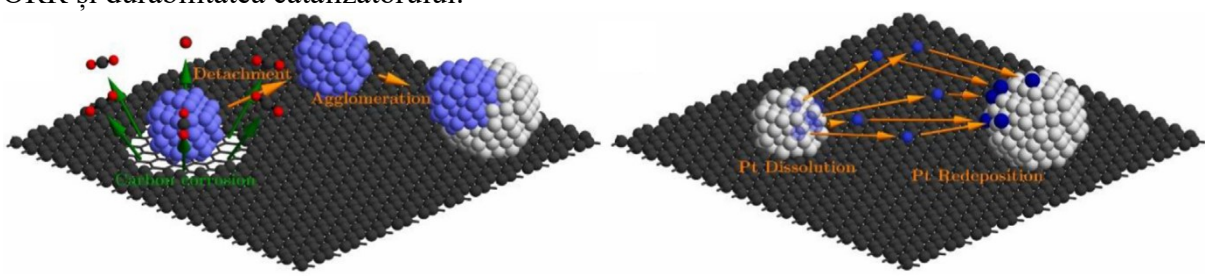


Fig.7.9 Reprezentare schematică a degradării catalizatorului Pt/C: a) aglomerarea particulelor; b) îmbătrânirea Ostwald [5].

Aliaje pe bază de Pt cu încărcare redusă de Pt, catalizatori pe bază de oxizi metalici și catalizatori nenobili sunt dezvoltați ca alternative la platină pentru a face față provocărilor legate de durabilitate și cost [25,26].

Pentru catalizatorii catodici nenobili, au fost dezvoltate mai multe variante fără PGM, cum ar fi carburile metalice tranziționale, calcogenurile pe bază de ruteniu și catalizatorii din aliaje de paladiu. Datorită costului mai mic și a capacității de stocare mai mari, aliajele de paladiu și RuSe/C cu încărcare mare devin cele mai promițătoare alternative la platină.

Fe – N - C este considerat alternativa promițătoare la Pt pentru existența coordonării Fe-Nx. Piroliza la temperatură înaltă în timpul preparării va genera zone active Fe - Nx și particule mari pe bază de fier cu o activitate catalitică mai mică.

A.2. Selectarea stratului de difuzie a gazelor

Gazele de reacție trec prin GDL și reacționează la CL pentru a genera electricitate, iar GDL are un efect esențial asupra hidrofilicității pentru a menține un transport suficient de gaz și apă. GDL este un material poros tipic, compus din fibră de carbon, politetrafluoroetilenă (PTFE) și liant. Există două straturi pe bază de carbon într-un GDL, și anume substratul macroporos (MPS) și stratul microporos (MPL).

MPS-urile pe bază de carbon, de obicei hârtie de carbon, sunt fibre de carbon stivuite cu un diametru de 7 - 9 mm, iar majoritatea porilor sunt în intervalul 20 - 100 mm.

Deși este numit strat, MPL nu este un strat real existent, ci o interfață între MPS, compusă din pudră de carbon și agent hidrofob, iar dimensiunea porilor MPL este legată de distribuția dimensiunii porilor MPS. În plus, grosimea MPL variază de la 10 mm la 100 mm datorită influenței parametrilor și tehnicilor de fabricație.

Capacitatea de difuzie a GDL este legată de caracteristicile sale de transport efectiv: coeficientul de difuzie, permeabilitatea, conductivitatea termică, conductivitatea electronică și umectabilitatea suprafeței.

A.3. Selectarea membranei

O PEMFC cu performanțe și durabilitate ridicate, presupune realizarea unei PEM cu o conductivitate protonică ridicată, o permeabilitate adecvată la gaze, o bună izolație electronică și proprietăți mecanice adecvate. Utilizarea polimerilor poate contribui la stabilitatea mecanică și permeabilitatea gazelor reactante și poate fi utilă pentru formarea TPB-urilor care servesc drept zone active pentru ORR.

Cei mai frecvenți polimeri utilizați sunt Nafion, polibenzimidazol (PBI), polietereter cetonă (PEEK), polimidă (PI), poli(lichide) ionice (PIL), polisulfură (PS) și politersulfonă (PES) etc., care prezintă o conductivitate protonică diferită în diferite condiții de lucru (Tabelul 7.1).

Tabelul 7.1 Conductivitatea protonică pentru diferite PEM în condiții diferite.

Tip	Temperatura/RH (°C/%)	Conductivitate protonică (mS/cm)
Nafion 212	100/100%	300
Nafion 117	60/100%	35
Nafion 117	100/0	0,37
PIL	40/0	292,5
PIL	170/0	1088,58
PBI	100/0	30
PBI	140/0	40
PI	70/100	34
PI	125/0	10^{-10}
PEEK	70/100	33
PEEK	150/0	1,5
PES	120/50	12,43
PES	120/90	32,23
PS	40/90	8
PS	95/90	2236

B. Plăcile bipolare

Permit intrarea gazului și colectarea curentului. Situate între două celule aceste plăci poartă denumirea de **plăci bipolare** (Fig.7.10). Alimentarea cu reactivi se face pe fiecare din cele două fețe ale lor. Ele marchează frontiera între două celule ale pilei și asigură separarea reactivilor în mod egal între cele două celule (deci trebuie să posede o impermeabilitate de gaz superioară față de cea a membranei). La extremitățile pilei acestea sunt numite plăci monopolare. Aceste plăci intervin în evacuarea căldurii degajată în timpul reacției de oxidare. Canalele de pe aceste plăci, cu o geometrie particulară, permit circulația reactanților gazoși. Plăcile trebuie de asemenea să evacueze gazul neconsumat și apa produsă prin reacție. Numărul de canale, geometria lor (în serpentină simplă sau multiplă, în paralel în U sau Z), secțiunea transversală, condiționează puternic transportul de gaz și de apă în celulă.

Proiectarea plăcilor bipolare poate influența semnificativ performanța de ieșire, greutatea și costul PEMFC. Greutatea, performanța și costul unei plăci bipolare depind de materialul acesteia, structura câmpului de curgere și utilizarea tehnologiei de procesare a PEMFC. Materialele utilizate pentru plăcile bipolare includ în principal grafit, materiale compozite și metal. Grafitul este materialul cel mai des utilizat, având hidrofobicitate și rezistență la coroziune, dar are o intensitate slabă și o conductivitate termică lentă, însă fragilitatea și

rezistența scăzută a grafitului pot limita siguranța aplicării sale în dispozitivele mobile. Plăcile compozite polimerice pe bază de grafit sunt dezvoltate pentru a depăși caracteristicile fragile ale grafitului. Grafitul și liantul polimeric (de obicei polimer termorezistent sau polimer termoplastic) sunt combinate prin turnare prin compresie sau turnare prin injecție.

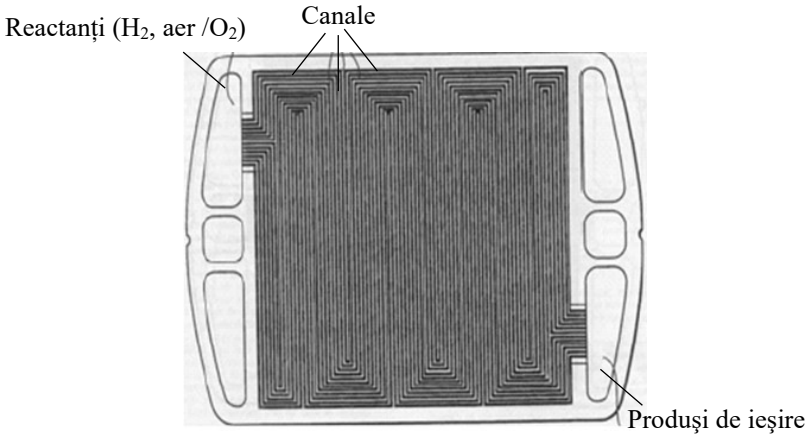


Fig.7.10 Placa bipolară.

C. Plăcile de capăt

Plăcile de capăt (EP) sunt instalate pe ambele părți ale stivei de PEMFC, montate prin strângere cu șurub și prin strângere plană. Datorită elasticității materialului, cuplul aplicat șuruburilor va provoca îndoirea și deformarea prin compresie a EP, rezultând o distribuție inegală a presiunii în interiorul stivei. Pentru a obține o distribuție uniformă a presiunii între MEA și placa bipolară, placa de capăt este optimizată prin distribuția șuruburilor, forța de prindere, materialul, forma și grosimea EP etc. Plăcile metalice precum oțelul și aluminiul cu rezistență și densitate ridicată sunt utilizate în mod obișnuit ca materiale pentru plăcile de capăt, dar necesită utilizarea plăcilor de izolație. Materialele cu densitate scăzută, cum ar fi materialele compozite, sunt potrivite pentru aplicații în care greutatea este strict controlată.

7.3.6.3. Modelarea PEMFC

A. Generalități privind modelarea PEMFC

Ecuațiile prin care poate fi exprimat un model matematic pentru o pilă cu combustibil pot fi ecuații analitice, ecuații semi-empirice și ecuații empirice.

Un **model analitic** utilizează ecuațiile fizice fundamentale care permit descrierea directă a fenomenului dorit. Fiecare mărime din ecuație are un sens fizic clar. Aceste ecuații nu sunt specifice doar pentru un anumit tip de pilă cu combustibil, ci sunt ecuații de bază pentru descrierea unui fenomen, în general valabil pentru toate pilele. În modelele analitice, parametrii sunt determinați direct, pornind de la caracteristicile fizice ale materialelor din care este realizată pila. În anumite cazuri, caracteristicile, sau proprietățile unui material nu pot fi cunoscute sau măsurate cu ușurință. În acest caz, parametrii fizici pot fi determinați pornind de la încercări experimentale specifice pentru pila modelată. Astfel, pentru fiecare pilă modelată, parametrii fizici ai ecuațiilor fundamentale pot fi simplificați și identificați după date experimentale. Acest tip de model este cel mai general și mai ușor de înțeles pentru modelarea unei pile cu combustibil [3].

În cazul **modelelor semi-empirice**, ecuațiile fundamentale sunt menținute pentru fenomene fizice cunoscute, dar anumite fenomene sunt modelate pornind de la încercări experimentale pe o pilă cu combustibil. Aceste ecuații empirice sunt determinate pentru un anumit material și condiții de testare bine determinate. Cu toate acestea ele nu pot fi utilizate

în afara condițiilor validate experimental, astfel modelul pierde o parte din generalitatea sa. Cu toate acestea, în acest tip de model, ecuațiile analitice reprezintă cea mai mare parte din ecuațiile utilizate [3].

Un **model empiric** utilizează în principiu ecuații empirice determinate prin experimente. Condițiile de validare a modelului sunt foarte limitate. Ecuațiile empirice pot fi totuși relativ simple în acest tip de model. În anumite cazuri, ecuația empirică este o interpolare matematică foarte simplă [3].

O pilă cu combustibil poate fi construită după nevoi având diferite dimensiuni spațiale, astfel încât și modelele matematice pot lua în considerare desfășurarea proceselor în funcție de direcții existând [3]:

- **modele 0-D** - un model de dimensiuni zero nu conține nici o ecuație care sa includă vreo dimensiune spațială (x, y, z în plan cartezian). Ecuațiile fizice ale modelului permit descrierea variabilelor scalare, cum ar fi tensiunea unei pile, presiunea totală în canale, dar nu pot prezice distribuția spațială a unei mărimi fizice cum ar fi distribuția temperaturii pentru fiecare celulă în parte. Acest tip de model este utilizat frecvent pentru a descrie curba de polarizare a unei pile cu combustibil;
- **model 1-D/pseudo 2-D** - un model 1-D permite descrierea fenomenelor fizice după o axă spațială. Această axă este adesea aleasă în direcția de difuzie a gazelor. Cu acest tip de model fenomenele electrice, fluidice și termice pot fi modelate în funcție de axa după care are loc difuzia;
- **modele 2-D** - un model 2-D cuprinde două axe de modelare în straturile pilei cu combustibil. Aceste două axe sunt adesea alese ca axe ortogonale în sensul de curgere a fluidelor în canale, care permit modelarea în detaliu a câmpului de fluide, în 2-D, în canale. Acest tip de model permite studierea a diferite tipuri de canale (drepte, serpentină, inter-digital etc.), neputând fi studiate utilizând un model 1-D. Pentru modelarea corectă a fenomenele fizice în 2-D prin elemente finite sau volume finite, sunt aplicate metode de calcul dinamic fluidic (CFD);
- **modele 3-D** - un model 3-D este cel mai complet tip de model pentru o pilă cu combustibil. Acest tip de model ia în calcul cele trei axe spațiale în vederea modelării pilei cu combustibil. Cu acest tip de model fenomenele sunt descrise mai precis, ca de exemplu convecția gazelor spre straturile de difuzie a gazelor în canale (axa de difuzie) în același timp cu curgerea fluidelor (axa în sensul fluidelor), putând fi modelate în detaliu.

Pe de altă parte, modelele matematice ale de pilelor pot fi diferențiate și în funcție de natura lor temporală:

- **modele statice**, care permite descrierea fenomenelor din pilă în regim permanent. Aceste tipuri de modele nu cuprind derivatele în timp a mărimilor de stare în ecuațiile fizice și sunt utile pentru modelarea pilelor cu combustibil în aplicații statice (centrale electrice, alimentare fără întrerupere, etc.) când dinamica sarcinii este relativ lentă.
- **model dinamice** - este mai aproape de realitatea fizică. În acest tip de model, ecuațiile diferențiale în raport cu timpul sunt prezentate într-un singur domeniu sau în mai multe domenii fizice [3]. Permite descrierea regimului tranzitoriu între două puncte de funcționare a pilei cu combustibil. Dinamica este necesară pentru modelarea pilelor în aplicații mobile (de exemplu în domeniul automobilelor) în care dinamica sarcinii este relativ mare [3].

B. Modelul static - curba de polarizare statică U=f(I)

Pentru condițiile date de temperatură, presiune, umidificare a membranei, curba de polarizare a unei celule singure sau a unei pile reprezintă variația tensiunii la bornele pilei în funcție de curentul debitat (Fig.7.11).

Pentru o reacție electrochimică, simbolizată prin

$$A + ne^- \Leftrightarrow B, \tag{7.17}$$

unde A și B sunt cele două specii de reactanți, potențialul de electrod se calculează cu legea lui Nernst:

$$E_{A/B} = E^0_{A/B} + \frac{RT}{nF}\ln\frac{a_A}{a_B}, \tag{7.18}$$

cu:

- $E^0_{A/B}$ (V) – potențialul în condiții standard. În electrochimie potențialul electrodului standard, abreviat E^0 sau $E^\ominus$, este măsura potențialului individual al unui electrod reversibil în condiții care corespund unei concentrații efective de 1 mol/dm^3, la o temperatură de 25 °C și o presiune a gazului de 1 atm. În acest caz, deoarece pentru electrodul de hidrogen are valoarea 0, iar pentru cel de oxigen este de 1,2991 V, rezultă $E^0_{A/B} = 0 - -1{,}2991 = 1{,}2991\,V$;
- a_A, a_B – activitatea lui A și B;
- R=8,3145 J/(K·mol) – constanta universală a gazelor;
- T (K) – temperatura absolută a reactanților;
- n – numărul de electroni schimbați (n=2).

Astfel, se poate scrie:

$$E = 1{,}229 - 0{,}85\cdot 10^{-3}\left(T - T_{ref}\right) + 4{,}31\cdot 10^{-5}\,T\left[\ln\left(p_{H_2}\right) + \frac{1}{2}\ln\left(p_{O_2}\right)\right] \text{ (V)}, \tag{7.19}$$

unde:

- T_{ref} este temperatura de referință (298,15 K);
- p_{H_2}, p_{O_2} sunt presiunile parțiale interfaciale ale hidrogenului și oxigenului (atm).

Ținând cont de toate ireversibilitățile, tensiunea reală la bornele pilei poate fi scrisă (Fig.7.12):

$$V(J) = E - \Delta V_{act} - \Delta V_{conc} - \Delta V_{ohm}, \tag{7.20}$$

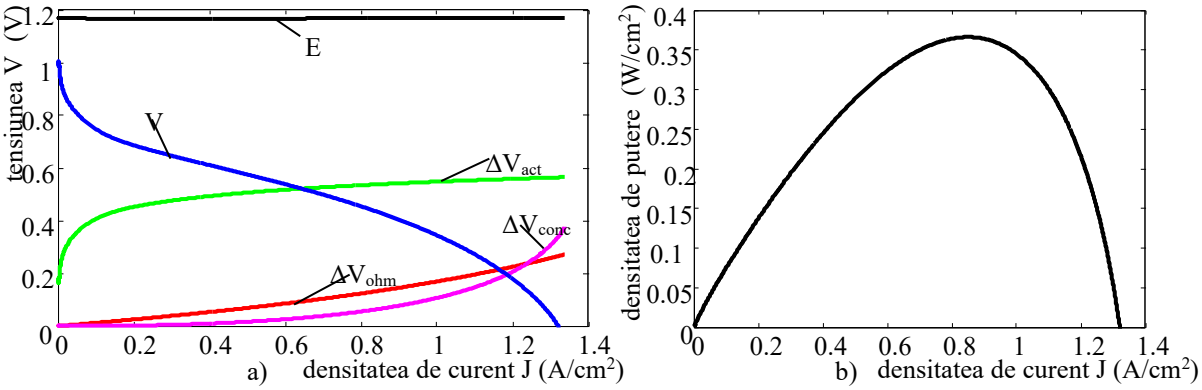


Fig.7.11 Caracteristicile statice ale unei celule cu combustibil:
a) curba de polarizare V(I); b) caracteristica de putere.

unde:

- pierderea de tensiune de activare se poate scrie:

$$\Delta V_{act} = V_{act}\ln(J); \tag{7.21}$$

- pierderea de tensiune de concentrație este:

$$\Delta V_{conc} = V_{CONC}\cdot\ln\left(1 - \frac{J}{J_{max}}\right); \tag{7.22}$$

- căderea ohmică de tensiune pe rezistența membranei și cea datorată conducției electronice:

$$\Delta V_{ohm} = R\cdot J, \tag{7.23}$$

- J este densitatea de curent;

- J_{max} este densitatea maximă de curent, care depinde de construcția celulei cu combustie;
- R este rezistența ohmică a membranei.

7.3.6.4. Calculul debitului de oxigen și de hidrogen pentru o PEMFC

Algoritmul de calculul a debitului de oxigen și de hidrogen necesare pentru a asigura o anumită putere electrică debitată de generatorul cu pilă cu combustibil este prezentat în continuare:

- debitul masic de oxigen care reacționează

$$w_{O2,r} = \frac{M_{O2} \cdot A \cdot J}{4F} = \frac{M_{O2} \cdot P}{4F \cdot V} \text{ [kg/s]}; \tag{7.24}$$

- debitul masic de hidrogen reacționat

$$w_{H2,r} = \frac{M_{H2} \cdot A \cdot J}{2F} = \frac{M_{H2} \cdot P}{2F \cdot V} \text{ [kg/s]}; \tag{7.25}$$

- debitul masic de vapori generat (apă ca produs secundar)

$$w_{vap,generati} = \frac{M_{vap} \cdot A \cdot J}{2F} \text{ [kg/s]}, \tag{7.26}$$

unde:

- M_{O2}, M_{H2}, M_{vap} sunt masele molare (kg/mol) ale oxigenului, hidrogenului, respectiv a vaporilor de apă;
- $A = n_{celule} \cdot A_{celulă}$ – aria activă totală a pilei (cm^2);
- n_{celule} – numărul de celule conectate în serie;
- $A_{celulă}$ – aria activă a membranei unei celule;
- J – densitatea de curent (A/cm^2);
- P – puterea debitată de pilă (W);
- $V = n_{celule} \cdot V_{celulă}$ – tensiunea la bornele pilei;
- F constanta lui Faraday, F = 96.485,33289(59) C/mol.

7.3.6.5. Structura unui sistem de generare cu PEMFC

Un sistem PEMFC este compus în principal dintr-o pilă (o stivă de celule PEMFC), un subsistem de alimentare cu hidrogen, un sistem de alimentare cu oxigen/aer și un subsistem de management termic (Fig.7.12).

Funcționarea conjugată, adecvată, a acestor subsisteme influențează hotărâtor performanțele și durabilitatea sistemelor PEMFC, determinând temperatura, umiditatea și presiunea de operare a pilei.

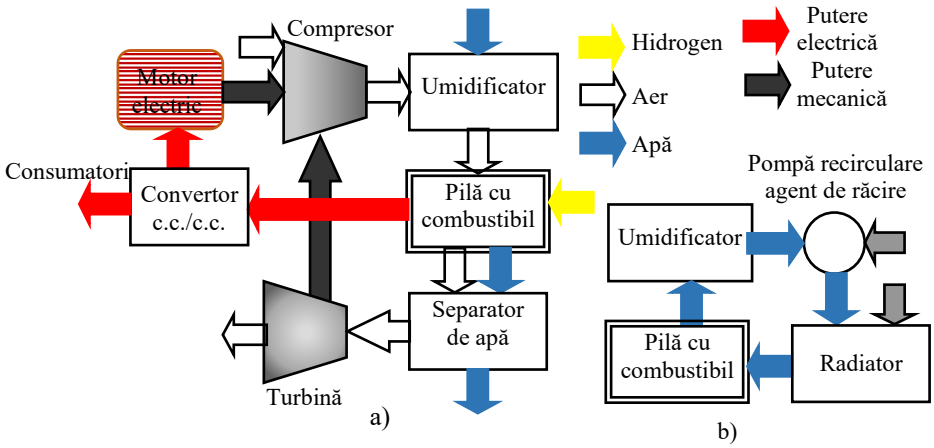


Fig.7.12 Schema bloc de generare a energiei electrice cu PEMFC
a) circulația fluidelor; b) circuitul de răcire

A. Subsistemul de alimentare cu hidrogen [5]

Există trei moduri de alimentare cu hidrogen, și anume:

A1. Modul cu curgere continuă (Fig.7.13) - în modul de curgere continuă, hidrogenul în exces[6] cu o stoichiometrie[7] specifică este furnizat către pila de combustie și apoi emis în mediul extern. Asigurarea unei puteri ridicate de ieșire impune un consum mare de hidrogen (cauzat de utilizarea redusă a combustibilului), pe de o partee și pe altă parte pericolul potențial de explozie, restricționează aplicarea acestui mod de alimentare cu hidrogen.

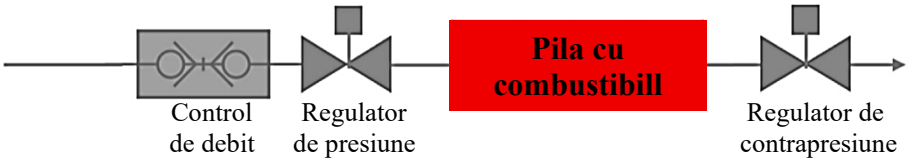


Fig.7.13 Modul de alimentare cu hidrogen cu curgere continuă [5].

A2. Modul anod cu capătul închis (DEA – „Dead-Ended Anode”) (Fig.7.14) - modul DEA operează practic cu ieșirea de hidrogen închisă pentru îmbunătățirea utilizării combustibilului. Pentru a elimina apa acumulată este necesară efectuarea de purjări periodice, supapele de purjare fiind plasate la ieșirea anodului. Deși modul DEA poate conduce la utilizarea combustibilului mai completă, există unele probleme, cum ar fi acumularea de azot și lichid, care scad presiunea parțială a reactantului și interzic transportul de masă în GDL-uri.

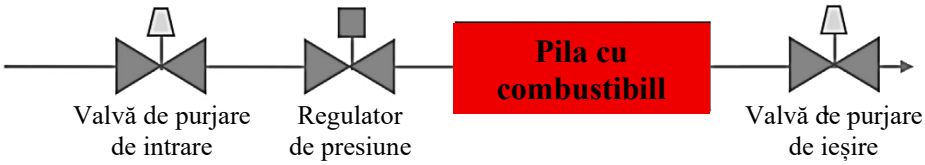


Fig.7.14 Modul de alimentare cu hidrogen DEA [5].

A3. Modul de recirculare a hidrogenului (Fig.7.15)– sunt utilizate dispozitive de recirculare, cum ar fi pompele de recirculare și ejectoarele, pentru a recircula gazele de evacuare, iar excesul de hidrogen, separat de apă, este transferat înapoi la intrarea anodului.

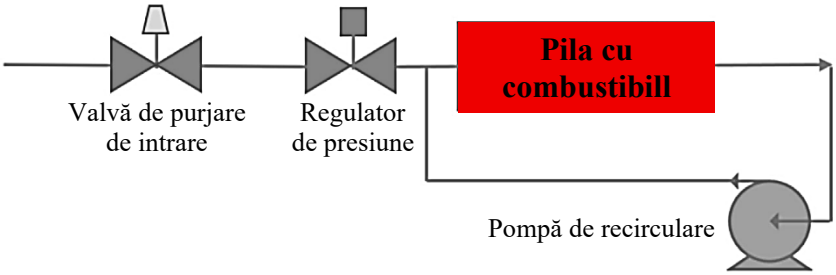


Fig.7.15 Modul de alimentare cu hidrogen cu recirculare [5].

Modul DEA, sau modul de recirculare, sunt utilizate pentru a îmbunătăți utilizarea combustibilului. Cu toate acestea, funcționarea prelungită cu anodul închis va provoca inundații severe ale anozilor, astfel încât trebuie luată în considerare gestionarea apei în mod semnificativ.

[6] Alimentarea cu reactanți se realizează în exces, adică cu un debit superior celui cerut de sarcină pentru a evita „sufocările” la creșteri rapide ale sarcinii

[7] Raportul stoichiometric = raportul dintre cantitatea de reactant intrată în reacție și cantitatea furnizată de reactant

Cea mai frecvent utilizată strategie de atenuare a degradării pilei este de a preveni acumularea de apă și impurități gazoase prin purjarea periodică. Dar purjarea frecventă va duce la o degradare ireversibilă a performanței PEMFC din cauza impactului mecanic, în special a degradării sau îmbătrânirii MEA.

Prin amplasarea unui condensator la ieșirea din pilă, pentru a controla distribuția vaporilor de apă și a condensa gazele de evacuare, se poate obține o separare eficientă a apei, iar pila va putea opera la densități de curent mai ridicate.

Direcția curgerii reactantului este determinată de construcția distribuitorului și afectează performanța PEMFC (Fig.7.16). Au fost dezvoltate diferite tipuri de canale pentru circulația hidrogenului: curgere cu cale unică (canale formă de U, formă de Z), cale dublă (inversă și paralelă), cale triplă și cale cvadruplă în modul DEA constatând faptul că o cale de intrare mai mare poate îmbunătăți uniformitatea distribuției curgerii și a temperaturii, îmbunătățind astfel durabilitatea [5].

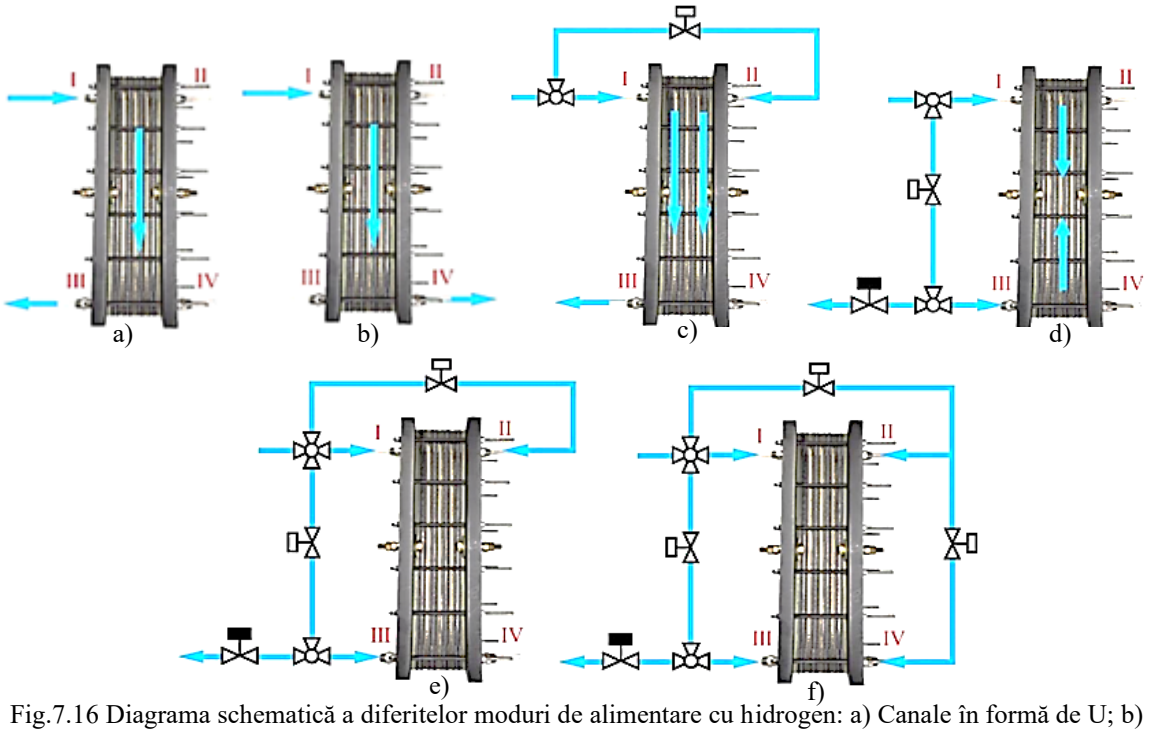


Fig.7.16 Diagrama schematică a diferitelor moduri de alimentare cu hidrogen: a) Canale în formă de U; b) Canale în formă de Z; c) Alimentare inversă cu hidrogen pe cale dublă; d) Alimentare paralelă cu hidrogen pe cale dublă; e) Alimentare cu hidrogen pe cale triplă; f) Alimentare cu hidrogen pe cale cvadruplă [5].

B. Subsistemul de alimentare cu oxigen/aer

Oxigenul furnizat catodului ca oxidant poate fi preluat din aer. Sistemul de alimentare cu aer constă dintr-un compresor, supape de control și conducte, așa cum se arată în Fig.7.17. Compresorul influențează puterea și randamentul sistemului prin modificarea concentrației de oxigen, a presiunii, precum și a raportului de exces. Deci, puterea de ieșire a sistemului depinde și de parametrii de funcționare ai compresorului.

Este necesară realizarea unui control eficient al alimentării cu aer/oxigen pentru a evita lipsa de oxigen, discontinuități în alimentare (debit fluctuant, în salturi) care scurtează astfel durata de viață a PEMFC.

Dispozitive similare cu modurile de alimentare cu hidrogen (DEA și recirculare) pot fi aplicate și pe partea catodului atunci când alimentarea se face cu oxigen (aeronave și vehiculele fără pilot).

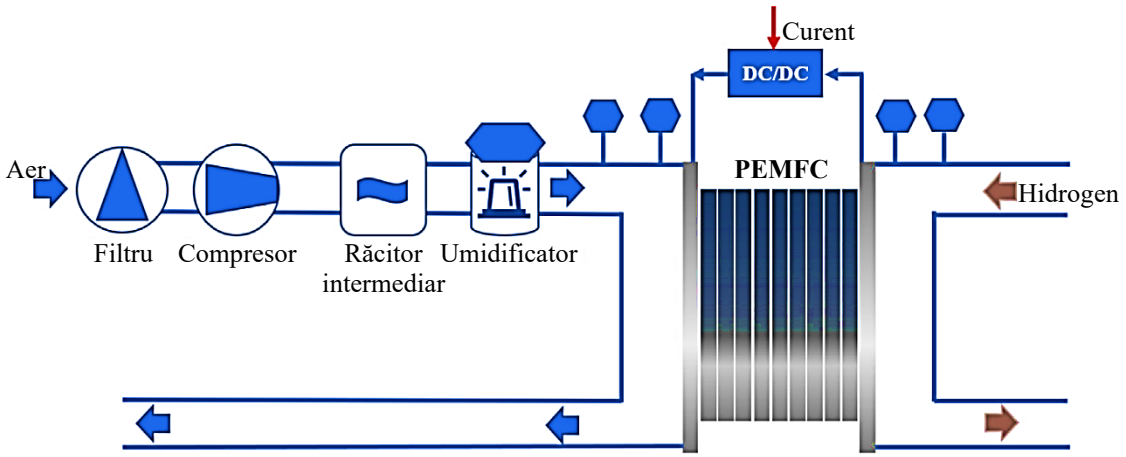


Fig.7.17 Schema de principiu al subsistemului de alimentare cu aer [5].

C. Subsistemul de gestionare a căldurii [5]

Gestionarea căldurii este o problemă cheie pentru controlul temperaturii de funcționare și optimizarea performanțelor PEMFC-urilor.

Menținerea echilibrului termic între generarea de căldură în pilă și eliminarea căldurii de către agentul de răcire lichid în timpul funcționării poate decide asupra situațiilor de deshidratare sau inundare, precum și asupra temperaturii de operare a PEMFC.

Răcirea cu aer, sau cu lichid sunt integrate și sunt implementate în situații diferite. Apa este cel mai frecvent utilizată pentru procesul de răcire în aplicațiile auto.

După cum se arată în Fig.7.18, agentul de răcire curge prin pilă își ridică temperatura preluând din căldura produsă. Este pompat de pompa de temperatură înaltă (HT) către radiator unde are loc cedează o parte din căldură către mediului exterior. Apoi este utilizat pentru preîncălzirea gazelor de reacție. După răcire, agentul de răcire este reintrodus în pilă (de către pompa de temperatură joasă – LT) pentru următoarea rundă a ciclului termic. Pentru a asigura uniformitatea temperaturii pilei, este important realizarea unui control corect a circuitul agentului de răcire pentru ca diferența de temperatură (dintre intrare și ieșire) să fie în limita a 10 °C.

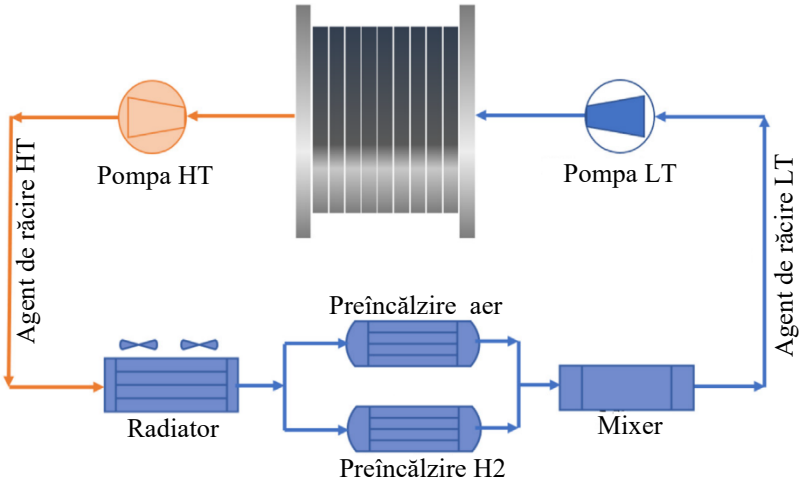


Fig.7.18 Schema de principiu a subsistemului de management al căldurii.

7.4. APLICAȚII

Aplicația 7.1. Presupunând că pila asigură pe porțiunea liniară crescătoare a caracteristicii P=P(J) o densitate de putere de 0,25 W/cm^2, pentru o suprafață activă de 100 cm^2 va debita o putere de 2,5 W. Se cere să se calculeze debitele de reactanți cunoscând raportul stoichiometric s_{O2}=2,5 (excesul de oxigen), s_{H2}=1,5 (excesul de hidrogen) și densitatea curentului de 0,7 A/cm^2. Care este tensiunea la bornele pilei în acest caz?

Soluție:

Cu relațiile (7.29), (7.30) se poate calcula debitul de aer și de hidrogen:

- debitul masic de oxigen care reacționează

$$w_{O2,r} = \frac{M_{O2} \cdot A \cdot J}{4F} = \frac{32 \cdot 100 \cdot 0,7}{4 \cdot 96485} = 5,8 \text{ g/s},$$

iar debitul de oxigen necesar este:

$$w_{O2} = S_{O2} \cdot w_{O2,r} = 2,5 \cdot 5,8 = 14,5 \text{ g/s};$$

- debitul masic de hidrogen reacționat

$$w_{H2,r} = \frac{M_{H2} \cdot A \cdot J}{2F} = \frac{2 \cdot 100 \cdot 0,7}{2 \cdot 96485} = 0,725 \text{ g/s},$$

iar debitul de hidrogen necesar:

$$w_{H2} = S_{H2} \cdot w_{H2,r} = 1,5 \cdot 0,725 = 1,0875 \text{ g/s};$$

- debitul masic de vapori generat (apă ca produs secundar)

$$w_{vap,generati} = \frac{M_{vap} \cdot A \cdot J}{2F} = \frac{18 \cdot 100 \cdot 0,7}{2 \cdot 96485} = 6,52 \text{ g/s}.$$

Pe de altă parte există relația:

$$w_{O2,r} = \frac{M_{O2} \cdot A \cdot P}{4F \cdot V} = 5,8 \text{ g/s},$$

egalitate din care se poate determina tensiunea la bornele pilei:

$$V = \frac{M_{O2} \cdot A \cdot P}{4F \cdot w_{O2,r}} = \frac{32 \cdot 100 \cdot 0,25}{4 \cdot 96485 \cdot 5,8 \cdot 10^{-3}} = 0,357 \text{ V} = \frac{P}{J} = \frac{0,25}{0,7}.$$

Aplicația 7.2. Puterea maximă a unei pile PEMFC este P_{max}=5 kW. Densitatea de curent la care va furniza puterea maximă este de 0,75 A/cm^2 la o tensiune la bornele unei celule de 0,5 V. Deci, densitatea de putere P′=0,375 W/cm^2. Se cere să se dimensioneze această pilă cu combustibil astfel încât tensiunea la bornele ei să aibă valoarea 48 V.

Soluție:

Se poate deduce suprafața activă a pilei:

$$A = P_{max}/P' = 5000/0,375 = 13334 \text{ cm}^2.$$

Numărul de celule al pilei este determinat de tensiunea pe care pila o va furniza și va determina dimensiunile de gabarit ale pilei. Pentru U = 48 V rezultă:

$$N_{cel} = \frac{U_{pila}}{U_{celula}} = \frac{48 \text{ V}}{0,5 \text{ V}} = 96 \text{ celule}.$$

Astfel suprafața unei celule rezultă:

$$A_{cel} = A/N_{cel} = 13334/96 \approx 138,747 \text{ cm}^2 \approx 12 \times 12 \text{ cm}^2.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Darie S., Vădan I., Producerea, transportul și distribuția energiei electrice – Instalații pentru producerea energiei electrice**,** ed. U.T. PRESS , Cluj –Napoca 2000.
[2]. Philippe Stevens, Frédéric Novel-Cattin, Abdel Hammou, Michel Cassir, Piles à combustible, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 3 340, 2005.
[3]. Elena Virginia Breaz, Contribuții privind analiza și modelarea sistemului pilă cu combustibil – electrolizor pentru integrare într-un sistem de generare hibrid, Teză de doctorat, UTCN, 2012.
[4]. Renaut MOSDALE, Transport électrique routier. Véhicules électriques à pile à combustible, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 5570, 2005.
[5]. Lixin Fan, Zhengkai Tu, Siew Hwa Chan,Recent development in design a state-of-art proton exchange membrane fuel cell from stack to system: Theory, integration and prospective, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 48, Issue 21, 2023, Pages 7828-7865, ISSN 0360-3199, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922055306

8. SISTEME DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE

8.1. GENERALITĂȚI

Într-o piață liberalizată, atât operatorii cât și utilizatorii rețelelor electrice [1], [2], [3], se confruntă cu dificultăți, privind echilibrul consum/producere, cauzate în principal de următorii factori:

- caracterul imprevizibil al producției, în special în cazul surselor regenerabile de energie;
- cererea de energie electrică nu este constantă;
- cererea are, de asemenea, un caracter stohastic. Pentru a putea reacționa rapid la abateri de la consumul prognozat este nevoie de asigurarea unor capacități de rezervă care trebuie să fie disponibile. Acest lucru crește prețul de cost al instalațiilor pentru producere. Această problemă poate fi atenuată prin stocarea energiei.

Dezvoltarea și promovarea producerii distribuite a energiei electrice, în special din surse regenerabile, face ca în SEE numărul surselor, a centralelor electrice să fie de ordinul miilor. În aceste condiții trebuie să fie luate măsuri de reechilibrare la fiecare câteva secunde. Lipsa capacităților de stocare face ca producerea și distribuția energiei electrice să fie un proces dependent de timp cu imposibilitatea valorificării eficiente a resurselor primare variabile și ele în timp (energia vântului, solară, a mareelor, a valurilor etc.).

Printre beneficiile pe care le oferă SSE pot fi enumerate următoarele:

- **Stocarea energiei electrice generată în timpul perioadelor de gol de sarcină** - de obicei peste noapte - energie care poate fi livrată în perioadele de vârf ale cererii atunci când costul de generare de energie suplimentară poate depăși de multe ori costul producerii energiei în afara orelor de vârf;
- **La nivel de sistem, SSE pot asigura alimentarea de rezervă** în caz de defecțiune a instalațiilor de producere a energiei electrice. Astfel, SSE pot contribui la asigurarea menținerii stabilității rețelei;
- **La nivel de consumator SSE pot asigura alimentarea cu energie în cazul întreruperii** temporare a alimentării cu energie electrică;
- **SSE joacă un rol important în generarea de energie electrică din surse regenerabile de energie** - majoritatea surselor regenerabile au un caracter intermitent cu variații importante ale caracteristicilor (energia solară, vântul, energia mareelor, energia valurilor) care de cele mai multe ori nu pot fi prognozate cu acuratețe. Astfel, SSE în combinație cu instalații de producere din surse regenerabile pot suplini golurile de producție prin energia acumulată în timpul supraproducției;
- SSE pot fi utilizate **pentru echilibrarea cererii și a ofertei;**
- Unele SSE **au capacitatea de pornire foarte rapidă**, făcându-le extrem de importante pentru restabilirea puterii în sistem după o întrerupere;
- SSE pot fi de asemenea folosite **ca rezervă pe termen lung, rezervă de așteptare sau ca rezervă turnantă**;
- Într-o situație critică, în cazul în care este necesar un răspuns instantaneu la pierderea de putere, un **SSE poate fi singura modalitate de a asigura stabilitatea completă**.

Deși stocarea energiei electrice este considerată ca fiind neeconomică, evoluțiile recente demonstrează faptul că oferă oportunități în ceea ce privește realizarea balanței de puteri în sistem prin aplatizarea curbei de producere și utilizarea cât mai eficientă a resurselor energetice. Costul este încă perceput ca un handicap împiedicând realizarea unor investiții mai mari.

Cu toate acestea, începând cu anii 1980 au existat argumente puternice în favoarea extinderii capacității de stocare. O rețea, cu o capacitate de stocare între 10% și 15% din

capacitatea de generare [1] conduce la realizarea unui sistem mult mai stabil, a cărui costuri de funcționare scad, față de un sistem fără capacitate de stocare.

8.2. CLASIFICAREA SSE

SSE pot fi clasificate după mai multe criterii, cum ar fi:

1) **Durata de realizare a stocării** (din punct de vedere al aplicației) [4]:

➢ **stocare de scurtă durată – SSD** - menține rezerve de energie suficiente pentru a asigura puterea nominală pe o durată de la câteva secunde până la un minut. Cele două aplicații de bază sunt ca sursă de alimentare neîntreruptibilă (UPS) și sistem pentru stabilizarea puterii. UPS sunt utilizate pentru echipamente sensibile și tehnologii care necesită un nivel ridicat de fiabilitate și calitate a energiei electrice. Dispozitivele electronice de putere utilizate în tehnologiile de stocare, prin răspunsul rapid, asigură continuitatea în alimentare în fracțiuni de ciclu în cazul în cazul întreruperii alimentării de bază;

➢ **stocare de medie durată – SMD** - menține rezerve de energie suficiente pentru a asigura puterea nominală de la câteva minute până la câteva ore. Aplicațiile includ managementul energiei din surse regenerabile, gestionarea energiei la consumator, control / reglarea frecvenței zonal și rezervă rapidă. Sursele regenerabile de energie, cum ar fi energia eoliană și fotovoltaice sunt intermitente și dificil de dispecerizat. Costurile lor pot fi mult mai mari atunci când sunt cuplate cu dispozitive de stocare, care permit operatorilor lor să își asume angajamente ferme de furnizare de energie. De asemenea, poate fi utilă pentru a asigura consumul la vârf reducând costurile cu creșterea capacităților de generare;

➢ **stocare de lungă durată – SLD** – asigură alimentarea cu energie pe termen lung de la câteva ore până la câteva săptămâni sau luni. Este folosită în general pentru a profita de diferența de preț dintre energia de vârf și cea de gol de consum. Stocarea se realizează înafara orelor de vârf de sarcină iar generarea are loc în timpul orelor de vârf. Stocarea pe termen lung poate fi utilă în reducerea vârfurilor de zi cu zi, amânarea extinderii capacității de generare, aplatizarea curbelor de sarcină și reducerea costurilor de funcționare a instalațiilor termice [4];

2) Tehnologia utilizată:

➢ **chimică** – sub formă de hidrogen, azot lichid etc.;

➢ **electrochimică** – acumulatori, celulele de combustibil etc.;

➢ **electrică** – condensatoare, supercapacități, stocarea magnetică a energiei cu supraconductoare (SMES);

➢ **mecanică** - aer comprimat (CAES), volanți, hidroelectric, resorturi etc.;

➢ **termică** - aer lichid criogenic sau azot, abur, topituri etc.

8.3. METODE DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE

Posibilitățile de stocare a energiei electrice sub formă de energie electrică sunt destul de reduse. Alte posibilități de stocare a energiei electrice sunt reprezentate de stocarea sub o altă formă de energie (energie de stocare), care poate fi reconvertită în energie electrică atunci când este necesar.

8.3.1. Stocarea chimică a energiei

Hidrogenul [1] este adesea văzut ca un succesor al combustibililor fosili. Posibilitățile de utilizare a tehnologiilor pe bază de hidrogen ar putea răspunde provocărilor actuale legate de energie. Cu toate acestea există multe probleme legate în primul rând de stocarea lui.

Hidrogenul nu este o sursă regenerabilă de energie.

Hidrogenul este un transportator de energie (*vector energetic*) și trebuie să fie produs prin utilizarea energiei din alte surse, regenerabile sau nu. Este compatibil cu orice tip de sursă de energie primară.

Hidrogenul poate fi produs, de exemplu, prin descompunerea apei (electroliză), folosind electricitatea ca sursă de energie. Eficiența este scăzută, în comparație cu alte metode. Ca urmare, doar 4% din hidrogen este produs cu ajutorul electrolizei. Energia hidrogenului poate fi convertită în energie electrică cu turbine cu gaze (printr-un ciclu Joule) sau cu pile cu combustibil.

Printre *avantajele* stocării energiei electrice sub formă de hidrogen ar fi:

- hidrogenul în sine nu este poluant;
- hidrogenul este cel mai abundent element din univers;
- are o mare densitate de energie de masă, însă pentru stocare densitatea volumetrică de energie este un parametru mult mai relevant.

Principalele *dezavantaje* pe care le prezintă o astfel de metodă de stocare ar fi:

- conversia energiei pe bază de hidrogen nu este ieftină - echipamente de conversie costisitoare etc.;
- densitatea de energie volumetrică este foarte scăzută, ceea ce înseamnă un volum mare pentru stocare.

Sunt utilizate două metode pentru a crește densitatea de energie volumetrică: comprimare și stocare de hidrogen lichid. Procesul de comprimare și mai ales procesul de lichefiere necesită un consum ridicat de energie.

Principalele metode de stocare a hidrogenului sunt [4]:

- **În stare gazoasă sub presiune**: în caverne subterane, butelii de 50 l la presiune de 200 bar sau în rezervoare sferice de mare presiune, rezervoare cilindrice din materiale compozite și cilindri de Al înfășurați în fibre de sticlă sau carbon la presiune >350 bar până la 700 bar. Costurile de depozitare sunt mai mari datorită compresiei, iar viteza de umplere este mică;
- **În stare lichidă** la temperatură de 20 K (-253°C) cu consum mare de energie (8,5 kWh/kg până la 13,0 kWh/kg). Răcirea magnetocalorică reduce consumul la 5,0 kWh/kg. Ambele variante necesită izolarea rezervorului prin sisteme tip Dewar. Pierderile prin evaporare de aproximativ 3% devin nesemnificative dacă utilizarea este intensivă. Comparativ cu stocarea sub presiune, lichefierea H2 este o tehnologie scumpă;
- **Sub forma de hidruri metalice reversibile**: hidrogenul se absoarbe, pe metale convenționale, formând hidruri (FeTi, $LaNi_5$), la sau sub presiunea atmosferică, la temperatura mediului înconjurător, sau pe (Mg_2Ni) la temperatură mare. Capacitatea de stocare este de 2 - 7 %. Pentru a intensifica adsorbția s-au realizat hidruri de mare capacitate ($NaAlH_4$, Na_3AlH_6) cu catalizator de Zr, care asigură o capacitate de stocare de 5%. O altă hidrură specială (LiBe) are o capacitate de stocare de 9%, dar necesită încălzirea la temperatură mare (250°C) pentru eliberarea H_2. Din hidruri, hidrogenul se elimină la presiune mare prin încălzire.

Hidrogenul poate fi produs în unități cu capacități mari și distribuit către utilizatori punctiformi sau poate fi obținut direct în zonele de utilizare.

Dificultățile de depozitare, mai ales în cazul utilizării pilelor cu combustibil în propulsarea autovehiculelor, impun producerea acestuia prin tehnologii de reformare cu vapori de apă sau oxidare parțială a hidrocarburilor și alcoolilor inferiori. Procesul de reformare poate avea loc înafara sistemului cu pilă („ex situ”) cu stocare sau chiar în sistem („in situ”) cu alimentarea directă a pilei.

Pentru vehiculele electrice, uzual se folosește reformarea cu vapori de apă a alcoolilor inferiori (CH_3OH, C_2H_5OH) sau oxidarea parțială a benzinei în scopul utilizării infrastructurii existente pentru combustibilii clasici (volum de stocare minim și rețea de alimentare).

8.3.2. Stocarea electrochimică a energiei electrice

8.3.2.1. Sisteme de stocare a energiei cu pile cu combustibil (SSEPC)

Pilele cu combustibil, împreună cu sistemele de producere a hidrogenului pot fi considerate ca elemente pentru stocarea energie electrice.

8.3.2.2. Stocarea energiei cu acumulatori (SEA)

Acumulatorii sunt echipamente care stochează energia în urma unei reacții electrochimice. Sunt dezvoltate o multitudine de tipuri de acumulatori, dar principiul lor de operare de bază este același [5]. În continuare se prezintă câteva dintre elemente definitorii pentru funcționarea și caracterizarea acumulatorilor.

1. Elementul, celula („Cell”), este cea mai mică unitate electrochimică individuală, care furnizează o tensiune dependentă de componența ei chimică.

2. Acumulatorii („Batteries”) sunt constituiți din grupări de elemente (celule individuale), uneori integrate într-un singur bloc, așa cum sunt acumulatorii auto de 12 V realizați din șase elemente de 2 V, conectate în serie și integrate într-o singură unitate. Ei pot fi realizați și din celule individuale, în carcase separate, conectate între ele prin conductoare.

3. Tensiunea elementului sau a celulei („Cell Voltage”) depinde de combinația elementelor chimice active utilizate în realizarea lui. Pentru elementele cele mai utilizate, tensiunea poate varia de la 1,2 V, pentru cele bazate pe Nichel, la peste 3 volți pentru cele bazate pe Litiu.

4. Curentul acumulatorului („Battery current”) - curentul maxim admisibil de încărcare sau de descărcare depinde de tipul acumulatorului și de capacitatea lui. Depășirea acestor valori duce la scurtarea duratei de viață și la o utilizare incompletă a energiei înmagazinate în el. Intensitatea curentului furnizat de acumulator la un moment dat depinde de sarcină. Neglijând efectul rezistenței interne a acumulatorului, curentul absorbit de sarcină este dat de relația:

$$I = \frac{E}{R}, \tag{8.1}$$

unde I este intensitatea curentului curentul (A), E este tensiunea acumulatorului sau a elementului (V) și R este rezistența sarcinii (Ω).

5. Capacitatea acumulatorului, C („Battery Capacity”, „C Rate”) - reprezintă capacitatea acumulatorului de a furniza curent. Se exprimată [Ah] sau [mAh] și reprezintă curentul exprimat în Amperi care poate fi susținut de acumulator timp de o oră. Această măsură a capacității de încărcare a acumulatorului este utilizată în mod eronat ca o măsură a capacității de stocare a energiei fără a se ține seama de tensiunea ei.

Stocarea energiei într-un acumulator este de obicei dată în unități de amper-oră [Ah] la o anumită tensiune nominală și la o anumită rată de descărcare specificată. Un acumulator plumb-acid, de exemplu, are o tensiune nominală de 2 V pe celulă. Producătorii specifică de obicei capacitatea Ah la o rată de descărcare care duce tensiunea acumulatorului la 1,75 V, pe o perioadă de timp specificată, la o temperatură de 25 °C. De exemplu, un acumulator complet încărcat de 12 V (6 celule înseriate), care are o capacitate de 180 Ah, poate furniza 18 A timp de 10 h, moment în care acumulatorul ar avea o tensiune de 10,5 V (6 celule × 1,75 V/celulă = 10,5 V) și este considerat ca fiind complet descărcat. Este dificil să specificăm câtă energie a furnizat acumulatorul în timpul descărcării. Energia este exprimată prin Volți × Amperi × Ore, dar din moment ce tensiunea variază pe parcursul perioadei de descărcare, nu se poate spune doar că este egală cu 12 V × 18 A × 10 h = 2160 Wh. Pentru a evita această ambiguitate, aproape tot ce ține de capacitatea de stocare a acumulatorului este specificat în Ah (capacitate), mai degrabă decât în Wh (energie).

Se spune că un acumulator de 180 Ah, care livrează 18 A, se descarcă la o rată C/10, unde C se referă la capacitatea Ah, iar 10 reprezintă numărul de ore necesare pentru a se descărca complet (C/10 = 180 Ah /10 h = 18 A). Același acumulator de 180 Ah nu va putea livra 45 A

pentru o perioadă completă de 4 ore (C/4), însă va livra de fapt 9 A pentru mai mult de 20 de ore (C/20). Cu alte cuvinte, capacitatea, Ah, depinde de curentul de descărcare (viteza de descărcare). Descărcarea rapidă a acumulatorului are ca rezultat o capacitate mai mică Ah, în timp ce timpii lungi de descărcare duc la o capacitate mai mare Ah.

6. Cantitatea de sarcină transferată, Q, este măsurată în Coulombi și este dată de relația:

$$Q = I \cdot t, \tag{8.2}$$

unde I este intensitatea curentului și t este timpul în secunde.

7. Cantitatea de sarcină electrică conținută de un acumulator complet încărcat, reprezintă capacitatea sa în Coulombi fără să aibă importanță tensiunea bateriei. Așadar o baterie cu o capacitate de 180 Ah complet încărcată conține, sau poate furniza o sarcină de:

$$Q = (180\ \mathrm{A}) \cdot (1\ \mathrm{h}) = (180\ \mathrm{A}) \cdot (3600\ \mathrm{s}) = 648.000\ \mathrm{C}. \tag{8.3}$$

Așadar, Amperi-Oră și Coulombi sunt două unități de măsură echivalente ale capacității acumulatorului de a încărca sarcina electrică.

8. Puterea acumulatorului („Battery Power”) este puterea pe care acumulatorul poate să o ofere și este în mod normal specificată ca putere asociată unui curent echivalent cu 1 C (A) absorbit de sarcină. Puterea reală oferită depinde de rezistența sarcinii așa cum s-a arătat mai sus și este dată de:

$$P = U \cdot I, \tag{8.4}$$

unde P este puterea furnizată la tensiunea U măsurată la borne. Așadar un acumulator de 180 Ah, la 12 V, va furniza o putere de:

$$P = 180 \cdot 12 = 2160\ \mathrm{W}, \tag{8.5}$$

această putere putând fi susținută timp de o oră;

9. Conținutul de energie al acumulatorului („Battery Energy Content”). Energia înmagazinată într-un acumulator depinde și de tensiunea ei și este exprimată în Wh, kWh sau MWh. Energia (în Wh) dintr-o baterie de 12 V și 180 Ah este dată de expresia:

$$W = U \cdot I \cdot t = (12\ \mathrm{V}) \times (180\ \mathrm{A}) \times (1\ \mathrm{h}) = 12 \cdot 180 = 2160\ \mathrm{Wh}. \tag{8.6}$$

10. Adâncimea de descărcare (DOD, „Depth of Discharge”) reprezintă cantitatea de sarcină sau de energie descărcată, exprimată în %, din capacitatea nominală a bateriei. Durata de viață a acumulatorului, exprimată în numărul de cicluri de utilizare, scade odată cu creșterea adâncimii de descărcare (DOD). Multe tipuri de acumulatori nu suportă adâncimi mari de descărcare, putându-se deteriora definitiv dacă sunt descărcați complet [5].

Capacitatea acumulatorului depinde de curentul de descărcare, deci performanța la descărcare depinde de sarcină. Capacitatea efectivă a celulei scade dacă celula este descărcată la rate foarte mari.

11. Durata de viață a acumulatorului, exprimată în numărul de cicluri („Cycle Life”), este definită ca numărul de cicluri de încărcare - descărcare pe care un acumulator le poate efectua înainte ca capacitatea sa să scadă la 80% din capacitatea inițială specificată [5]. Acesta este unul dintre indicatorii cheie de performanță ai unui acumulator și dă indicii asupra duratei de utilizare la care ne putem aștepta. Numărul de cicluri depinde de adâncimea de descărcare a fiecărui ciclu precum și de temperatură, atât cea de utilizare cât și cea de stocare (Fig.8.1).

12. Descărcarea profundă („Deep discharge”) reprezintă descărcarea acumulatorului până când tensiunea lui ajunge la o valoare minimă specificată [5].

13. Rata de autodescărcare („Self Discharge rate”) este o măsură a ritmului în care acumulatorul își pierde energia în timp ce este depozitat (fără a fi utilizat), datorită reacțiilor chimice nedorite care au loc în interiorul lui. Acest ritm depinde de structura chimică a acumulatorului și de temperatură. Se exprimată în % din capacitatea bateriei pierdută într-o săptămâna, lună sau într-un an. Ratele tipice de autodescărcare pentru elementele reîncărcabile cele mai utilizate sunt [5]:

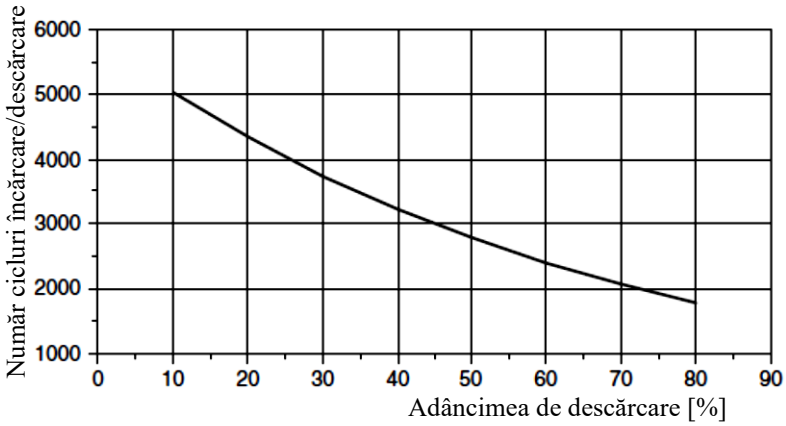


Fig.8.1 Dependența dintre durata de viață și adâncimea de descărcare pentru un acumulator tipic Pb acid [6].

- 4% până la 6% pe lună pentru cele cu Plumb-Acid;
- 15% până la 20% pe lună pentru cele cu Nichel-Cadmiu (NiCd);
- 30% pe lună pentru cele cu Nichel-Metal-Hydrat (NiMh);
- 2% până la 3% pe lună pentru cele cu Litiu.

14. Ecuația Peukert. Este o modalitate convenabilă de a caracteriza comportamentul unui acumulator și de a cuantifica în termeni matematici offset-ul capacității acestuia. Este o relație empirică care aproximează modul în care capacitatea disponibilă a unui acumulator se modifică în funcție de rata de descărcare [5]:

$$C = I^n \cdot T, \tag{8.7}$$

unde C este capacitatea teoretică, I este curentul de descărcare, T este timpul și n este numărul lui Peukert, o constantă pentru bateria dată. Ecuația arată că la curenți mai mari, există mai puțină energie disponibilă în baterie. Numărul lui Peukert este direct legat de rezistența internă a bateriei. O valoare apropiată de 1 indică faptul că bateria funcționează bine; cu cât numărul este mai mare, cu atât se pierde mai multă capacitate atunci când bateria este descărcată la curenți mari, curenți mai intenși însemnând pierderi mai mari și în consecință capacitate disponibilă mai redusă. Numărul Peukert al unei baterii este determinat empiric. Pentru bateriile cu plumb acid, numărul este de obicei între 1,3 și 1,4 [5].

15. Starea de încărcare (SOC). Tensiunea măsurată la bornele acumulatorului și densitatea relativă a electrolitului se modifică în funcție de starea lui de încărcare (descărcare) [6]. Atât tensiunea cât și densitatea relativă sunt mărimi care pot fi folosite pentru a evalua starea de încărcare (SOC) a acumulatorului, dar ambele sunt dificil de măsurat corect. Pentru a face măsurare precisă a tensiunii, acumulatorul trebuie să fie în repaus, ceea ce înseamnă că trebuie să treacă cel puțin câteva ore după orice încărcare sau descărcare. Densitatea relativă este, de asemenea, dificil de măsurat, deoarece din cauza stratificării electrolitului o probă prelevată din lichidul de deasupra plăcilor poate să nu ofere o valoare medie precisă. În figura 8.2 se prezintă dependența tensiunii și a densității relative pentru un acumulator Pb-acid de 12 V în repaus, pentru un electrolit bine amestecat, în funcție de starea de încărcare [6]. Este interesant de remarcat că o baterie de 12 V este încărcată doar cu aproximativ 20% atunci când tensiunea la borne este de 12 V.

16. Randamentul Coulomb și randamentul voltaic. Se presupune că un acumulator este încărcat cu un curent constant I_C, în timpul T_C, timp în care tensiunea aplicată este U_C. Aportul de energie înmagazinată în acumulator este:

$$E_{in} = U_C \cdot I_C \cdot T_C . \tag{8.8}$$

Să presupunem că acumulatorul este descărcat la un curent I_D și o tensiune U_D într-o durată de timp T_D, furnizând o cantitate de energie:

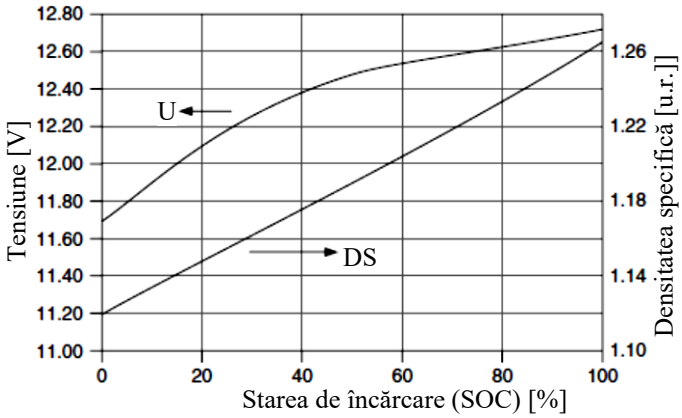


Fig.8.2 Tensiunea și densitatea specifică pentru un acumulator tipic plumb-acid, cu ciclu profund, de 12 V [6].

$$E_{out} = U_D \cdot I_D \cdot T_D \,. \tag{8.9}$$

Eficiența energetică a acumulatorului, η_a, se scrie:

$$\eta_a = \frac{E_{in}}{E_{out}} = \frac{U_C \cdot I_C \cdot T_C}{U_D \cdot I_D \cdot T_D} = \frac{U_C[V]}{U_D[V]} \cdot \frac{(I_C \cdot T_C)[A \cdot h{=}C]}{(I_D \cdot T_D)[A \cdot h{=}C]} = \eta_V \cdot \eta_C \,. \tag{8.10}$$

Raportul dintre tensiunea de descărcare și tensiunea de încărcare, η_V (V/V), se numește *randamentul voltaic al bateriei*, *iar raportul* η_V (Ah/Ah = C/C), *se numește eficiență Coulomb*. Un acumulator tipic cu plumb-acid de 12 V poate fi încărcat la o tensiune de aproximativ 14 V, iar tensiunea de descărcare ar putea fi în jur de 12 V. Eficiența voltaică ar fi, prin urmare:

$$\eta_V = \frac{12}{14} = 0,86 = 86\% \,.$$

Deci, **randamentul Coulomb** este raportul dintre *sarcina electrică (Coulombi) încărcată* în acumulator și *sarcina electrică ieșită (descărcată)*. Această diferență apare datorită fenomenului de *gazeificare*. Când un acumulator se apropie de încărcarea completă, tensiunea celulei sale devine suficient de mare pentru a electroliza apa, creând hidrogen și oxigen gazos care pot fi eliberați. Printre efectele negative ale acestei gazeificări se numără pierderea unora dintre electronii de încărcare împreună cu gazele care evadează. În timp ce starea de încărcare a bateriei (SOC) este scăzută, fenomenul este redus, iar randamentul Coulomb este de aproape 100%, dar poate scădea sub 90% în timpul etapelor finale de încărcare. Pe parcursul unui ciclu de încărcare complet, acest randament este de obicei între 90% și 95%. Pentru o valoare de 90% a randamentului Coulomb, eficiența energetică globală a unui acumulator cu plumb, cu un randament voltaic de 86%, ar fi de aproximativ:

$$\eta_a = \eta_V \times \eta_C = 0,86 \times 0,90 = 0,77 = 77\% \,.$$

17. Schema electrică echivalentă a unui acumulator. În figura 8.3, a este reprezentată schema electrică echivalentă a unei celule, iar în figura 8.3, b este reprezentată schema echivalentă a unui acumulator privit ca o sursă ideală de tensiune înseriată cu rezistența internă (regim staționar), unde:

- R_m este rezistența căii metalice prin celulă, inclusiv bornele, electrozii și interconexiunile;
- R_a este rezistența căii electrochimice, inclusiv electrolitul și separatorul;
- C_b este capacitatea plăcilor paralele care formează electrozii celulei;
- R_e este rezistența de contact neliniară dintre placă sau electrod și electrolit.

Pentru a încărca acumulatorul, tensiunea aplicată la bornele acestuia, U, trebuie să fie mai mare decât U_a (tensiunea ideală), iar la descărcare tensiunea de ieșire va fi mai mică decât U_a.

În timpul acelor timpi de încărcare și descărcare, există pierderi de putere pe rezistența internă. Deoarece aceste pierderi sunt proporționale cu pătratul curentului, timpii de încărcare sau descărcare mai rapizi (intensități mai mari ale curenților) duc la pierderi mult mai mari.

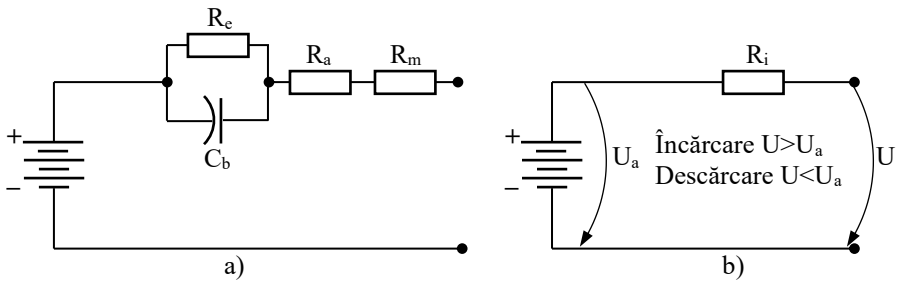


Fig.8.3 Schema electrică echivalentă:
a) pentru o celulă; b) a unui acumulator obținută pe baza echivalentului Thevenin.

Astfel, pentru un acumulator de 180 Ah, 12 V cu o tensiune de repaus de 12,3 V (la SOC curentă) este încărcat la o rată C/5, timp în care tensiunea aplicată este de 13,2 V. Folosind schema echivalentă din figura 8.4, b, se cere:
a) Să se calculeze rezistența internă a acumulatorului;
b) Să se determine fracțiunea din puterea de intrare care se pierde pe rezistența internă a acumulatorului;
c) Să se determine fracțiunea din puterea de intrare care se pierde pe rezistența internă a acumulatorului dacă încărcarea se face la o rată C/10.

Soluție

a) La C/5, curentul este de 180 Ah/5 h = 36 A, astfel încât rezistența internă are valoarea:

$$R_i = \frac{U - U_a}{I} = \frac{13,2 - 12,3}{36} = 0,025\,\Omega;$$

b) Pierderile pe rezistență, ca fracțiune din puterea de intrare sunt:

$$\frac{R_i \cdot I^2}{U \cdot I} = \frac{0,025 \cdot 36^2}{13,2 \cdot 36} = 0,068 = 6,8\%;$$

c) La C/10, curentul este de 180 Ah/10 h = 18 A, iar tensiunea de intrare necesară pentru a conduce 18 A prin rezistența de 0,025 Ω este:

$$U = U_a + I \cdot R_i = 12,3 + 18 \cdot 0,025 = 12,75\ \text{V},$$

și la rata de încărcare C/10 = 18 A, pierderile sunt:

$$\frac{R_i \cdot I^2}{U \cdot I} = \frac{0,025 \cdot 18^2}{12,75 \cdot 18} = 0,035 = 3,5\%.$$

Trebuie menționat faptul că, atât U_a, cât și R_i depind de starea de încărcare a bateriei (SOC), temperatura acesteia și istoricul acesteia.

18. Prețul acumulatorilor - pentru a putea face o comparație corectă a costurilor stocării unor cantități echivalente de energie, trebuie utilizat prețul pe Wh. De exemplu, un acumulator Plumb-Acid de 12 V și 60 Ah, care costă 200 RON, are un cost de 200 RON / (12×60×3600 Wh) = 200 RON/2.592.000 Wh = 0,0771 RON/kWh. Un acumulator cu Litiu, de 11,1 V, 2600mAh, care costă 80 RON, are un cost de 80 RON/(11,1×2,6×3600 Wh) = 80 RON/103.896Wh =0,77 RON/kWh.

În figura 8.4 este prezentată o schemă de principiu de utilizare a acumulatorilor ca elemente de stocare a energiei electrice.

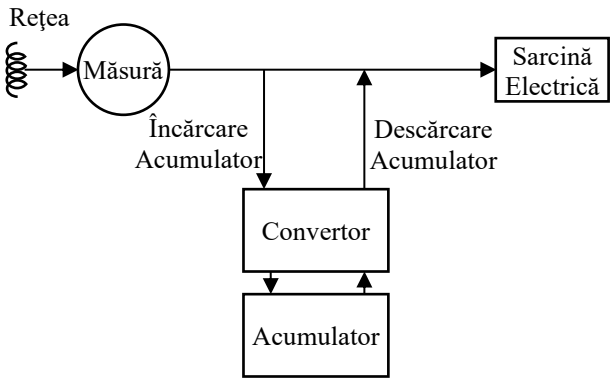


Fig.8.4 Schemă de principiu pentru utilizarea acumulatorilor.

Sistemele de stocare electrochimice a energiei electrice sunt utilizate frecvent în aplicații staționare, inclusiv ca sisteme de stocare integrate în instalațiile fotovoltaice rezidențiale.

Principalele tehnologii de acumulatori sunt următoarele [7]:

➢ **Acumulatorii litiu-ion** (Li-ion): sunt utilizați pe scară largă în diverse aplicații datorită performanțelor tehnice superioare, precum sisteme de stocare a energiei electrice, laptopuri, telefoane inteligente, scule electrice și vehicule electrice. Sunt mai multe tipuri de acumulatori pe bază de litiu, în funcție de materialele folosite în cadrul electrozilor. De obicei, grafitul este utilizat ca anod, iar diverși compuși metalici ai litiului sunt folosiți ca materiale pentru catod. Principalele tehnologii sunt bateriile cu litiu-fier-fosfat (LFP), litiu-sulf și litiu-aer.

Principalele avantaje includ puterea specifică ridicată (250–340 W/kg) și densitatea mare de energie, care permit obținerea unei tensiuni de funcționare mai mari, de aproximativ 4 V, ca urmare a utilizării electroliților ne apoși. Li-ion prezintă o eficiență ridicată (90–99%), o durată de viață lungă — cu peste 6000 de cicluri, în funcție de condițiile de funcționare — o rată de autodescărcare redusă (8–31%) și un impact scăzut asupra mediului. Alte avantaje includ mentenanța redusă, durata mare de exploatare și greutatea mică.

Dezavantajele acumulatorilor Li-ion sunt legate în principal de condițiile lor de operare. Atunci când celulele sunt conectate în serie sau în paralel și sunt depășite limitele de tensiune admise, pot apărea reacții exotermice, care pot conduce la explozie sau incendiu. De asemenea, descărcarea profundă și funcționarea la temperaturi ridicate reduc semnificativ durata lor de viață.

➢ **Acumulatorii plumb-acid** sunt o tehnologie matură de stocare a energiei. Structura lor este relativ simplă. Acumulatorii sunt formați din plăci de plumb, pozitive și negative, imersate într-un electrolit lichid, precum acidul sulfuric. Bateriile cu reglare prin supapă (VRLA) sunt etanșe, însă dispun de o supapă care eliberează gazele atunci când presiunea internă devine prea ridicată. Designul necesită utilizarea unei cantități minime de electrolit, ceea ce permite reutilizarea oxigenului în interiorul bateriei, implicând o pierdere redusă de apă. În funcție de electrolit, există două tehnologii comercializate: AGM-VRLA (Absorptive Glass Mat Valve-Regulated) și Gel-VRLA, fiecare având o structură și caracteristici proprii..

Proprietățile tehnologiei *AGM-VRLA* depind de porozitatea și uniformitatea materialului. Electrozii sunt separați printr-un strat de fibră de sticlă care reține prin umezire și capilaritate acidul sulfuric, crescând siguranța în funcționare. Distribuția electrolitului depinde de structura poroasă, iar nivelul de saturație poate influența performanțele de încărcare și descărcare. Principalele caracteristici sunt puterea ridicată, capacitatea de încărcare rapidă și mentenanța redusă. În ciuda densității de energie reduse, a eficienței scăzute, între 80–90%, și a numărului

limitat de cicluri, între 500 și 2500, la o adâncime de descărcare (DoD) de 30–50% AGM-VRLA sunt utilizate frecvent în aplicații rezidențiale și industriale de stocare a energiei, datorită costului inițial redus și a impactului scăzut asupra mediului, fiind ușor de reciclat.

Tehnologia *Gel-VRLA* are o structură similară. Diferența majoră este utilizarea unui electrolit gelificat, iar calitatea agentului de gelificare are un impact semnificativ asupra performanței. Electrolitul pe bază de acid sulfuric oferă două avantaje principale: scurgeri reduse sau inexistente de acid, ceea ce reduce semnificativ riscul de coroziune, și flexibilitate în instalare, orientarea bateriei neafectând performanța. Gel-VRLA sunt caracterizate de eficiență ridicată, între 90% și 99%, peste 4000 de cicluri la 40% DoD, durată lungă de viață, în medie 10 ani, stabilitate bună la încărcare și rată scăzută de autodescărcare.

Principalul dezavantaj al tehnologiilor VRLA este comportamentul deficitar la reîncărcare. Acești acumulatori sunt sensibili la întreruperile care pot apărea în timpul procesului de încărcare, în special în intervalul 90%–100%, ceea ce determină creșterea rezistenței interne și, pe termen lung, reducerea capacității utile. Un efect similar apare atunci când acumulatorul rămâne timp îndelungat într-o stare de descărcare redusă, ducând la pierderea materialului activ și la curent scăzut de inițiere a procesului de descărcare.

Datorită caracteristicilor lor, acumulatorii plumb-acid rămân o opțiune preferată în transport și în stocarea energiei din surse regenerabile, în special energie fotovoltaică. Acestea sunt utilizate, de asemenea, în industria auto, telecomunicații și ca surse de rezervă pentru serviciile de urgență.

- **Acumulatorii plumb-carbon** (LCB) prezintă îmbunătățiri tehnice semnificative față de cei tradiționali cu plumb-acid, datorită incorporării carbonului în placa negativă, ceea ce crește conductivitatea, porozitatea și inhibă procesul de sulfatare a plumbului. Mai multe materiale pe bază de carbon sunt adăugate în materialele active negative, fiind utilizate în mod obișnuit în acumulatorii comercializați pentru a îmbunătăți performanța electrochimică: acetilenă neagră, nanofibre de carbon, carbon obținut din biomasă și grafen.

Acești acumulatori depășesc 7000 de cicluri pe durata lor extinsă de viață, de aproximativ 20 de ani, la o adâncime de descărcare de 70%, necesitând servicii de întreținere reduse. Eficiența lor depășește 90%, iar rata de autodescărcare este mai mică de 7%. Un avantaj important este faptul că 98% din materialele utilizate în LCB pot fi reciclate, contribuind la reducerea cantităților de deșeuri de plumb. Majoritatea țărilor industrializate dispun de reglementări și programe prin care acumulatorii și bateriile sunt colectate, reciclate și transformate în produse noi fabricate din materiale recuperate.

Principalele dezavantaje includ flotarea și pătrunderea carbonului, ceea ce determină o pierdere crescută de apă în timpul funcționării, performanțe reduse la temperaturi negative, stratificarea acidului și costuri inițiale investiționale mai ridicate. Totuși, acumulatorii LCB sunt utilizați în mod obișnuit în autovehicule hibride, sisteme de alimentare neîntreruptibilă (UPS), sisteme pentru cărucioare de golf, iluminat stradal solar și sisteme de stocare pentru instalațiile fotovoltaice rezidențiale montate pe acoperiș.

- **Acumulatorii redox cu vanadiu** (VRFB) - reprezintă o soluție promițătoare pentru reducerea instabilității rețelei, prin stocarea energiei produse din surse regenerabile. Structura lor include două soluții electrolitice, aparținând aceleiași specii chimice pentru a reduce riscul de contaminare, doi electrozi care reacționează cu electroliții pentru a produce electroni și o membrană ion-selectivă, care separă electrozii și facilitează conducția ionică. Principiul de funcționare constă în stocarea energiei în speciile redox dizolvate în electrolit. Astfel, capacitatea de stocare depinde de concentrația și volumul electrolitului, în timp ce puterea este determinată de numărul de celule, ceea ce permite selectarea unei dimensiuni optime adaptate cerințelor fiecărei aplicații.

Principalele caracteristici ale VRFB includ eficiență energetică ridicată, între 75% și 91%, rată de autodescărcare neglijabilă (sub 1%), durabilitate și fiabilitate ridicate, cu peste 10.000

de cicluri de viață. Dezavantajele includ densitatea redusă de putere, cauzată de tensiunea și densitatea de curent scăzute, costuri moderate de întreținere și un impact ridicat asupra mediului. Catalizatorii pe bază de vanadiu sunt toxici pentru oameni, animale și plante, din cauza conținutului de metale grele. Acumulatorii VRFB uzați pot fi reciclați; totuși, procesul de extracție a vanadiului necesită temperaturi ridicate și generează emisii toxice.

Datorită capacității lor de încărcare și descărcare profundă și numărului mare de cicluri, VRFB pot fi utilizați atât în aplicații industriale, cât și rezidențiale, ca sisteme de stocare a energiei integrate în instalațiile fotovoltaice, cu puteri instalate în intervalul de la câțiva kW până la nivel MW.

- **Acumulatorii AIHB** (Aqueous Ion Hybrid Battery) - au o structură similară cu acumulatorii Li-ion datorită electrozilor cu grosime ridicată, care sunt realizați din materiale similare. Electroliții apoși sunt pe bază de sodiu, ceea ce reduce densitatea electrică, dar și costurile implicate. Alte caracteristici includ o eficiență ridicată, de peste 90%, aproximativ 3000 de cicluri de viață la un DoD de 70%, ceea ce implică o durată de viață de aproximativ 9 ani. Procesul de autodescărcare este cauzat de reacții chimice interne și depinde de puritatea materialului activ și/sau a electrolitului, a electrozilor, conductorilor, liantului sau separatorilor. Rata de autodescărcare este estimată între 6% și 9%.

Un avantaj important este faptul că acumulatorii AIHB au un impact redus asupra mediului, fiind considerați o alternativă bună la tehnologiile Li-ion și plumb-acid. Acest lucru compensează densitatea electrică scăzută, care implică o creștere a masei pentru a obține capacitatea dorită. Pentru a îmbunătăți conductivitatea, au fost studiate mai multe materiale, precum MoS_2, CuS, ZnS și alte sulfururi metalice susținute pe grafen, care oferă teoretic o capacitate ridicată.

Deși se află în faza de cercetare-dezvoltare, acumulatorii AIHB sunt comercializați ca sisteme de stocare ecologice și sunt utilizați în principal ca sisteme de stocare mici și medii în instalații fotovoltaice rezidențiale și în aplicații de micro-rețele insulare.

- **Acumulatorii sodiu-sulf** (NaS) - utilizează sodiu topit și sulf ca materiale active, ceea ce permite funcționarea la puteri ridicate (150–230 W/kg) și o densitate de energie mare. Anodul, realizat din sodiu topit, și catodul, format din sulf lichid, sunt separate printr-un electrolit solid, beta-alumină. Pentru a facilita deplasarea ionilor prin electrolit, acumulatorul trebuie să funcționeze la temperaturi ridicate, de cel puțin 300°C, pentru a asigura o bună conductivitate ionică și pentru a menține ambii electrozi în stare lichidă.

Principalele caracteristici includ o eficiență de 80%, între 5000–6000 de cicluri la un DoD de 60%, ceea ce corespunde unei durate de viață de aproximativ 15 ani. Un avantaj semnificativ este faptul că acumulatorii NaS nu prezintă un proces de autodescărcare și au un impact asupra mediului mai redus decât acumulatorii Li-ion, fiind netoxici.

Acumulatorul NaS este utilizat ca sistem de stocare a energiei în aplicații staționare, inclusiv în sistemele fotovoltaice rezidențiale, autovehicule electrice, industria aerospațială și stivuitoare. Progresele realizate în ultimul deceniu pentru îmbunătățirea condițiilor de funcționare și a performanțelor generale ale acumulatorilor NaS permit integrarea acestei tehnologii ca soluție de stocare la scară de utilitate, facilitând transferul energiei eoliene din perioadele cu cerere redusă în perioadele cu vârf de sarcină.

8.3.3. Stocarea electrică a energiei

8.3.3.1. Stocarea magnetică a energiei cu supraconductoare (SMES)

Energia este stocată în câmpul magnetic generat de un curent continuu care parcurge înfășurarea unei bobine supraconductoare [8], [9].

Energia stocată inductiv și puterea nominală sunt parametri specificați pentru dispozitivele SMES, iar acestea pot fi exprimate după cum urmează:

$$E = \frac{1}{2} L \cdot I^2 = \int_V \frac{B^2}{2\mu_0} dV , \qquad (8.11)$$

respectiv

$$P = \frac{dE}{dt} = L \cdot i \frac{di}{dt} , \qquad (8.12)$$

unde L este inductanța bobinei, I este curentul prin bobină, B este inducția magnetică iar $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m este permeabilitatea vidului. Energia stocată poate fi furnizată pe perioade variind de la o fracțiune de secundă la mai multe ore.

Sistemul SMES constă dintr-o bobină supraconductoare cu inductivitate mare care funcționează la temperatură criogenică. Această temperatură este obținută prin utilizarea de heliu sau azot lichid. În mod obișnuit sunt utilizate două tipuri de sisteme de conversie:

- un convertor sursă de curent (CSC), atât la interfața cu rețeaua de curent alternativ cât și de încărcare / descărcare bobină;
- un convertor sursă de tensiune (VSC), la interfața cu rețeaua de curent alternativ și un convertor cc-cc pentru încărcare / descărcare bobină. VSC și convertorul cc-cc sunt conectate la aceeași bară în tensiune continuă.

Modurile de încărcare / descărcare / standby sunt obținute prin controlul tensiunii pe bobina sistemului SMES (V_{bob}). Bobina SMES este încărcată sau descărcată prin aplicarea unei tensiuni pozitive sau negative (V_{bob}), prin bobina supraconductoare. Atunci când valoarea medie a tensiunii, V_{bob}, este zero sistemul SMES intră în modul de așteptare (standby), rezultând o valoare medie a curentului bobinei I_{bob}. Tipul solenoid (Fig.8.5) a fost utilizat pe scară largă datorită simplității și rentabilității acestuia [9].

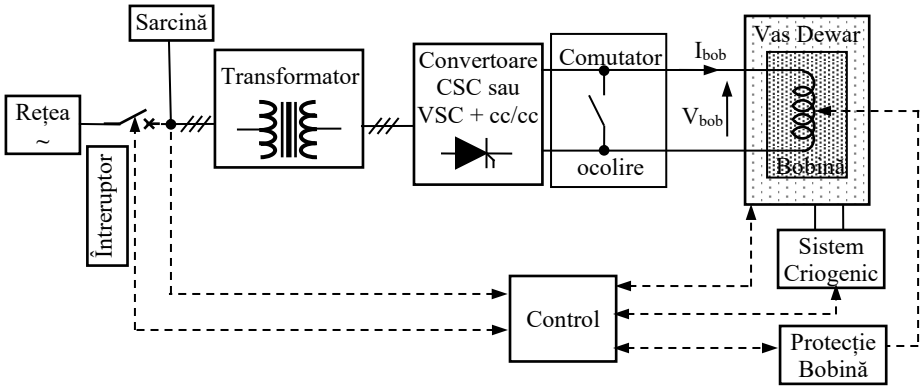


Fig.8.5 Componența unui sistem SMES [8].

Există două tipuri de supraconductori care pot fi utilizați pentru aceste aplicații [10]:

- cea mai veche tehnologie, cunoscută sub denumirea de supraconductibilitate temperatură critică joasă (STCJ), implică conductoare care funcționează la o temperatură foarte scăzută (4 K – heliu lichid), în prezența unui câmp magnetic de ordinul a 5 T;
- cea mai recentă tehnică, este cunoscută sub denumirea de supraconductibilitate la temperatură critică înaltă (STCI) și utilizează materiale în câmpuri magnetice foarte intense (de circa 10 T), la temperaturi de aproximativ 20 - 30 K (mediu de răcire utilizat este azot lichid în loc de heliu lichid). Astfel se obțin densități de energie mai mari decât în cazul STCJ, dar în același timp conductoarele STCI sunt supuse la solicitări mecanice deosebit de intense. Avantajele acestei tehnologii rezultă din durata de viața ridicată (20-30 de ani), randamente foarte bune (95%) și densități de putere mari (cu mult peste 2 kW/kg). Unul dintre dezavantaje este legat de mediul criogenic asociat, care necesită practici de exploatare și de întreținere noi în rețelele energetice.

Performanța dinamică a unui sistem SMES este mult superioară altor tehnologii de stocare. Accesul mai rapid și mai eficient la energia stocată și un timp de răspuns mai scurt sunt avantajele sale, în schimb una dintre problemele majore este prețul său de cost.

8.3.3.2. Stocarea energiei cu supercondensatori (SESC)

Supercondensatorii sunt condensatori dublu strat la care capacitatea de stocare a energiei crește prin creșterea suprafeței prin utilizarea unui electrolit poros. Energia este stocată în câmpul electric al condensatorului prin aplicarea unei tensiuni continue între electrozi. Unul dintre cele mai mari avantaje este densitatea de energie cu mult mai mare decât la condensatoarele obișnuite, de cca 10 la 100 de ori mai, 1,2 V la 4 V pe celulă, cu o densitate de energie de 20 MJ/m^3 până la 70 MJ/m^3 [10].

Necesită utilizarea unor convertoare de putere adecvată și a unui dispozitiv de încărcare/descărcare. Au o durată de viață practic nelimitată, capacitate de descărcare rapidă și curenți de scurgere foarte reduși.

Energia stocată în condensator depinde de capacitate și de tensiune:

$$E = \frac{1}{2} C \cdot U^2 . \tag{8.13}$$

Un electrolit (conductor pur ionic, izolant electronic) este situat între doi electrozi conducători de electroni având o suprafață specifică foarte mare (granule de carbon sau polimeri conductori microfibroși, de exemplu, putând atinge câteva sute sau mii m^2 per gram de material). Deplasarea ionilor pozitivi sau negativi în electrolit, sub influența unui câmp electric aplicat între electrozi, le permite să formeze la frontiera fiecăruia acumulări de sarcini electrice denumite în dublu strat [10]. Ca urmare a suprafeței specifice foarte mari a materialului de electrod, suprafața activă a acestui dublu strat este considerabil mai mare decât cea a unui condensator convențional (Fig.8.6) și permite densități de stocare a de energie cu cel puțin două ordine de mărime superioare condensatoarelor clasice.

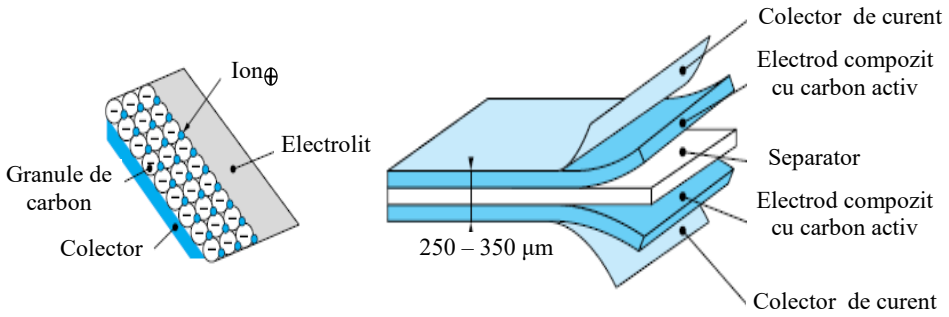


Fig.8.6 Principiul dublului strat [9].

Teoretic, ionii rămân în electrolit și nu există nici o reacție electrochimică la interfața cu electrozii, spre deosebire de ceea ce se întâmplă într-un acumulator. Rezultă o durată de viață mai lungă și creșterea numărului de cicluri de funcționare. Cu toate acestea, deoarece deplasările ionilor din electrolit sunt mai lente, constanta de timp a mișcării de echilibru într-o direcție sau alta este mult mai mare decât cea a unui condensator. Pe de altă parte, tensiunea de ținere a stratului dublu fiind scăzută (de ordinul 1 V), pentru a atinge o tensiune ridicată este necesară înserierea unui număr mare de elemente [9].

Cele mai performante supercondensatoare actuale ating o densitate de energie de 10 - 15 Wh/kg, fiind vorba de materiale scumpe cum ar fi oxidul de ruteniu. Cu carbon sau polimeri cu conductivitate se ating densități de circa 2 - 5 Wh/kg și o densitate de putere de la 0,800 la 2,000 kW/kg, cu mai mult de 100 000 de cicluri de încărcare / descărcare, o constantă timp sub 10 s și o tensiune pe element de 2,5 la 3V.

Tabelul 8.1 prezintă caracteristicile supercapacitorilor comercializați sau în stadiul de prototip.

Tabelul 8.1 Supercapacitori. Caracteristici [9].

Caracteristica	Carbon activ Electrolit apos	Carbon activ Electrolit organic	Carbon activ Electrolit solid	Oxid de metal Electrolit apos	Polimer conductor Electrolit organic
Densitate de energie (Wh/kg)	0,2 la 2	1 la 5	1 la 5	2 la 10	2 la 10
Densitate de putere (kW/kg)	1 la 5	0,2 la 2	0,1 la 0,5	1 la 10	0,1 la 0,5
Tensiune (V)	0,8 la 1,2	2 la 3	2 la 3	0,8 la 1,2	0,8 la 1,3
Ciclabilitate	>100.000	>100.000	>10.000	>50.000	>10.000
Cost relativ	scăzut	scăzut	mediu	ridicat	mediu

În prezent, supercondensatorii sunt cele mai indicate dispozitive pentru asigurarea unor puteri de vârf mari la un consum redus de energie. Sunt capabile de încărcare completă, timp de zece ani, pot asigura alimentarea în timpul căderilor de tensiune și a golurilor. Pot fi complet descărcați, ușor de instalat, sunt compacți și pot funcționa eficient în diverse medii (calde, reci, umede). Un dezavantaj este faptul că nu se apropie de densitatea de energie a bateriilor. Cu toate acestea, ei sunt surse extrem de atractive de energie.

8.3.4. Stocarea mecanică

8.3.4.1. Stocarea energiei sub formă de aer comprimat (SEAC)

Stocarea energiei sub formă de aer comprimat constituie o alternativă atractivă pentru stocarea unor cantități apreciabile de energie electrică. Energia stocată provine din surplusul de energie livrat de centralele de bază pe perioada golurilor, sau din instalațiile care utilizează surse regenerabile de energie, și care este utilizată pentru comprimarea aerului în subteran (Fig.8.7) sau în rezervoare supraterane.

Atunci când cererea necesită o producție suplimentară, aerul comprimat în amestec cu gaze de ardere este utilizat pentru generarea energiei electrice în instalații similare cu instalațiile cu turbine cu gaze. O instalație convențională SEAC utilizează combustibil fosil. Prin urmare este considerată ca o instalație de producție (tip turbină cu gaz), în loc de o instalație de stocare.

Componentele de bază necesare într-o instalație SEAC sunt următoarele (Fig.8.7):

1 **- Compresorul de aer**, cu două sau mai multe etaje, răcire intermediară a realiza economii în ceea ce privește energia de compresie, și de a reduce conținutul de umiditate;

2 **– Camera de combustie;**

3 **- Turbina;**

4 **- Generator** – pentru a reduce costurile cu investițiile, generatorul poate funcționa și în regim de motor pentru antrenarea compresorului în timpul perioadelor de stocare a aerului comprimat.

5 **- Sisteme tip ambreiaj** pentru a asigura funcționarea alternativ a compresorului, sau a turbinei;

- **Echipament de control** pentru funcționarea turbinei și a compresorului;
- **Auxiliare** pentru a controla trecerea de la modul de generare la modul de stocare (ventilele V_1, V_2, V_3, etc.).

Pe perioada golurilor de sarcină, energia electrică poate fi stocată sub formă de aer comprimat (**calea 1**, cu ventilele V_1, V_2 deschise și ventilul V_3 închis) mașina electrică fiind cuplată la compresor, aerul comprimat fiind stocat în cavernă.

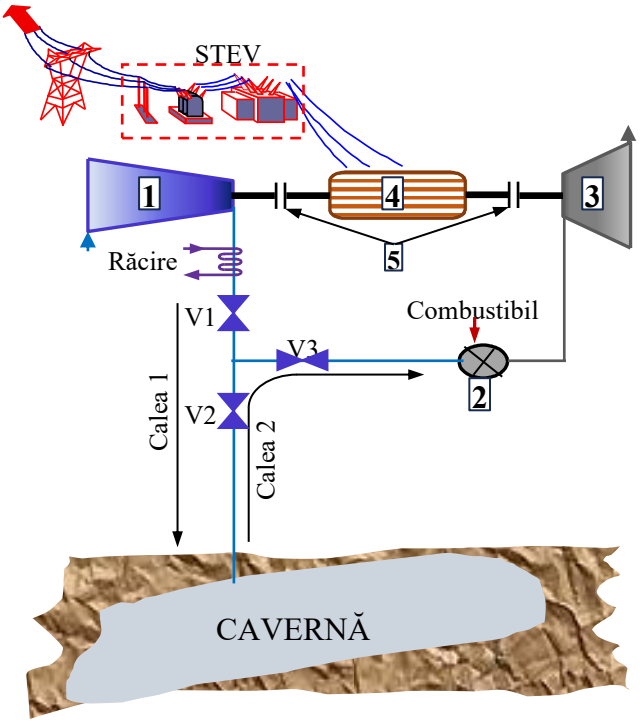


Fig.8.7 Principiul stocării energiei cu instalații SEAC.

Pe perioada de „standby" aerul comprimat este reținut în cavernă (toate ventilele sunt închise). Atunci când este necesară furnizarea unei energii suplimentare în SEE, aerul comprimat stocat va fi dirijat spre camera de ardere (unde se introduce combustibilul) pe **calea 2** (V_1 este închis, V_2 și V_3 sunt deschise) punând în funcțiune turbina cu gaze.

De obicei sunt aduse îmbunătățiri acestui ciclu simplu pentru a crește performanța economică [10]:

- Se poate instala un recuperator de căldură pe evacuarea turbinei pentru a preîncălzi aerul provenit din depozit înainte de a fi folosit în camerele de combustie. Astfel, consumul de combustibil este redus;
- Pe gazele de eșapament ale turbinei poate fi instalat un generator de abur. În acest caz, aburul este injectat în camerele de combustie ale turbinei cu gaz pentru a crește puterea electrică. Acest dispozitiv permite, de asemenea, reducerea producerii de oxizi de azot în timpul arderii;
- O combinație a celor două îmbunătățiri propuse mai sus: aerul comprimat din depozit este saturat în umiditate și apoi preîncălzit înainte de a fi utilizat în turbina cu gaz (turbină de gaz cu umidificarea aerului). Aburul produs în camerele de combustie este folosit în timpul expansiunii.

Pierderile de stocare sunt foarte mici, iar energia poate fi stocată pentru mai mult de un an. Timpul de pornire este de aproximativ 12 minute, comparabil cu cel al centralelor hidraulice cu acumulare și pompare (CHAP) și mai redus decât în cazul instalațiilor convenționale de generare.

Bilanțul energetic al unui astfel de sistem conduce la următoarelor valori: pentru a produce 1 kWh din energia stocată este necesară furnizarea a circa 1,60 kWh produși din combustibil (în loc de 3,70 kWh în cazul în care centrala pe gaz ar funcționa cu compresie simultană), iar sistemul de stocare va absorbit din rețea la vârf 0,70÷0,80 kWh necesari pentru comprimarea aerului [10]. Deci, poate rezulta o economie (înmagazinare) de energie de 3,70–1,60–0,80=1,30 kWh.

Prin compresie aerul se încălzește în timp ce expansiunea necesită căldură, temperatura

aerului scăzând în cazul în care nu apare o încălzire suplimentară. Astfel, dacă căldura generată în timpul compresiei poate fi stocată și utilizată în cursul expansiuni, eficiența sistemului de stocare se îmbunătățește considerabil [10].

Există trei moduri în care un sistem SEAC poate înmagazina aerul: compresie adiabatică (isentropică), compresie diabatică, respectiv izotermică:

➢ **Compresia adiabatică (pV^{γ} =constant)** - energia este stocată prin compresie adiabatică și returnată prin destinderea adiabatică a aerului în procesul de generare. Acest procedeu este un subiect în studiu fără a prezenta o utilizare la scară industrială până în anii 2010. Un astfel de proiect (ADELE) este preconizat să intre în dezvoltare în Germania [12]. Randamentul teoretic al stocării adiabatice se apropie de 100%, cu izolație perfectă, dar în practică se așteaptă atingerea unei eficiențe de circa 70% [10]. Energia termică poate fi stocată în materiale solide (beton sau piatră), mai puțin în fluide, cum ar fi uleiul fierbinte (până la 300 °C) sau topituri ale unor săruri (600 °C). Energia necesară pentru compresia aerului se calculează cu relația:

$$W_{comp} = \rho_{aer} V C_p T_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right], \tag{8.14}$$

iar temperatura de evacuare a aerului comprimat este dată de

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(\gamma-1)/\gamma}, \tag{8.15}$$

unde:

✓ p este presiunea absolută în bari (1 bar = 100.000 Pa = 100.000 N/m^2) – p_2/p_1 reprezintă raportul de compresie;

✓ V este volumul incintei [m^3];

✓ T – temperatura absolută [K] – T_1 este temperatura aerului la intrarea în compresor, iar T_2 reprezintă temperatura gazului comprimat (de evacuare);

✓ γ este coeficientul de transformare adiabatică al aerului, sau exponentul adiabatic, γ_{aer}=1,4;

✓ C_p căldura specifică masică - în cazul aerului C_p= 1004 J/(kg·K);

✓ ρ - densitatea gazului (ρ_{aer}=1,29 kg/m^3).

Se cere să se calculeze temperatura de ieșire a aerului din compresor și energia necesară pentru a comprima 1 m^3 de aer de la presiunea atmosferică p_1=1 bar la presiunea p_2=16 bar, la o temperatură ambiantă T_1=298 K (25 ºC). Se vor lua în considerare 3 scenarii:

a) o comprimare într-o singură treaptă (Fig.8.8, a);

b) o comprimare în două trepte, fără răcire intermediară, având rapoartele de compresie parțiale $p'_1/p_1=p_2/p'_1$=4 cu p'_1=4 bar (Fig.8.8, b);

c) o comprimare în două trepte, cu răcire intermediară până la temperatura ambiantă, având rapoartele de compresie parțiale $p'_1/p_1=p_2/p'_1$=4 cu p'_1=4 bar (Fig.8.8, b).

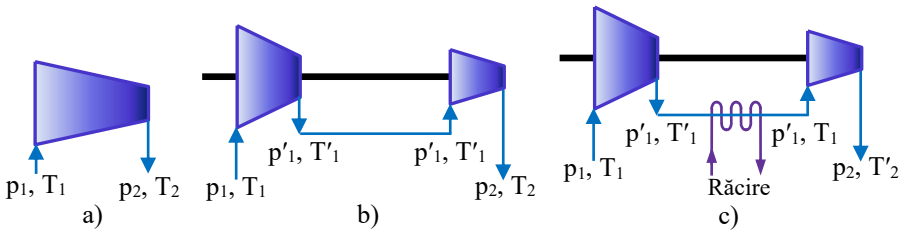


Fig.8.8 Compresia aerului: a) într-o singură treaptă; b) în două trepte fără răcire intermediară; c) în două trepte cu răcire intermediară

Soluție:

a)

- temperatura aerului comprimat (8.15):

$$T_2 = T_1\left(\frac{16}{1}\right)^{(1,4-1)/1,4} = 658\ \text{K} \quad (385\ °\text{C})\ ;$$

- energia necesară compresiei (8.14):

$$W_{comp,a} = 1,29\cdot 1\cdot 1004\cdot 298\left[\left(\frac{16}{1}\right)^{(1,4-1)/1,4} - 1\right] = 466,306\ \text{kJ}\ (0,130\ \text{kWh})\ ;$$

b)

- temperatura aerului comprimat:

$$T_2 = T_1'\left(\frac{p_2}{p_1'}\right)^{(\gamma-1)/\gamma} = T_1\left(\frac{p_1'}{p_1}\right)^{(\gamma-1)/\gamma}\left(\frac{p_2}{p_1'}\right)^{(\gamma-1)/\gamma} = T_1\left(\frac{p_1'}{p_1}\frac{p_2}{p_1'}\right)^{(\gamma-1)/\gamma} = T_2 = 658\ \text{K} \quad (385\ °\text{C})\ ;$$

- energia necesară compresiei:

$$W_{comp,b} = \rho_{aer}VC_p\cdot T_1\left[\left(\frac{p_1'}{p_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1\right] + \rho_{aer}VC_p\cdot T_1'\left[\left(\frac{p_2}{p_1'}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1\right] =$$

$$= \rho_{aer}VC_p\left\{T_1\left[\left(\frac{p_1'}{p_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1\right] + T_1\left(\frac{p_1'}{p_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}\left[\left(\frac{p_2}{p_1'}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1\right]\right\} = W_{comp,a}\ ;$$

c)

- temperatura aerului comprimat:

$$T_2' = T_1'\left(\frac{p_2}{p_1'}\right)^{(\gamma-1)/\gamma} = T_1\left(\frac{p_2}{p_1'}\right)^{(\gamma-1)/\gamma} = 298\left(\frac{16}{4}\right)^{(1,4-1)/1,4} = 443\ \text{K} \quad (170\ °\text{C})\ ,$$

deci, față de situațiile a și b, temperatura aerului comprimat este mai redusă cu (1–170/385)·100=55,8%;

- energia necesară compresiei:

$$W_{comp,b} = \rho_{aer}VC_p\cdot T_1\left[\left(\frac{p_1'}{p_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1\right] + \rho_{aer}VC_p\cdot T_1'\left[\left(\frac{p_2}{p_1'}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1\right] =$$

$$= 1,29\cdot 1\cdot 1004\cdot 298\left[\left(\frac{4}{1}\right)^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1\right] + 1,29\cdot 1\cdot 1004\cdot 298\left[\left(\frac{16}{4}\right)^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1\right] =,$$

$$= 187,573 + 187,573 = W_{comp,b} = 375,146\ \text{kJ}\ (0,104\ \text{kWh})$$

rezultând o economie de energie de comprimare, față de cazurile precedente, de circa (1–0,104/0,130)·100=19,56%.

➢ **Compresia izotermică (T=constant sau pV=constant)** - comprimarea și extinderea izotermică încearcă ca prin intermediul schimbului de căldură permanent cu mediul exterior să mențină temperatura de funcționare constantă. Aceste sisteme sunt practice pentru nivele scăzute de energie. Randamentul teoretic de stocare izotermă a energiei se apropie de 100% în cazul unui transfer de căldură perfect cu mediul exterior. În practică, astfel de cicluri

termodinamice perfecte nu se pot obține deoarece există pierderi de căldură inevitabile. Energia necesară pentru compresia aerului se calculează cu relația:

$$W_{comp} = NRT_1 \ln\left(\frac{p_2}{p_1}\right), \tag{8.16}$$

unde V_M=22,4 dm^3 este volumul unui mol de gaz.
Pentru a comprima izotermic 1 m^3 de aer de la presiunea atmosferică p_1=1 bar la presiunea p_2=16 bar, la o temperatură ambiantă T_1=298 K (25 ºC) consumul de energie va fi de:

$$W_{comp} = \frac{1000}{22,4} 8,3145 \cdot 298 \cdot \ln\left(\frac{16}{1}\right) = 306,683 \text{ kJ } (0,085 \text{ kWh}).$$

➢ **Stocarea energiei prin compresia diabatică a aerului** - disipă o mare parte din căldura de compresie cu răcitoare intermediare (se apropie de o comprimare izotermă) în atmosferă astfel încât o parte din energia necesară compresiei, obținută din sursele regenerabile, se pierde. Temperatura aerului comprimat este un indicator al cantității de energie stocată. Prin urmare, dacă temperatura aerului este scăzută acesta trebuie să fie în mod substanțial re-încălzit înainte de destinderea în turbină pentru a antrena un generator electric. Această reîncălzire poate fi realizată prin arderea gazelor naturale sau cu o masă de metal încălzit. Aceasta duce la scăderea eficienței ciclului de stocare/recuperare. În timp ce această abordare este relativ simplă, arderea combustibilului duce la creșterea costului energiei electrice recuperate și compromite beneficiile ecologice asociate cu cele mai multe surse de energie regenerabile. Cu toate acestea, acest sistem este până acum singurul sistem care a fost implementat la nivel comercial.

Principalul dezavantaj al SEAC este necesitatea existenței unor structuri geologice adecvate, cum ar fi mine de sare, mine, sau caverne naturale.

Aerul comprimat trebuie depozitat la presiune ridicată (40 până la 70 bari) și la o temperatură apropiată de cea ambientală, pentru a-i reduce volumul masic și, astfel, a reduce capacitatea rezervorului. Cu toate acestea, volumele stocate rămân foarte importante.

Din motive economice, este important ca scurgerile de aer din depozit să fie reduse. Ca urmare, instalația trebuie să fie situată deasupra unui strat de roci de foarte bună calitate sau a unui strat de sare (Fig.8.9, a). În Europa și Statele Unite, accentul se pune pe depozitarea în depozitele de sare.

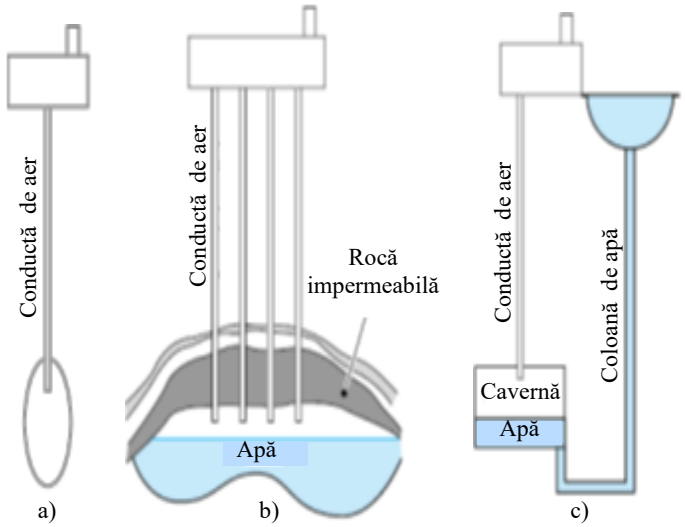


Fig.8.9 Stocare cu aer comprimat, scheme pentru diferite situri geologice [9]:
a) depozit de sare; b) formațiuni permeabile; b)substrat rocă cu compensare hidraulică.

Se pot utiliza tehnici similare cu cele pentru depozitarea gazului metan, și anume depozitarea în formațiuni din straturi permeabile (Fig.8.9, b).

Dacă se adoptă o presiune constantă de stocare, ca de exemplu în caverne stâncoase, se prevede rezervor de apă superior pentru compensarea hidraulică (Fig.8,9, c). Astfel, câștigul de volum este semnificativ în comparație cu o cavernă care se golește: pentru o presiune minimă de 50 bari, volumul este de 4 până la 5 ori mai mic [10].

O instalație, care utilizează SEAC și turbine cu gaze, funcționează încă din 1991 la centrala McIntosh din Alabama (Fig.8.10).

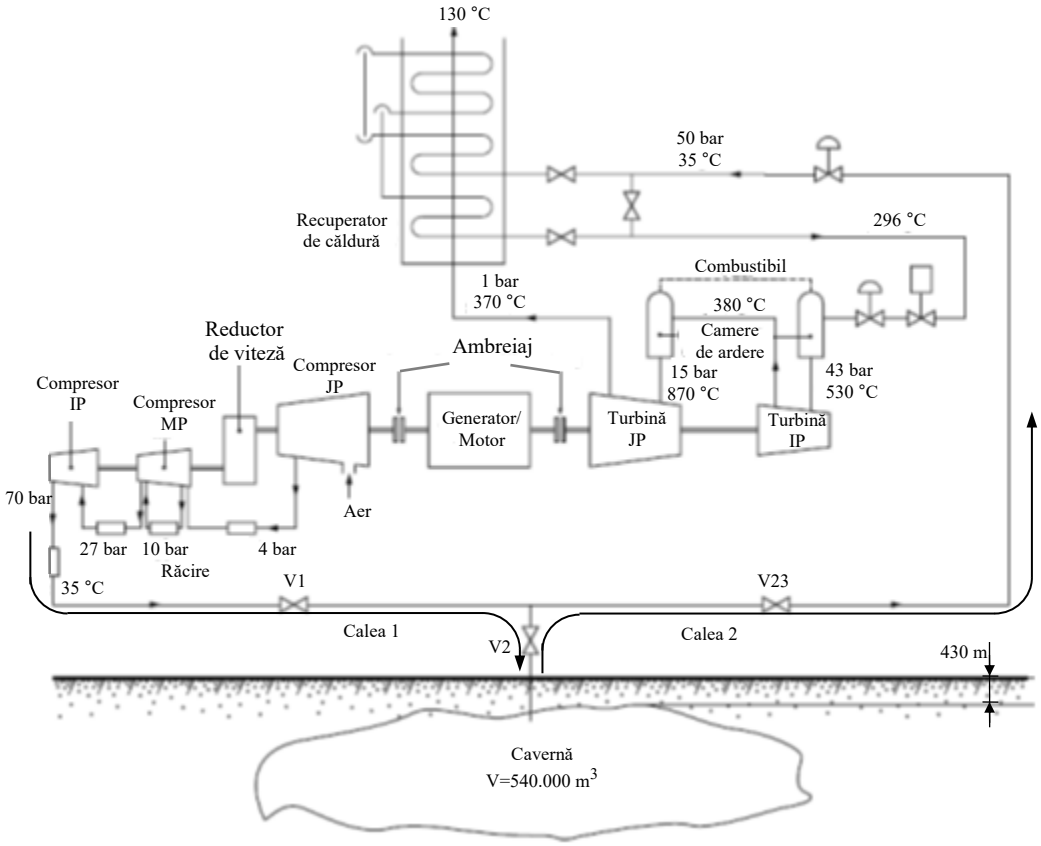


Fig.8.10 Principiul centralei McIntosh/Alabama (după Compressed air Magazine - sept. 1990) [10].

Instalația are următoarele caracteristici [10]:

- stocarea este realizată într-o mină de sare, iar presiunea în cavernă poate varia de la 50 la 70 bari (depozitare la volum constant și presiune variabilă);
- fiecare turbină, de presiune înaltă și joasă, are o cameră de combustie externă, prima dintre ele fiind adaptată la o presiune de 43 bari, în timp ce a doua funcționează la o presiune mai joasă de 15 bari;
- puterea compresoarelor este astfel aleasă încât timpul de depozitare este de 1,6 ori mai mare decât cel de recuperare. Un sistem de răcire reduce temperatura aerului care trebuie comprimat și, prin urmare, reduce energia necesară pentru compresie. Fiecare kilowatt-oră produs are nevoie de un consum de 0,82 kWh pentru comprimare și de 4300 kJ din combustibilul ars în camerele de combustie.

Instalația SEAC din McIntosh, Alabama, necesită 2,5 MJ de energie electrică și 1,2 MJ energie calorică pentru fiecare megajoule de energie produsă, ceea ce corespunde unui randament de recuperare a energiei de aproximativ 27% [10].

Modul de operare a instalației, a cărei schemă de principiu este prezentată în figura 8.10, este similar cu cea a instalației prezentată în figura 8.8.

8.3.4.2. Stocarea energiei în volanți (SEV)

Un volant este un dispozitiv electromecanic care cuplează un generator/motor cu o masă de rotație pentru a stoca energie pentru durate scurte. Energia stocată depinde de momentul de inerție al rotorului și pătratul vitezei de rotație a volantului. Momentul de inerție (J) depinde de raza, masa, și înălțimea (lungimea) a rotorului. Energia cinetică stocată este dată de

$$T = \frac{1}{2} J \cdot \omega^2, \tag{8.17}$$

unde J este momentul de inerție polar în jurul axei de rotație și ω este viteza unghiulară. În figura 8.11 se prezintă schema de principiu a unui astfel de sistem.

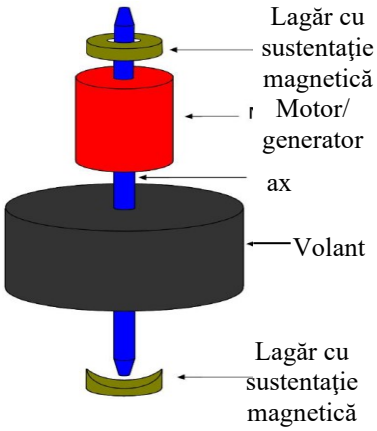


Fig.8.11 Schema principială a unui sistem SEV.

Această energie stocată este limitată, în practică, de stresul maxim admisibil legat de forțele centrifuge. Această constrângere s este proporțională cu densitatea r a materialului care constituie mobilul și pătratului vitezei periferice:

$$\sigma = k \cdot \rho \cdot v^2, \tag{8.18}$$

cu v = ω R, R fiind raza volantului.

Se poate demonstra că energia cinetică stocabilă pe unitatea de masă, m ,are forma [9]:

$$E_k / m = A \cdot \sigma / \rho, \tag{8.19}$$

cu A un număr fără dimensiuni care depinde de forma solidului rotativ.

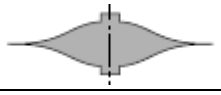
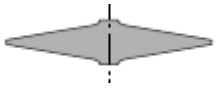
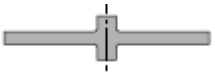
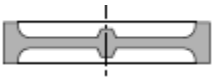
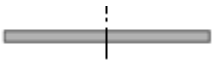
Densitatea maximă a energiei, prin urmare, depinde de raportul σ/ρ și de factorul de formă (Tabelul 8.2). Volanții trebuie, prin urmare, să fie proiectați cu materiale care sunt atât ușoare cât și rezistente. În plus, forma lor trebuie să conducă la realizarea unor eforturi uniform distribuite.

În tabelul 8.3 sunt prezentate câteva exemple de materiale metalice și compozite, precum și densitățile energetice corespunzătoare.

Aceste valori sunt pur teoretice deoarece nu este posibil ca materialul să funcționeze permanent în apropierea limitei sale de elasticitate. În practică aceste valori sunt de 2 – 3 ori mai mici [10].

Se poate arăta prin calcul simplu că trei sferturi din energia stocată este deja extrasă până când viteza a scăzut la jumătate din valoarea inițială. Această valoare va fi în general reținută ca fiind cea a energiei stocate practic.

Tabelul 8.2 Factorii de formă în funcție de tipul volantului [10]

Tipul volantului	Profil	Factorul de formă A
Disc de efort constant		1
Disc de efort constant modificat		0,931
Conic		0,806
Disc plat fără găuri		0,606
Coroană subțire		0,5
Roată plină		0,4
Disc plat cu găuri		0,305

Tabelul 8.3 Exemple de densități de energie obținute cu diferite materiale [10]

Material	Densitate (kg/m^3)	Densitate de energie masică (A = 1) [Wh/kg]
Fier 360	7800	4,3
Oțel din aliaj Fe-Ni fără C (Ni-400)	8000	26,5
Oțel forjat 26 NiCr Mo 14-5	7800	19,6
Titan 6 A/6 V	4500	40,8
Aluminiu 7075-T6	2800	17,2
Fibre de sticlă	2000	30
Fibre de carbon	1600	250

Volanții pot răspunde la problemele de calitate a energiei electrice cum ar fi variația frecvenței, întreruperi temporare, căderile de tensiune etc. Cantitatea de energie stocată într-un dispozitiv SEV depinde în principal de viteza unghiulară a rotorului. Sunt sisteme de stocare pe termen scurt. Au o durată lungă de viață (variază de la peste 105, până la 107, cicluri de utilizare), densitate mare de energie (100-130 Wh/kg sau 360-500 kJ/kg). Capacitățile tipice variază de la 3 la 33 kWh. Încărcarea rapidă a unui sistem apare în mai puțin de 15 minute. Volanții avansați construiți din materiale din fibră de carbon cu lagăre cu sustentație magnetică (Fig.8.11) pot atinge viteze de la 40.000 până la 60.000 rot/min.

8.3.4.3. Stocarea energiei în centrale hidroelectrice cu acumulare și pompare (CHAP)

Centralele hidroelectrice cu acumulări artificiale realizate prin pompare (CHEAP) sunt rezultatul preocupării de acoperire a vârfurilor de sarcină în sistemele energetice și de stocare a energiei sub formă de energie hidraulică în perioada golurilor de sarcină [13].

CHEAP utilizează energia electrică disponibilă în anumite perioade ale zilei sau anului, pentru a pompa apa dintr-un rezervor inferior intr-unul superior, între care există o diferență de nivel, care reprezintă căderea statică a CHEAP. De aici apa este turbinată și se produce din nou energie electrică în perioadele de sarcină maximă a consumului.

În acest fel se realizează o stocare a energiei electrice, din perioada când aceasta este disponibilă, sub formă de energie potențială a apei, pentru ca să o producă din nou în perioadele

când aceasta este deficitară în sistemul energetic. Există două soluții pentru realizarea CHEAP [12]:

➢ **în circuit deschis** - în figura 8.12 se prezintă cazul tipic al unei centrale hidroelectrice cu pompare în circuit deschis. La aceste amenajări întreaga cantitate de apă trecută prin turbine este obținută prin pompare. Stația de pompare 1 preia apa din primul lac natural și o pompează până în lacul artificial aflat la înălțimea hp De aici apa este adusă prin conducta forțată până la CHE amplasată mai jos cu înălțimea de turbinare H_T. Se utilizează patru mașini energetice: motor, pompă, turbină și generator;

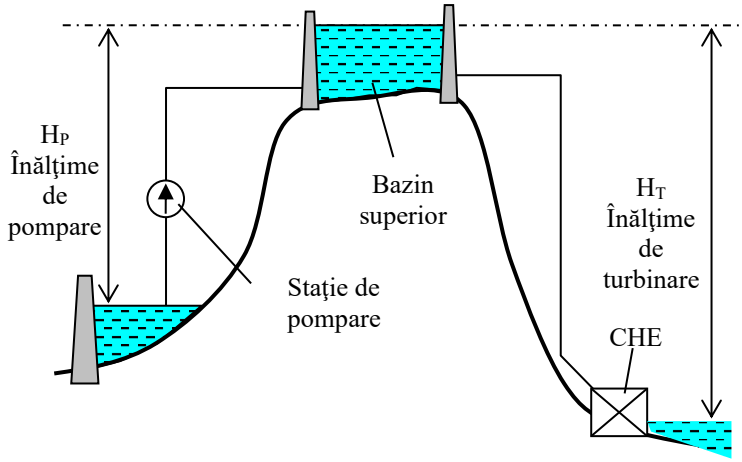


Fig.8.12 Schema de amenajare cu pompare în circuit deschis [13].

➢ **cu circuit închis** (Fig.8.13) - Acest tip de amenajare poate fi considerat cu acumulare prin pompaj pur, amenajarea în circuit deschis mai purtând numele și de CHE cu pompaj secundar. Conducta forțată se utilizează atât pentru turbinare cât și pentru pompare, din acest motiv turbinarea și pomparea nu pot funcționa simultan ca la cele în circuit deschis. La CHEAP în circuit închis se poate reduce numărul mașinilor energetice la trei sau chiar la două, având în vedere că turbina hidraulică poate funcționa și în regim de pompă prin modificarea unghiului paletelor directoare, iar generatorul sincron trece ușor în regim de motor sincron.

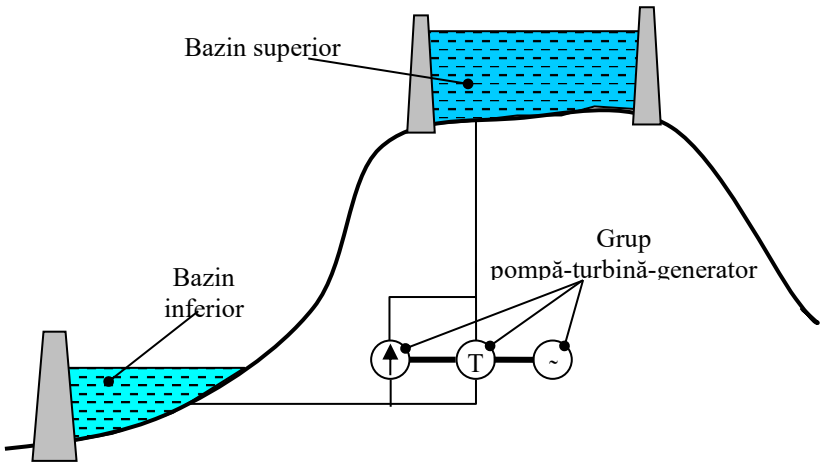


Fig.8.13 CHEAP în circuit închis [13].

Țări avansate din punct de vedere economic (SUA, Japonia, Germania etc.) au construit astfel de centrale cu puteri totale de mii de MW. Ele folosesc căderi mari de apă (mai mari de 200 m) pentru care debitele necesare sunt mai reduse. Puterea unitară a agregatelor este cuprinsă între 100 și 450 MW. Până la căderi de 400 m se utilizează mașini hidraulice

reversibile (pompă – turbină), la înălțimi mai mari se utilizează agregate cu două mașini hidraulice separate.

În cazul centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (CHEAP) a căror funcționare se bazează pe regimul de pompare, parametrii de funcționare sunt:

- puterea electrică consumată în regim de pompare, în perioada golului de sarcină:

$$P_p = 9{,}81\frac{Q_p \cdot H_{bp}}{\eta_p}, \tag{8.20}$$

unde:

- ✓ Q_p - debitul pompat;
- ✓ H_{bp} - înălțimea brută de pompare;
- ✓ η_p - randamentul total al pompării dat de produsul randamentelor parțiale:

$$\eta_p = \eta_{tr}\, \eta_{mel}\, \eta_P\, \eta_h, \tag{8.21}$$

  - η_{tr} – randamentul transformatoarelor coborâtoare;
  - η_{mel} – randamentul a motoarelor electrice;
  - η_P – randamentul al pompelor;
  - η_h - randamentul hidraulic;

- Energia electrică de bază, a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, se determină cu relația:

$$E_p = \int_0^T P_p \cdot dt; \tag{8.22}$$

- Randamentul total, este definit ca fiind raportul dintre energia electrică livrată si cea consumată, într-un interval de timp dat și este dat de produsul dintre randamentul total al ciclului de pompare (η_p) și cel al ciclului de turbinare (η_T):

$$\eta_{AP} = \eta_p \cdot \eta_T. \tag{8.23}$$

8.4. COMPARAȚIE ÎNTRE TEHNOLOGIILE DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE

În tabelul 8.4 se prezintă o comparație între diferitele sisteme de stocare a energiei electrice având drept indicatori următorii parametrii: puterea, densitatea de putere, densitatea de energie, randamentul, durata de viață, emisii, pierderi, autonomia, timpul de răspuns etc.

Tabelul 8.4 Comparație între diferitele tehnologii de stocare a energiei

Nr. Crt.	Parametru	SEA	SMES	SESC	SEAC	CHAP	SEV	SET
1.	Gama de puteri	100 W - 20 MW	1 - 100 MW	1-250 kW	25-350 MW	> 2 GW	kW	>5 MW
2.	Densitatea de putere [kW/m^3]	100-7000	>530	>170000	>CHAP	-	700-1800	>14
3.	Densitatea de energie [kWh/m^3]	70-250	>7	>50	>CHAP	-	280-420	140
4.	Emisii	reduse	nu	nu	nu	nu	nu	nu
5.	Randament [%]	88-92	~95	<95	~70	75-80	90-95	<60
6.	Durata de viață [ani]	3-6	~30	10-20	<50	~50	10-20	~30
7.	Pierderi [mW/W]	0,19	17	0,004	-	-	6-10	-
8.	Reglare frecvență	nu	nu	da	-	-	da	-
9.	Creșterea calității energiei	nu	nu	da	-	=	nu	nu
10.	Timp de răspuns	secunde	ms	ms	1-2 min.	1-2 min.	1-2 min.	-
11.	Autonomie	ore	secunde	secunde	ore	zile	minute	ore

BIBLIOGRAFIE

[1]. http://www.esat.kuleuven.be/electa/publications/fulltexts/pub_1515.pdf
[2]. L. Meeus, K. Purchala, R. Belmans, Development of the internal electricity market in Europe, The Electricity Journal, Vol.18, No.6, 2005, pp. 25-35.
[3]. S. Stoft, Power system economics: designing markets for electricity, Piscataway, IEEE press, 2002
[4]. Renaut MOSDALE, Transport électrique routier. Véhicules électriques à pile à combustible, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 5570, 2005.
[5]. The Electropaedia, http://www.mpoweruk.com., accesat octombrie 2017.
[6]. Gilbert M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power Systems, 2004 by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey
[7]. C. Cristea, M. Cristea, R. Tirnovan, F. Serban, Techno-Economic Assessment of a Grid-Connected Residential Rooftop Photovoltaic System with Battery Energy Storage System, Intechopen, 2024.
[8]. Kuldeep Sahay & Bharti Dwivedi, Energy Storage Technology for Performance Enhancement of Power Systems, Electrical Power Quality & Utilization MagazineVolume 4, Issue 1, 2009
[9]. Ravi Gupta, N K Sharma, P Tiwari, Astha Gupta, Nitisha Nigam, Anubha Gupta, Application of energy storage devices in power systems, International Journal of Engineering, Science and Technology Vol. 3, No. 1, 2011, pp. 289-297
[10]. André MARQUET, Clotilde LEVILLAIN, Alain DAVRIU, Séverine LAURENT, Philippe JAUD, Stockage d'électricité dans les systèmes électriques, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 4 030, 2005.
[11]. http://zebu.uoregon.edu/disted/ph162/l8.html, accesat octombrie 2017.
[12]. RWE Power, ADELE – Adiabatic Compressed-Air Energy Storage For Electricity Supply,http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/391748/data/235554/1/rwe-power-ag/company/Brochure-ADELE.pdf, accesat octombrie 2017.
[13]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru producerea energiei electrice, UT Press, Cluj Napoca 2000, ISBN 973-9471-26-9.

9. REȚELE ELECTRICE, CLASIFICARE, ARHITECTURĂ

9.1. INTRODUCERE

O rețea electrică (RE) poate fi definită ca un ansamblu fizic, format din construcții, materiale a căror calitate condiționează în mare măsură calitatea rețelei și deci calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor. Se pot aminti ca lucrări și materiale mai importante: linii electrice aeriene și subterane (conductoare, stâlpi, accesorii), construcții (stații și posturi), cabluri, aparate și echipamente electrice de comutație și protecție, transformatoare de putere, reactoare etc. În consecință o rețea electrică este alcătuită din instalațiile de transport și distribuție a energiei electrice care asigură legătura între sursele de energie electrică și consumatori [1].

Prezența RE în SEE este necesară din următoarele motive:

- asigură transportul energiei la distanțe mari, din zonele de producere spre centrele de consum, transportul sub formă de energie electrică fiind soluția economică;
- diferența dintre tensiunea nominală a generatoarelor și cea a consumatorilor;
- diferența dintre tensiunea nominală a liniilor de transport și cea a consumatorilor;
- diferența dintre puterea transportată și cea solicitată individual de către receptoare;
- funcționarea interconectată a centralelor din SEE sau funcționarea interconectată a SEE aparținând unor zone teritoriale diferite impun existența unei rețele de legătură.

Consumator de energie electrică este orice persoană fizică sau juridică care cumpără energie electrică pentru consumul propriu și, eventual, pentru un subconsumator racordat în condițiile legii la instalațiile sale.

Drept ***consumator de energie electrică*** se consideră ansamblul instalațiilor electrice de distribuție și utilizare aferente unei întreprinderi, instituții sau colectivități.

Echipamentele care transformă energia electrică într-o altă formă de energie utilă (mecanică, termică, luminoasă etc.) se numesc ***receptoare***. Acestea intră în componența consumatorilor de energie electrică.

Cerințele impuse instalațiilor de transport și distribuție pot fi succint grupate în:

- *Continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor* este o caracteristică a alimentării cu energie electrică ce se referă la durata și frecvența întreruperilor în livrarea energiei electrice. În funcție de natura efectelor produse de întreruperea alimentării cu energie electrică, *receptoarele* se clasifică în două categorii:
  - ✓ normale - se asigură o singură sursă de alimentare pe una sau mai multe căi;
  - ✓ vitale, la care întreruperea în alimentarea cu energie electrică poate duce la explozii, incendii, distrugeri de utilaje sau pierderi de vieți omenești (calculatoarele de proces, instalațiile de ventilație și evacuare a gazelor nocive sau a amestecurilor explozive, instalațiile de răcire la cuptoarele de inducție, săli de operație, pompele destinate stingerii incendiului, iluminatul de siguranță etc.). Pentru acestea se asigură două sau mai multe surse de alimentare.

Când se dorește o siguranță mai mare în funcționare, fără ca receptoarele să se încadreze în categoria de receptoare vitale, alimentarea se face de la o singură sursă, dar pe două sau trei căi de alimentare. În acest caz una dintre căile de alimentare reprezintă *alimentarea de bază* sau *alimentarea normală* cu energie electrică. Celelalte căi de alimentare reprezintă *alimentări de rezervă*.

Alimentarea de la două sau mai multe surse se realizează când în componența consumatorului se află receptoare vitale.

Alimentarea din sistemul energetic, indiferent de numărul căilor, este considerată alimentare de la o singură sursă.

Pentru consumatorii care au în componență receptoare vitale trebuie asigurată o cale suplimentară de alimentare, numită alimentare de securitate, care la indisponibilitatea căii de bază sau de rezervă, asigură alimentarea cu energie electrică a unui grup restrâns de receptoare, în scopul evitării unor fenomene periculoase la consumator.
Alimentarea de securitate se realizează de la o sursă proprie de energie, aparținând consumatorului: centrală proprie, generatoare sincrone mici acționate de motoare cu ardere internă sau motoare Diesel, baterii de acumulatoare, UPS-uri (uninterruptible power supply), pile cu combustibil etc.

✓ *Siguranța în funcționare a rețelei electrice* - capacitatea de a suporta solicitările care apar în funcționarea ei fără consecințe inacceptabile pentru instalațiile și aparatele ce o compun, fără prejudicii pentru personalul de deservire, pentru construcțiile sau obiectivele învecinate;

✓ *Calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor* - se apreciază în funcție de *indicatorii de calitate a energiei electrice*, care se pot clasifica în două grupe:

- *indicatori primari*, care depind în primul rând, de furnizor (frecvența, amplitudinea tensiunii de alimentare, supratensiuni temporare și tranzitorii, goluri de tensiune, întreruperi în alimentarea cu energie electrică);
- *indicatori secundari,* care sunt influențați de funcționarea consumatorilor considerați perturbatori (armonici și interarmonici, fluctuații de tensiune "flicker", nesimetrii).

9.2. CLASIFICAREA REȚELELOR ELECTRICE

Există diferite criterii de clasificare a rețelelor electrice așa cum se prezintă schematic în figura 9.1 [1].

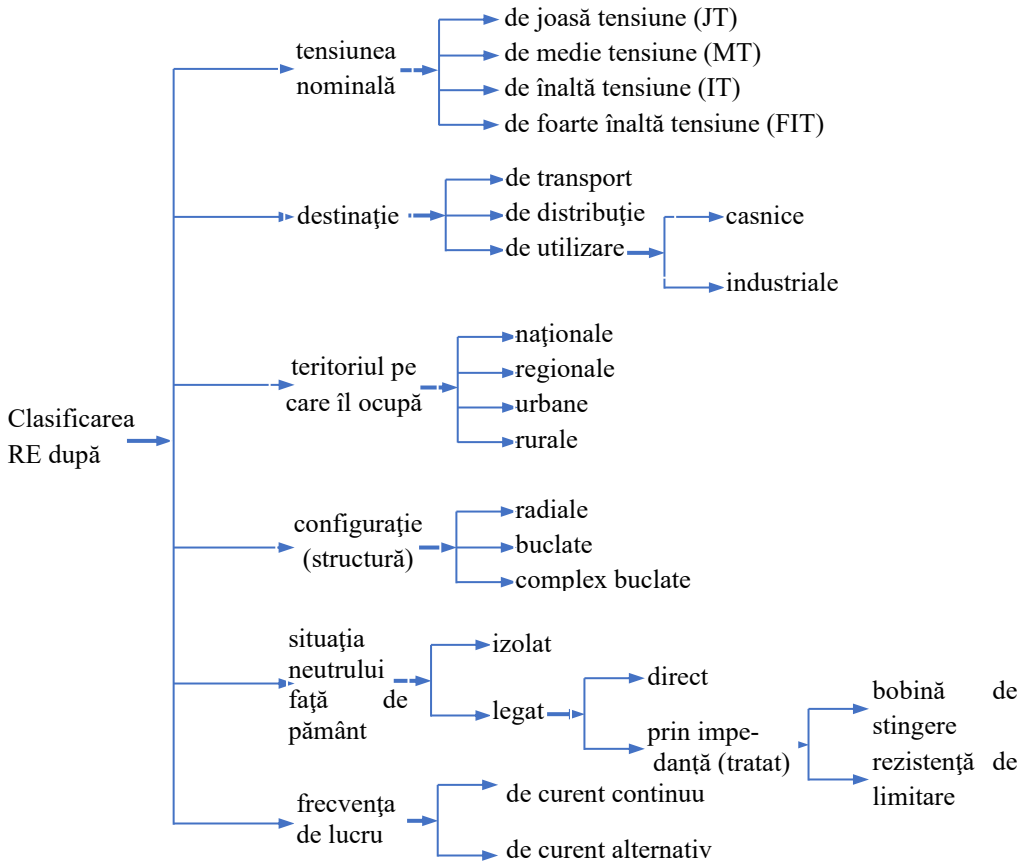


Fig.9.1 Clasificarea rețelelor electrice [1].

9.2.1. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al tensiunii nominale

Deși există o mare diversitate de niveluri de tensiune standardizate în diferite țări, există o preocupare continuă pe plan mondial de a elimina aceste diferențe, în special la nivelurile de înaltă și foarte înaltă tensiune, prin intermediul cărora se realizează interconexiunea sistemelor din țările învecinate.

Tensiunea nominală a unei instalații, echipament sau aparat este valoarea tensiunii pentru care acestea funcționează normal și cu randament maxim. În cazul instalațiilor trifazate, tensiunea nominală se referă la *tensiunea de linie*.

La stabilirea tensiunii nominale a echipamentelor se ține seama de faptul că pe rețelele electrice apar pierderi de tensiune de până la 10%. Pentru a putea acoperi aceste pierderi este necesar ca tensiunea la începutul liniei să fie mai mare decât cea de la bornele consumatorilor. Astfel, elementele dispuse la începutul rețelei, deci care funcționează în regim de „sursă" (generatoare, înfășurările secundare ale transformatoarelor și autotransformatoarelor) vor avea tensiunea nominală cu (5÷10)% mai mare decât valoarea standardizată a treptei respective, în timp ce elementele dispuse la sfârșitul rețelei și care funcționează în regim de „consumator" față de elementele din amonte (primarul transformatoarelor de distribuție, consumatorii), vor avea tensiunea nominală egală cu valoarea standardizată a treptei respective. Tensiunea nominală a receptoarelor este egală cu tensiunea normalizată a treptei la care funcționează.

Tensiunea nominală a generatoarelor este cu 5% mai mare decât tensiunea standardizată a treptei la care sunt conectate.

În legătură cu transformatoarele și autotransformatoarele din rețea se evidențiază următoarele situații [1]:

- primarul transformatoarelor de distribuție, care funcționează în regim de „consumator" va avea tensiunea nominală egală cu tensiunea standardizată a treptei respective;
- primarul autotransformatoarelor bloc sau a autotransformatoarelor (AT) din imediata apropiere a generatoarelor va avea aceeași tensiune nominală cu a generatoarelor, adică cu 5% mai mare decât tensiunea standardizată a treptei respective;
- secundarele transformatoarelor și autotransformatoarelor funcționează în regim de „sursă". Tensiunea nominală a acestora este definită pentru regimul de mers în gol și se alege cu 10% mai mare decât valoarea standardizată a treptei la care sunt conectate, din care 5% acoperă pierderile de tensiune în transformatoare la funcționarea în sarcină, astfel că la începutul liniilor alimentate de acestea tensiunea va fi cu 5% mai ridicată decât tensiunea normalizată a treptei respective. În cazul autotransformatoarelor care alimentează rețele scurte, cu pierderi de tensiune neglijabile, tensiunea nominală a secundarelor se va stabili doar cu 5% mai mare decât valoarea standardizată a treptei respective.

În concluzie, tensiunile nominale cu care se calculează parametrii electrici ai elementelor de sistem se determină cu relația următoare așa cum este exemplificat în figura 9.2 [1]:

$$U_n = k \cdot U_{STAS}, \tag{9.1}$$

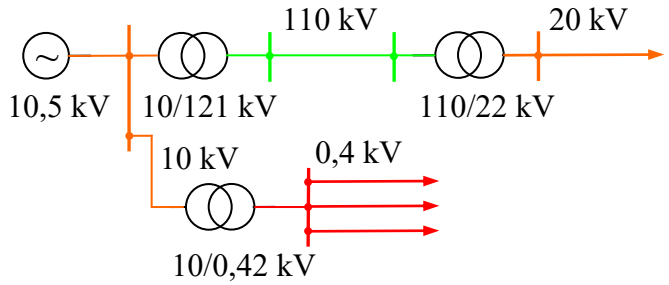


Fig.9.2 Stabilirea tensiunilor nominale pentru elementele unei rețele electrice.

unde:
- k=1 pentru consumatori, linii, primarul transformatoarelor de distribuție;
- k=1,05 pentru generatoare, primarul transformatoarelor, primarul autotransformatoarelor;
- k=1,1 pentru secundarul transformatoarelor și autotransformatoarelor. În exploatarea RE apar abateri ale tensiunii față de nivelul stabilit între o limită minimă admisă și o limită maximă admisă:
- *tensiunea maximă admisă* este impusă de nivelul de izolație a echipamentului. La această tensiune se asigură încă funcționarea de lungă durată a rețelei în condiții normale de siguranță și de continuitate în alimentarea consumatorilor la parametrii de calitate impuși;
- *tensiunea minimă admisă* fiind impusă de funcționarea normală, din punct de vedere tehnic, a echipamentelor.

Valorile normale ale tensiunii se consideră cele situate în interiorul benzilor admisibile de tensiune, indicate în tabelul 9.1.

Valorile standardizate ale tensiunilor (de linie) utilizate în țara noastră sunt: 400 V pentru JT, 6, 10, (15), 20, (35) kV pentru MT, 110, 220 kV pentru IT și 400, 750 kV pentru FIT. Valorile tensiunilor standardizate se referă la tensiunile între faze. Valorile puse în paranteză sunt standardizate conform normelor CEI, dar nu sunt preferate, rețelele care funcționează la aceste valori fiind în curs de eliminare.

Tabelul 9.1 Benzile admisibile pe niveluri de tensiune pentru SEE național

Nivelul de tensiune [kV]	110	220	400	750
Zona admisibilă [kV]	99÷121	198÷242	380÷420	735÷765

După tensiunea nominală, rețelele electrice se clasifică în:
- rețele de joasă tensiune (JT);
- rețele de medie tensiune (MT);
- rețele de înaltă tensiune (IT);
- rețele de foarte înaltă tensiune (FIT).

Încadrarea tensiunilor în aceste categorii se face în concordanță cu practica și experiența internațională, CEI nedefinind încă o asemenea clasificare.

Rețelele de joasă tensiune au tensiunea nominală $U_n \leq 1000$ V. Valorile nominale standardizate ale tensiunii în sistemele trifazate de JT, cu trei sau cu patru conductoare, sunt prezentate în tabelul 9.2.

Tabelul 9.2. Valorile nominale ale tensiunii pentru sistemele de JT.

Tensiunea nominală [V]	
50 Hz	60 Hz
-	208/120
-	240
400/230	480/247
690/400	480
-	600/347
1000	600

În conformitate cu recomandările CEI, tensiunile nominale de 380/220 V și de 415/240 V, au evoluat spre valoarea recomandată de 400/230 V. Perioada de tranziție trebuia să fie cât mai scurtă posibil (anul 2003). În această perioadă, ca un prim pas, autoritățile din țări cu sisteme de 380/220 V au trebuit să aducă rețele-le la o tensiune de 400/230 V (+6%, −10%), iar cele din țări cu sisteme de 415/240 V, la o tensiune de 400/230 V (+10%, −6%). La sfârșitul perioadei de tranziție s-a ajuns la sistemul de 400/230 V ±10%. În continuare s-a luat în

considerare reducerea limitelor inferioare și superioare ale tensiunii de serviciu. *În SEN tensiunea nominală pentru rețelele trifazate de JT este de 400/230 V.*

Rețelele de joasă tensiune se folosesc pentru alimentarea receptoarelor de mică putere din instalațiile interioare ale construcțiilor civile și industriale, cum și în distribuția comunală și industrială.

Rețelele de medie tensiune au tensiunea nominală 1 kV<U_n≤35 kV. Conform standardului IEC 60038 domeniul tensiunilor medii este împărțit în două serii:

- Seria 1, pentru care tensiunile de serviciu nu trebuie să difere, în regim normal de funcționare, cu mai mult de ±10% față de tensiunea nominală din rețea. Poate fi utilizată în sistemele cu frecvența de 50 Hz și 60 de Hz;
- Seria 2, pentru care tensiunile de serviciu nu trebuie să difere, în regim normal de funcționare, cu mai mult de +5%, respectiv −10%, față de tensiunea nominală din rețea. Poate fi utilizată în sistemele cu frecvența de 60 Hz (sistemul nord american).

Se recomandă ca într-o țară să se utilizeze o singură serie.

În tabelul 9.3 sunt date valorile nominale standardizate ale tensiunii pentru sistemele de MT.

Tabelul 9.3 Valorile nominale standardizate ale tensiunii pentru sistemele de MT [1]

Seria 1			Seria 2	
Tensiunea nominală [kV]		Tensiunea maximă [kV]	Tensiunea nominală [kV]	Tensiunea maximă [kV]
3,3 (1)	3 (1)	3,6 (1)	4,16 (1)	4,40 (1)
6,6 (1)	6 (1)	7,2(1)	-	-
11	10	12	-	-
-	-	-	12,47 (2)	13,2 (2)
-	-	-	13,2 (2)	13,97 (2)
-	-	-	13,8 (1)	14,52 (1)
-	(15)	(17,5)	-	-
22	20	24	-	-
-	-	-	24,94 (2)	26,4(2)
33 (3)	-	36 (3)	-	-
-	-	-	34,5	36,5
-	35(3)	40,5(3)	-	-

- Aceste sisteme sunt, în general, sisteme cu trei conductoare cu excepția cazului în care se indică altfel;
- Valorile indicate sunt tensiuni de linie (între faze);
- Valorile între paranteze sunt considerate ca valori nepreferate Se recomandă ca aceste valori să nu fie utilizate pentru sistemele noi;
- Se recomandă ca în orice SEE raportul dintre două tensiuni nominale adiacente să nu fie mai mic decât 2;

(1) Aceste valori nu ar trebui să fie utilizate pentru sistemele de distribuție publică.
(2) Aceste sisteme sunt, în general, sistemele cu patru fire.
(3) Este luată în considerare unificarea acestor valori.

Se recomandă ca într-o țară să se utilizeze doar unul din șirurile de valori ale tensiunii nominale corespunzătoare seriei 1. În SEN, tensiunile nominale standardizate la medie tensiune sunt: 6, 10, 15, 20 35 kV.

Rețelele de medie tensiune sunt specifice distribuției urbane, rurale și industriale. Ele asigură alimentarea unuia sau mai multor transformatoare, având puterea de ordinul a câtorva zeci de kVA până la câteva sute de kVA; pot alimenta direct motoare de mare putere (sute de kVA).

Rețelele de înaltă tensiune au tensiunea nominală 35 kV<U_n<300 kV. În tabelul 9.4. sunt date valorile nominale standardizate ale tensiuni pentru sistemele de IT. În SEN, tensiunile nominale standardizate la înaltă tensiune sunt: 110 și 220 kV.

Rețelele de IT asigură transferul unor puteri de ordinul zecilor de MVA până la (100÷200) MVA și distribuirea energiei electrice marilor aglomerări urbane și marilor consumatori

industriali. În timp ce liniile de 220 kV sunt utilizate cu precădere ca linii de transport, urmând a fi trecute treptat la tensiunea de 400 kV, cele de 110 kV sunt utilizate ca linii de distribuție de înaltă tensiune.

Tabelul 9.4. Valorile nominale standardizate ale tensiunii pentru sistemele de IT [1].

Tensiune nominală [kV[		Tensiune maximă [kV]
(45)	-	(52)
66	69	72,5
110	115	123
132	138	145
(150)	-	(170)
220	230	245
*Valorile între paranteze sunt considerate ca valori nepreferate Se recomandă ca aceste valori să nu fie utilizate pentru sistemele noi.		

Rețelele de foarte înaltă tensiune au tensiunea nominală $U_n \geq 300$ kV. În tabelul 9.5. sunt date valorile nominale standardizate ale tensiunii pentru sistemele de FIT.

Tabelul 9.5. Valorile nominale standardizate ale tensiunii pentru sistemele de FIT [1].

Tensiune nominală [kV]	Tensiune maximă [kV]
(275)	(300)
330	362
400	420
500	550
750	800
1000	1050

Rețelele de foarte înaltă tensiune servesc la transportul pe distanțe mari (sute de km) a unor puteri de ordinul sutelor sau chiar miilor de MVA. Ele au adesea funcția de legătură sau de tranzit între sisteme. În SEN, tensiunile nominale standardizate la foarte înaltă tensiune sunt: 400 și 750 kV.

9.2.2. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al destinației

Potrivit acestui criteriu se deosebesc următoarele tipuri de rețele [1]:

➢ **Rețele de transport** - asigură transportul unor cantități însemnate de energie electrică (zeci, sute sau mii de MVA) la distanțe mari (sute de km) din zonele de producere spre cele de consum, realizând legături între principalele noduri ale SEE. În Europa este aproape generalizată valoarea de 400 kV (50 Hz) pentru rețelele de transport. *În țara noastră transportul energiei electrice se realizează la 220 și 400 kV, liniile de 220 kV urmând a fi trecute treptat la tensiunea de 400 kV*. Se disting două tipuri de transport al energiei electrice:

✓ *Transportul sistematic* - legat de necesitatea acoperirii distanțelor mari dintre surse și consumatori;

✓ *Transportul de compensare* - legat de compensarea statistică atât a variațiilor consumului cât și al producției. El poate fi anticipat (de exemplu variația golurilor și a vârfurilor de sarcină zilnică datorită diferențelor de fus orar între țări, regiuni);

➢ **Rețele de distribuție** - au o configurație mai complexă și transferă cantități mai reduse de energie electrică, pe distanțe mai scurte, asigurând distribuirea acesteia consumatorilor. Distribuția energiei la consumatori se face la înaltă tensiune (110, 220 kV), medie tensiune (6÷20 kV) și joasă tensiune (0,4 kV), reducerea nivelului de tensiune realizându-se în stațiile de distribuție (110 kV/MT) și în posturile de transformare (MT/0,4 kV);

➢ **Rețele de utilizare** - asigură alimentarea cu energie electrică a receptoarelor. Ele pot fi casnice, când alimentează un mare număr de receptoare casnice de JT și mici motoare cu puteri

cuprinse între câțiva W până la câțiva kW și industriale, când alimentează direct receptoare de JT și de MT, de puteri relativ mari.

În țara noastră, rețelele care servesc la alimentarea cu energie electrică a consumatorilor industriali sunt numite rețele industriale.

9.2.3. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al teritoriului pe care îl ocupă

Clasificarea rețelelor din acest punct de vedere ține seama de zona deservită de o anumită rețea legată galvanic. Se disting următoarele categorii de rețele [1]:

- Rețele naționale (magistrale) - sunt îndeosebi rețele de transport de 220 și 400 kV, extinse la nivelul țării;
- Rețele regionale - sunt rețelele de 110 kV, cu o extindere mai redusă;
- Rețele urbane - de 6, 10, 20 și 110 kV se extind pe teritoriul orașelor, asigurând alimentarea cu energie electrică a tuturor consumatorilor acestora, cu excepția întreprinderilor care posedă rețele electrice proprii (industriale);
- Rețele rurale - de 10 și 20 kV asigură distribuția energiei electrice în mediul rural.

9.2.4. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al configurației (topologiei)

Sub aspectul configurației există următoarele tipuri de rețele [1]:

- Rețele radiale (Fig.9.3, a) – rețeaua radială se caracterizează prin simplitatea structurii ei, fiind utilizată atât la joasă și medie tensiune cât și la înaltă tensiune. Ea este alimentată de la un singur capăt, fiind formată din una sau mai multe ramificații, care urmează în general traseele pe care se află consumatorii. Aceste rețele au o siguranță în funcționare redusă, dar sunt ieftine, ușor de exploatat, necesitând aparatură de protecție simplă;
- Rețele buclate (Fig.9.3, b) - se caracterizează prin faptul că fiecare consumator poate primi energia din două părți. Rețeaua este alimentată la mai multe capete, în general de la două sau trei surse de energie. Cea mai simplă rețea buclată este reprezentată de o linie alimentată la ambele capete. În rețelele buclate, continuitatea în alimentare este asigurată atât la întreruperea unei surse cât și la defectarea unei porțiuni de rețea. Se mărește gradul de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, dar aceste rețele sunt mai scumpe decât cele radiale, necesitând elemente constructive mai numeroase și o protecție mai complexă;

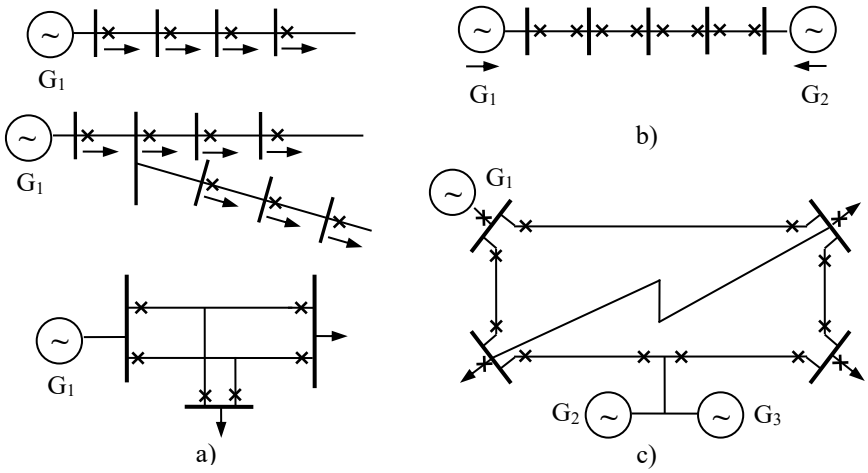


Fig.9.3 Configurații (topologii) de rețele electrice:
a) rețele radiale; b) rețele buclate; c) rețele complex buclate.

- **Rețele complex buclate** (Fig.9.3, c) - este aceea în care consumatorii primesc energia electrică din mai mult decât două părți, deci pe mai multe căi și de la mai multe surse. Structura acestei rețele este analogă ochiurilor unei plase. Siguranța în alimentare este foarte bună, regimurile de funcționare sunt economice, dar necesită aparatură mai multă și mai scumpă.

Rețelele radiale și buclate se utilizează la toate nivelurile de tensiune (joasă, medie și înaltă).

9.2.5. Clasificarea rețelelor electrice din punct de vedere al situației neutrului față de pământ

Orice sistem trifazat de tensiuni are un *neutru electric* situat în centrul de greutate al triunghiului echilateral format din tensiunile de linie. *Neutrul fizic* este reprezentat de punctul comun al conexiunii în stea a înfășurărilor generatoarelor sau transformatoarelor. Acest neutru poate fi scos la bornă și eventual distribuit în rețea prin intermediul conductorului de nul sau poate rămâne izolat. Se menționează că neutrul electric există întotdeauna chiar dacă, de exemplu, rețeaua este alimentată din secundarul în triunghi al unui transformator, când neutrul fizic este inexistent. În lipsa neutrului fizic sau dacă acesta este inaccesibil, el poate fi creat în mod artificial.

În cazul unei rețele simetrice și echilibrate, care nu prezintă defecte, potențialul punctului neutru coincide cu potențialul pământului. Toate cele trei faze au aceleași capacități și rezistențe de izolație față de pământ, iar tensiunile fazelor față de pământ sunt egale și formează un sistem simetric. În aceste condiții, conductoarele neutre (în cazul când există) nu vor fi parcurse de curent, iar punctele neutre ale transformatoarelor din rețea, cu înfășurările conectate în stea, vor avea potențialul nul al pământului. În consecință, la funcționarea rețelelor în regimuri normale, simetrice, este indiferent dacă neutrul transformatoarelor este izolat sau legat la pământ.

Într-o rețea trifazată, punerea la pământ a unei faze (cel mai frecvent incident), ca prim defect de izolație în rețea, apare în mod independent de modul de funcționare a neutrului. În schimb, evoluția fenomenelor, consecutiv apariției primului defect, depinde de modul de funcționare a neutrului rețelei.

9.2.5.1. Rețele cu neutrul izolat

Se consideră o rețea trifazată cu neutrul izolat (Fig.9.4, a). Considerând rețeaua simetrică și echilibrată, iar capacitățile de serviciu față de pământ ale fazelor egale (se neglijează rezistențele de izolație pentru a nu complica expunerea), în regim normal de funcționare prin aceste capacități circulă un sistem simetric de curenți și curentul prin pământ este nul. Tensiunile fazelor față de pământ formează un sistem simetric și sunt practic egale cu tensiunea de fază a sistemului [1].

În cazul punerii la pământ a fazei 1, de exemplu, se produce o modificare a tensiunilor față de pământ ale tuturor fazelor și a punctului neutru al sistemului (Fig.9.4, b). Astfel tensiunea fazei defecte față de pământ devine egală cu 0 (U_{10}=0), în timp ce tensiunile fazelor sănătoase cresc de la valoarea tensiunii de fază U_f la valoarea tensiunii de linie ($U_{20}=U_{30}=\sqrt{3}U_f$).

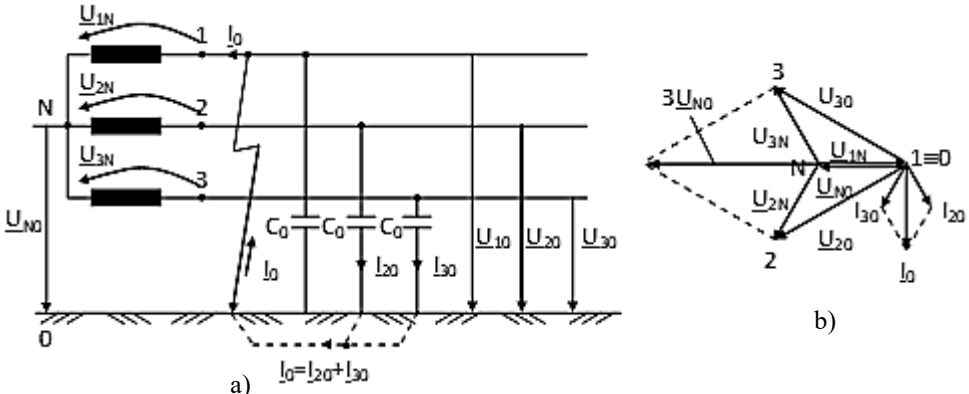


Fig.9.4 Rețea trifazată cu neutrul izolat [1]:
a) circulația curenților capacitivi în cazul punerii la pământ a fazei 1; b) diagrama fazorială.

Punctul neutru, care înainte de defect avea, din motive de simetrie, potențialul pământului, capătă acum față de acesta o tensiune egală cu tensiunea de fază $U_{N0}=U_f$.

Prin urmare, la apariția unei puneri la pământ, izolația fazelor sănătoase față de pământ va fi solicitată mai mult decât în condiții normale, ceea ce poate determina străpungerea izolației pe una din fazele sănătoase. Din acest motiv izolația acestor linii trebuie întărită.

În cazul punerii la pământ a fazei 1 prin capacitățile față de pământ ale fazelor sănătoase vor circula curenții $\underline{I}_{20}$ și $\underline{I}_{30}$, determinați de tensiunile față de pământ ale acestora $\underline{U}_{20}$ și $\underline{U}_{30}$; prin pământ și locul de defect va trece curentul rezultant $\underline{I}_0$, care se va închide prin faza defectă. Deoarece cei doi curenți capacitivi $\underline{I}_{20}$ și $\underline{I}_{30}$ sunt în general mici față de curenții de sarcină ai liniei, se poate considera că simetria tensiunilor pe faze ($\underline{U}_{1N}$, $\underline{U}_{2N}$, $\underline{U}_{3N}$) nu este afectată în mod sensibil și linia va continua să alimenteze consumatorii trifazați cu toate că una din faze este pusă la pământ. *Acesta este de fapt principalul avantaj al rețelelor cu neutrul izolat*.

În practică se prevăd instalații speciale de control și avertizare asupra stării izolației. Se recomandă ca un defect de punere monofazată la pământ care a fost depistat să fie înlăturat cât mai repede (unele norme prevăd o durată maximă de 30 min.), pentru a evita apariția unei duble puneri la pământ, care reprezintă, de fapt, un scurtcircuit bifazat cu punere la pământ.

Considerând capacitățile fazelor față de pământ egale cu C_0, curenții capacitivi au expresia:

$$\underline{I}_{20} = j\omega C_0 \underline{U}_{20}; \quad \underline{I}_{30} = j\omega C_0 \underline{U}_{30}, \tag{9.2}$$

iar curentul de punere la pământ:

$$\underline{I}_0 = j\omega C_0 (\underline{U}_{20} + \underline{U}_{30}), \tag{9.3}$$

Din diagrama fazorială reprezentată în figura 9.4, b, se obține:

$$\underline{U}_{20} + \underline{U}_{30} = 3\underline{U}_{N0}, \tag{9.4}$$

iar relația (9.3) devine:

$$\underline{I}_0 = j3\omega C_0 \underline{U}_{N0}, \tag{9.5}$$

deci curentul de punere la pământ $\underline{I}_0$ este defazat cu 90° înaintea tensiunii $\underline{U}_{N0}$.

Dacă curentul capacitiv depășește valorile admisibile (normele noastre impun compensarea curenților capacitivi mai mari de 10 A), arcul electric amorsat la apariția defectului poate persista mai mult timp, determinând apariția unor supratensiuni periculoase.

Se poate menționa, de asemenea, influența redusă pe care o au aceste linii, în cazul punerilor simple la pământ, asupra liniilor de telecomunicații din vecinătate.

9.2.5.2. Rețele cu neutrul legat direct la pământ

Acest tip de rețea prezintă o legătură galvanică a neutrului cu pământul de impedanță practic nulă (Fig.9.5) [1].

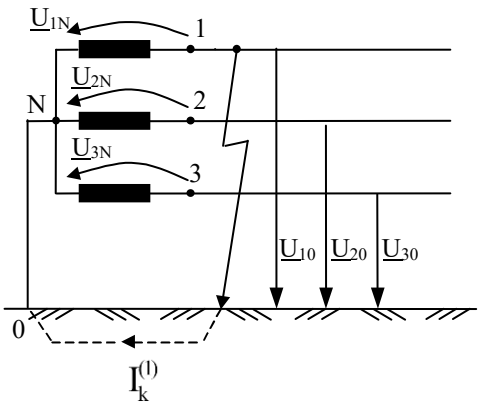


Fig.9.5 Rețea cu neutrul legat la pământ (scurtcircuit monofazat).

În regim normal de funcționare situația este identică cu aceea de la rețeaua cu neutrul izolat. Prin punerea la pământ a fazei 1, de exemplu, această fază este scurtcircuitată prin pământ, iar tensiunea $\underline{U}_{1N}$ determină apariția unui curent de valoare mare pe faza respectivă, numit curent de scurtcircuit ($I_k^{(1)}$), care trebuie deconectat cât mai rapid pentru a evita deteriorarea echipamentului. *Pentru aceste rețele punerea la pământ a unei faze se numește scurtcircuit*. În timpul scurtcircuitului, datorită legăturii rigide a neutrului la pământ, potențialul neutrului rămâne egal cu al pământului, deci tensiunile fazelor sănătoase față de pământ rămân egale cu tensiunea de fază a rețelei. Prin urmare, la aceste rețele nu este necesară întărirea izolației, dar ele trebuie prevăzute cu dispozitive suplimentare de protecție, care să comande deconectarea curenților de scurtcircuit. Prin deconectare, consumatorii racordați la linia respectivă rămân nealimentați. Pentru corectarea acestui neajuns, aceste rețele se prevăd cu dispozitive de reanclanșare automată rapidă - RAR.

Un alt dezavantaj se referă la influența mult mai puternică pe care o au rețelele cu neutrul legat direct la pământ, în cazul unui scurtcircuit, asupra liniilor de telecomunicații vecine (zgomote neplăcute în aparatele telefonice, străpungeri etc.).

Trebuie menționat, de asemenea, costul ridicat al instalațiilor de legare la pământ (investiție și exploatare). Este obligatorie verificarea periodică a prizei de legare la pământ a neutrului deoarece, în timp, rezistența acesteia poate crește prin „coacere”, datorită trecerii curenților de scurtcircuit prin pământ, astfel că neutrul riscă să fie legat la pământ printr-o impedanță ridicată, ceea ce modifică condițiile de funcționare și exploatare.

9.2.5.3. Rețele cu neutrul tratat

Prin tratarea neutrului se urmărește ca în cazul punerii la pământ a unei faze să nu se întrerupă alimentarea consumatorilor și să se asigure condiții de stingere, într-un timp cât mai scurt, a arcului electric ce apare la locul defectului [1].

Legarea la pământ a neutrului rețelei printr-o impedanță conduce la reducerea curentului de punere la pământ. În regim normal de funcționare, potențialul neutrului fiind egal cu al pământului, impedanța de legare la pământ nu este parcursă de curent. La stabilirea unui contact accidental între o fază și pământ, tensiunea punctului neutru se apropie de valoarea tensiunii de fază, iar tensiunile fazelor sănătoase de cea a tensiunii de linie, în funcție de valoarea impedanței conectate în neutrul rețelei; cu cât impedanța de legare la pământ a neutrului rețelei va fi mai mare cu atât tensiunea neutrului se va apropia de tensiunea de fază, în timp ce curentul care o străbate va fi mai mic. Dacă se dorește evitarea unor tensiuni ridicate ale neutrului transformatoarelor, se aleg impedanțe de valori reduse, însă, în acest caz, curentul de defect poate atinge valori însemnate.

În practică, legarea la pământ a neutrului prin impedanțe se realizează în două moduri:

- prin reactanță acordată (bobină de stingere);
- prin rezistor de limitare a valorii curenților de scurtcircuit monofazat.

A. Rețele cu neutrul legat la pământ prin reactanță acordată (bobină de stingere).

Fie rețeaua trifazată din figura 9.6, cu neutrul legat la pământ printr-o bobină ideală cu inductivitatea L, în care se produce o punere la pământ netă pe faza 1.

Considerând infinite rezistențele de izolație ale liniei față de pământ și reactanța bobinei suficient de mare pentru a avea $U_{N0}=U_f$, se constată că prin bobină va circula curentul:

$$\underline{I}_L = \underline{U}_{N0} / j\omega L, \tag{9.6}$$

defazat cu 90° în urma tensiunii $\underline{U}_{N0}$ a punctului neutru față de pământ, iar prin capacitățile fazelor sănătoase este debitat spre pământ curentul capacitiv total, care se calculează cu

$$\underline{I}_C = j3\omega C_0 \underline{U}_{N0}, \tag{9.7}$$

defazat cu 90° înaintea tensiunii $\underline{U}_{N0}$.

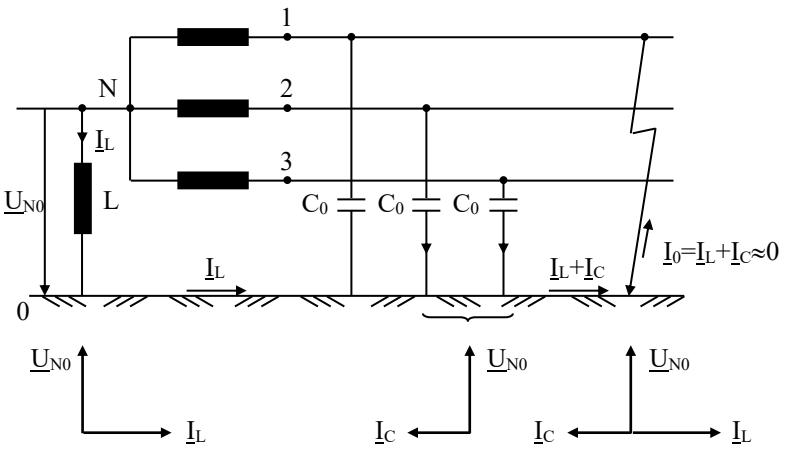


Fig.9.6 Rețea trifazată cu neutrul legat la pământ printr-o bobină ideală [1].

Prin locul de defect trece suma acestor doi curenți, defazați între ei cu 180°; dacă $I_L=I_C$, rezultă $\underline{I}_0=\underline{I}_L+\underline{I}_C=0$, deci la locul de defect curentul este nul și arcul se poate stinge la prima sa trecere prin zero. Condiția de anulare a curentului la locul de defect este:

$$3\omega^2 LC_0 = 1, \tag{9.8}$$

care reprezintă condiția de rezonanță sau de acordare a bobinei de stingere (denumirea sa este legată de contribuția pe care o are la stingerea arcului la locul de defect).

Bobina de stingere (Petersen) este construită pe miez de fier și cu întrefier și are o inductanță foarte mare, care poate fi modificată, fie prin schimbarea numărului de spire, fie prin modificarea întrefierului. Alegând inductanța ei conform relației (9.8), rezultă că în cazul punerii la pământ a unei faze, bobina poate compensa teoretic în totalitate curentul capacitiv, iar arcul se stinge și se elimină posibilitatea apariției arcului electric intermitent; în schimb, pe durata punerii la pământ a unei faze, tensiunile fazelor sănătoase față de pământ cresc până la valoarea tensiunii de linie, la fel ca la rețelele cu neutrul izolat.

Deoarece fazele rețelei prezintă față de pământ în afară de capacități și rezistențe (r), care, practic, nu sunt infinite, iar bobina de compensare are și ea o rezistență de valoare finită (R_L), este evident că bobina va putea compensa numai curentul capacitiv al rețelei, care apare în cazul unei puneri la pământ. Curentul activ, determinat de tensiunile față de pământ ale fazelor sănătoase, nu poate fi compensat ci, dimpotrivă, se însumează cu curentul activ determinat de tensiunea $\underline{U}_{N0}$ prin rezistența activă a bobinei de stingere; curentul activ al bobinei și cel activ rezultant al rețelei sunt în fază.

Practic, nu se realizează niciodată acordul perfect al bobinei de stingere (9.8), ci se merge cu un dezacord de (15÷25)%, în sensul supracompensării ($I_L>I_C$). Experiența arată că arcul nu devine intermitent la funcționarea cu bobina dezacordată, chiar dacă curentul rezultant prin locul de defect ajunge până la valori de (30÷50) A.

Explicația constă în faptul că bobina dezacordată favorizează stingerea arcului electric nu numai datorită limitării curentului, ci și datorită limitării tensiunii de revenire la bornele canalului de arc.

Necesitatea unui dezacord al bobinei se impune pentru prevenirea creșterii potențialului punctului neutru al rețelei, la funcționarea în regim normal cu bobina acordată, datorită faptului că niciodată capacitățile fazelor față de pământ nu sunt perfect egale. Tensiunea punctului neutru al rețelei față de pământ se determină cu relația cunoscută din electrotehnică:

$$\underline{U}_0 = -\frac{\underline{Y}_1\underline{U}_{1N} + \underline{Y}_2\underline{U}_{2N} + \underline{Y}_3\underline{U}_{3N}}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \underline{Y}_N}, \tag{9.9}$$

în care: $\underline{U}_{1N}$, $\underline{U}_{2N}$, $\underline{U}_{3N}$ sunt tensiunile pe faze ale rețelei (formează un sistem simetric); $\underline{Y}_1$, $\underline{Y}_2$, $\underline{Y}_3$, admitanțele neegale ale fazelor față de pământ, iar $\underline{Y}_N$ este admitanța bobinei de stingere. Dacă în (9.9) considerăm că admitanțele $\underline{Y}_1$, $\underline{Y}_2$, $\underline{Y}_3$ sunt pur capacitive, iar admitanța bobinei $\underline{Y}_N$ este pur inductivă, când bobina este acordată, numitorul acestei relații este foarte mic. Deoarece numărătorul este nenul ($\underline{Y}_1 \neq \underline{Y}_2 \neq \underline{Y}_3$), tensiunea $\underline{U}_0$ poate căpăta valori ridicate, la funcționarea în regim normal.

Dintre avantajele tratării neutrului prin bobină de stingere pot fi se menționate:

- asigură continuitatea alimentării consumatorilor în cazul punerilor la pământ monofazate (cca. 70 % din defectele pasagere nu sunt sesizate decât de aparatele înregistratoare);
- curentul la locul de defect este redus la câteva procente din valoarea curentului capacitiv al rețelei;
- se exclude posibilitatea apariției scurtcircuitelor cu arc persistent;
- influențe mai reduse asupra liniilor de telecomunicații decât în cazul rețelelor cu neutrul izolat.

Principalele dezavantaje ale acestui mod de tratare a neutrului sunt:

- necesită nivel de izolație mai ridicat în instalații, deoarece supratensiunile sunt similare cu cele din rețelele cu neutrul izolat;
- complicarea instalațiilor de protecție;
- nu compensează componenta activă a curentului rezidual al cablurilor (care poate avea o valoare importantă la cablurile din PVC) și, ca urmare, stingerea arcului la locul de defect nu mai poate fi asigurată în rețelele extinse;
- dificultatea identificării locului avariei;
- exploatare mai dificilă în absența reglajului automat;
- nu este eficient în prezența unor consumatori deformanți, când curentul capacitiv are un conținut ridicat de armonici.

Modul de tratare a rețelelor prin bobina de stingere se întâlnește curent în multe țări din Europa și în țara noastră, fiind considerat ca o soluție optimă pentru rețelele aeriene de MT în care curenții capacitivi depășesc valorile admise (cca. 10 A).

B. Rețele cu neutrul legat la pământ prin rezistență

Valoarea relativ scăzută a rezistenței de legare la pământ face ca, în cazul unei puneri la pământ, rețelele tratate cu rezistor de limitare să aibă o comportare asemănătoare cu rețelele cu neutrul legat direct la pământ [1].

Legarea la pământ a neutrului rețelei printr-un rezistor are rolul de a limita valoarea curentului de scurtcircuit monofazat $I_k^{(1)}$ la o fracțiune din valoarea curentului de scurtcircuit trifazat $I_k^{(3)}$.

Gradul de limitare prin rezistență a curentului de scurtcircuit monofazat depinde de mai mulți factori de care trebuie să se țină seama în calcule și anume:

- stabilitatea termică a rezistorului de limitare (asigurarea disipării pierderilor de energie în rezistență pe durata scurtcircuitului monofazat);
- căderea de tensiune pe rezistență, în caz de defect;
- funcționarea selectivă a instalațiilor de protecție (valoarea curentului de scurtcircuit monofazat $I_k^{(1)}$ trebuie să fie suficient de mare în raport cu valoarea curentului maxim de sarcină).

Alegerea unui raport $I_k^{(1)}/I_k^{(3)}$ cât mai mic duce la micșorarea pierderilor de energie în rezistor, fapt ce simplifică problemele de dimensionare a acesteia, dar conduce la o deplasare importantă a punctului neutru, la supratensionarea fazelor sănătoase și dificultăți în reglarea protecțiilor, în cazul unor curenți importanți de sarcină.

Adoptarea unui grad mai redus de limitare, de exemplu $I_k^{(1)}/I_k^{(3)} = 1$, conduce la supratensiuni mai mici pe fazele sănătoase, dar pune probleme deosebite pentru dimensionarea rezistorului.

Pe de altă parte, tratarea prin rezistor implică unele cheltuieli suplimentare pentru rezolvarea protecției de curent pe trei faze și asigurarea unor valori reduse pentru prizele de pământ din rețea.

Valorile optime ale curenților de defect se determină astfel încât să se respecte factorii restrictivi menționați mai sus și, în același timp, să conducă la cheltuieli minime în rețele. Pentru rețelele de MT din țara noastră, valorile recomandate ale curentului de defect ($I_k^{(1)}$), calculate pe baza variației tensiunii neutrului rețelei și analizei statistice a rezistivității prizelor de pământ, sunt de (200÷250) A, pentru rețelele aeriene și de (800÷1000) A, pentru rețelele în cablu.

Mărimea rezistenței de tratare se poate determina aproximativ, utilizând relația [1]:

$$R_N = U_f \left[\frac{1}{I_{k\,dorit}} - \frac{1}{I_k^{(1)}} \right], \tag{9.10}$$

în care: I_{kdorit} este curentul de scurtcircuit dorit (recomandat), iar $I_k^{(1)}$ curentul de defect monofazat în rețea, dacă neutrul ar fi legat direct la pământ. În această relație, $I_k^{(1)}$ este suficient de mare pentru ca ultimul termen să poată fi neglijat. Pentru rezistențele de tratare din rețelele de (6÷20) kV rezultă valori de ordinul ohmilor sau a zecilor de ohmi.

Avantajele sistemului de tratare a neutrului prin rezistență sunt:

- exploatarea simplă a rețelei, care poate fi extinsă fără modificarea modului de tratare (valoarea curenților capacitivi este mică în comparație cu $I_k^{(1)}$ și aceștia pot fi neglijați în calcul);
- detectarea și localizarea rapidă a defectelor;
- amortizarea rapidă a oscilațiilor libere care apar în timpul proceselor tranzitorii, care însoțesc scurtcircuitele cu arc;
- diminuarea solicitărilor izolației la supratensiuni tranzitorii;
- costuri mai reduse decât în cazul tratării prin bobine de stingere.

Dintre dezavantaje se menționează:

- majorarea investițiilor în rețea (rezistoare, transformatoare de curent individuale, prize de pământ, instalații RAR);
- creșterea numărului de deconectări față de rețeaua cu neutrul izolat.

Tratarea neutrului prin rezistor se aplică cu rezultate bune în cazul rețelelor extinse de cabluri și în prezența consumatorilor deformanți, dar prezintă unele dificultăți în cazul liniilor aeriene la care se impune realizarea unor valori stabile ale rezistenței prizelor de pământ ale stâlpilor sau instalarea unui conductor suplimentar care să preia rolul mantalei cablurilor.

9.2.5.4. Situația neutrului pentru rețele de diverse tensiuni ale SEE

În cazul *rețelelor de înaltă și foarte înaltă tensiune* (110, 220, 400 kV) soluția generală adoptată în țara noastră este legarea directă la pământ a neutrului transformatoarelor și autotransformatoarelor. În acest caz se evită supratensionarea izolației, ceea ce ar impune întărirea acesteia și creșterea costului izolației, care și în mod normal are o pondere însemnată în costul rețelei. Necesitatea utilizării în aceste rețele a unui aparataj complex de protecție și comutație, deci o majorare a cheltuielilor, este justificat de puterile mari transportate, construcția acestor rețele reclamând investiții mari. Dacă prin legarea la pământ a neutrului transformatoarelor și autotransformatoarelor, care funcționează în paralel, curentul de scurtcircuit monofazat devine mai mare decât cel trifazat, pentru care sunt dimensionate

aparatele electrice de comutație din rețea, se vor lega la pământ numai neutrele unor transformatoare (AT), celelalte rămânând izolate. Se recomandă ca în fiecare rețea cel puțin un transformator (AT) să aibă neutrul legat la pământ.

În *rețelele de medie tensiune*, datorită costului redus al izolației, se funcționează, în principiu, cu neutrul izolat dacă curentul de punere la pământ este mai mic decât cel admisibil (10 A). Când nu se poate realiza această condiție (în cazul liniilor extinse, în special în cablu), neutrul rețelei se tratează prin bobină de stingere sau rezistență de limitare.

Pentru *rețelele de joasă tensiune*, soluția adoptată este legarea directă la pământ a neutrului rețelei. În cazul acestor rețele nu se ridică probleme de izolație (din acest punct de vedere rețeaua ar putea funcționa cu neutrul izolat) dar ele sunt accesibile personalului de deservire și pentru a evita apariția unor tensiuni periculoase s-a ales soluția menționată. Deoarece aceste rețele alimentează și consumatori monofazați ele sunt prevăzute cu un conductor suplimentar de nul, legat la neutrul înfășurării de JT a transformatoarelor, deci la pământ.

9.2.6. Clasificarea rețelelor electrice după frecvența de lucru

Rețelele electrice pot fi de curent continuu sau de curent alternativ, cele din urmă fiind monofazate sau polifazate.

Cele mai răspândite rețele de transport și distribuție sunt cele trifazate, care s-au impus datorită posibilităților ușoare de a lega diferite trepte de tensiune prin intermediul transformatoarelor. Deși inițial frecvența acestora era redusă (16 2/3 Hz și 25 Hz) pentru a obține valori reduse ale reactanțelor, ulterior s-au ales frecvențe mai mari pentru a micșora dimensiunile mașinilor și a altor aparate cu miez de fier. În prezent se utilizează frecvența de 50 Hz în majoritatea țărilor, mai puțin în America, unde se folosește frecvența de 60 Hz.

9.3. ARHITECTURA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

9.3.1. Structura de ansamblu

Arhitectura unui sistem electroenergetic este redată în figura 9.8 [1].

În cadrul unui sistem electroenergetic există mai multe trepte de tensiune. Toate elementele sistemului care funcționează la aceeași tensiune sunt dispuse într-un plan. Planurile corespunzătoare nivelurilor diferite de tensiune sunt paralele între ele și așezate la distanțe determinate de diferența între nivelurile de tensiune învecinate. În interiorul unui plan sunt cuprinse elementele longitudinale ale rețelelor, iar între aceste planuri și punctul neutre sunt conectate elementele transversale.

Legătura dintre planuri este realizată prin intermediul cuplajelor electromagnetice ale transformatoarelor și autotransformatoarelor.

Rețelele din planurile superioare servesc transportului energiei electrice, iar cele din planurile inferioare distribuției acesteia.

Injecția de putere în sistem se face în rețeaua de transport de la sursele, care generează la medie tensiune, prin intermediul transformatoarelor sau autotransformatoarelor.

Consumul de energie în sistem are loc la nivelul de înaltă, medie și joasă tensiune, prin intermediul transformatoarelor de cuplaj cu rețeaua. Nodurile și rețeaua de treaptă inferioară racordate la aceste noduri constituie un consumator pentru rețeaua de treaptă superioară, cu excepția generatoarelor.

Rețelele de la nivelurile inferioare sunt mai dese, în timp ce, pe măsura deplasării spre nivelurile superioare de tensiune, rețelele racordate la un nod acoperă teritorii tot mai întinse.

Stabilirea configurației rețelei la un anumit nivel se face pe baza unui studiu tehnico-economic, în care cerința asigurării continuității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor deține rolul central.

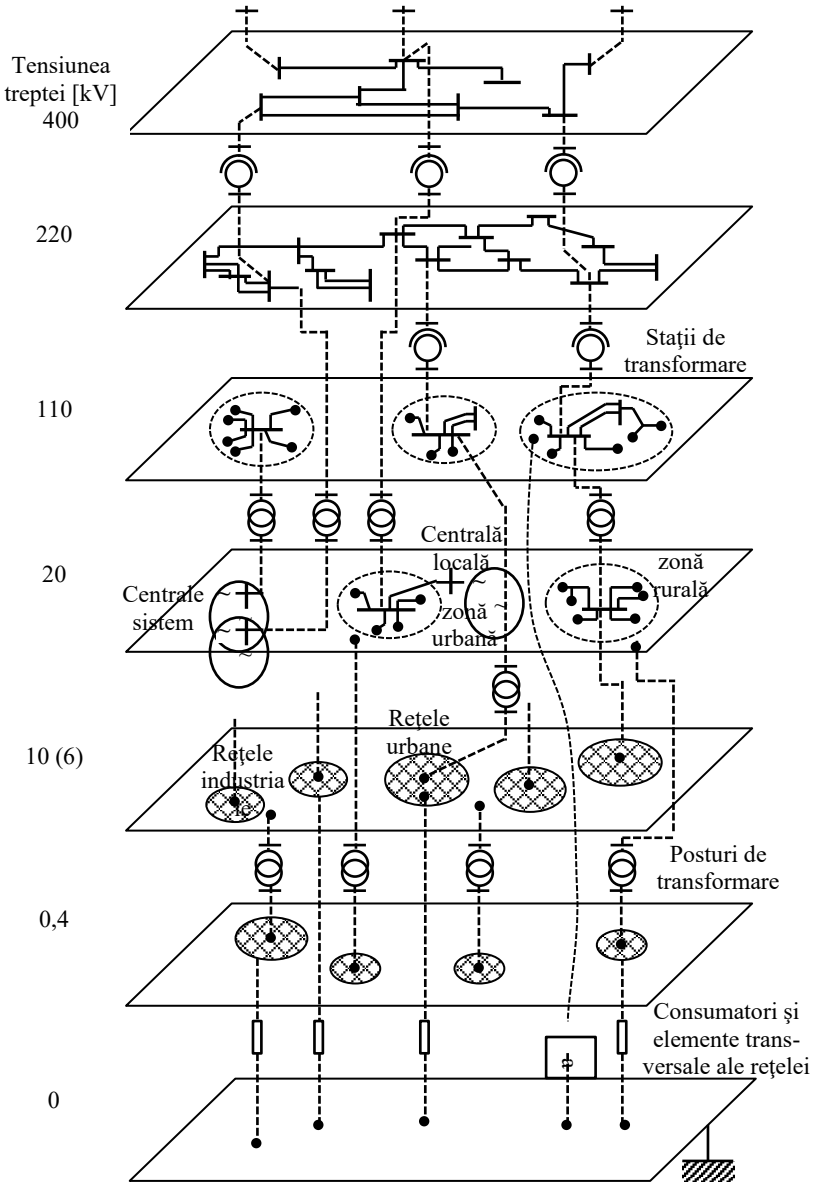


Fig.9.8 Arhitectura unui sistem electroenergetic [1].

9.3.2. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de distribuție

Schema de conexiuni a unei rețele cuprinde elementele componente ale acesteia: linii, transformatoare, instalații de compensare, bobine de reactanță, aparate de comutație, reprezentate prin semne convenționale și conectate între ele conform legăturilor reale existente între aceste elemente.

Alegerea schemelor de conexiuni și a structurii rețelelor electrice de distribuție se face cu respectarea următoarelor criterii:

- asigurarea în perspectiva de lungă durată (10÷20 ani) a consumului de energie electrică a zonei alimentate;
- eficiența economică a variantei alese, determinată pe baza unor cheltuieli minime de investiții și a unor costuri scăzute de exploatare - mentenanță;
- realizarea siguranței necesare și asigurarea continuității în funcționarea instalațiilor de alimentare cu energie electrică;

- reducerea numărului de întreruperi ale consumatorilor și a duratei acestora;
- asigurarea calității energiei furnizate consumatorilor precum și limitarea, în cadrul valorilor admisibile, a perturbațiilor provocate de consumatori;
- asigurarea funcționării economice a rețelelor electrice de distribuție;
- limitarea valorilor curenților de scurtcircuit până la valorile maxime admise, impuse de aparatele de comutație.

Rețelele de distribuție publică se vor realiza etapizat, cu înscriere într-o schemă finală stabilită pentru o perioadă de minim 10 ani, în soluții „autostructurante", care permit preluarea consumului crescut, fără modificarea elementelor esențiale și a caracteristicilor tehnico-constructive principale ale rețelelor existente.

Alegerea schemei de distribuție de înaltă, respectiv de medie tensiune trebuie să țină cont de schema de distribuție de la medie, respectiv joasă tensiune. Astfel, rețeaua de distribuție de medie tensiune poate să constituie, prin concepția ei, rezerva de alimentare a consumatorilor conectați în regim normal pe barele de medie tensiune ale unei stații de transformare de IT/MT, situație care trebuie luată în considerație la stabilirea schemei electrice, a numărului și puterii transformatoarelor din stație. De asemenea, schema rețelei de joasă tensiune și modul de asigurare a rezervării la nivelul consumatorilor influențează schema și parametrii rețelei de medie tensiune.

În funcție de condițiile de continuitate cerute de consumatori, alimentarea din sistemul electroenergetic se va realiza prin una sau două căi de alimentare, dimensionate fiecare corespunzător puterii economice în regim normal de funcționare. În cazul în care un consumator solicită o alimentare continuă cu energie electrică, acesta își va prevedea surse auxiliare de alimentare independente de rețeaua electrică de distribuție (RED).

În distribuția urbană se întâlnesc următoarele configurații de rețele: radială, buclată și complex buclată, în timp ce configurația rețelelor industriale poate fi: radială, magistrală, mixtă și buclată.

Consumatorii casnici și terțiari din localitățile urbane vor fi alimentați pe joasă tensiune, de regulă, într-o schemă buclată, cu funcționare radială în regim normal. Consumatorii casnici și terțiari din mediul rural vor fi alimentați, de regulă, în schemă radială.

Consumatorii industriali se alimentează prin una sau două căi de alimentare, după caz. Stabilirea numărului și a modului de substituire a căilor de alimentare se stabilește printr-o analiză tehnico-economică, cu luarea în considerare a amplasării receptoarelor, a tranzitului puterii în condiții economice și a daunelor provocate de întreruperile în alimentarea cu energie electrică.

Pentru simplificarea schemelor de alimentare, fără scăderea sensibilă a condițiilor de siguranță, se pot adopta următoarele măsuri:

- evitarea dublării unor elemente, cu o probabilitate mică de utilizare;
- pătrunderea cu tensiunea înaltă cât mai aproape de centrul de greutate al sarcinii;
- utilizarea unui număr minim de aparate de comutație;
- evitarea bobinelor de reactanță;
- considerarea capacității de suprasarcină a elementelor de rețea;
- utilizarea mijloacelor de automatizare.

La stabilirea schemei de alimentare a consumatorilor industriali trebuie să se țină seama și de organizarea funcțională a acesteia, prin:

- separarea alimentării pe fluxuri tehnologice, cu intercondiționări minime, ceea ce permite scoaterea de sub tensiune a instalațiilor unei linii tehnologice, fără perturbarea activității altor linii;
- utilizarea în stații și puncte de distribuție (PD) a unor elemente tipizate, interschimbabile, de exemplu celule și panouri cu elemente debroșabile;

➢ organizarea la marii consumatori a comenzii operative prin dispecer și a unui sistem de comandă și supraveghere bazat pe calculatoare de proces.

9.3.2.1. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de joasă tensiune

La joasă tensiune, energia electrică se distribuie consumatorilor printr-o rețea de 400/230 V, alimentată din rețeaua de medie tensiune, prin intermediul transformatoarelor din posturile de transformare. Regimul de funcționare la joasă tensiune va fi radial indiferent de configurația schemei:

➢ **Scheme de tip radial** [1], [2], [3] – acest tip de scheme de conexiuni se întâlnește atât în rețelele urbane cât și în cele industriale:

✓ *schema radială de distribuție urbană* (Fig.9.9, a) este alcătuită dintr-o serie de linii de distribuție, alimentate de la barele de JT ale unui post de transformare. La aceste linii sunt racordați consumatorii. Protecția circuitelor este asigurată prin siguranțe fuzibile, montate pe liniile principale (S1), pe derivațiile din aceste linii (S2) și pe racordurile la consumatori (S3);

✓ *schema radială simplă utilizată in distribuția industrială* - poate avea una sau mai multe trepte. În schema reprezentată în figura 9.9, b, se remarcă tabloul general TG, tablourile principale TP și tablourile secundare TS. Receptoarele de puteri importante (pompe - P, compresoare - C etc.) sunt alimentate direct de pe barele de JT ale posturilor de transformare PT. Comparând schemele radiale din figurile 9.9, a și 9.9, b, se remarcă faptul că în cazul distribuției urbane liniile radiale alimentează consumatori (blocuri, clădiri administrative, mici ateliere etc.), în timp ce în distribuția industrială linia radială alimentează un receptor sau mai multe receptoare, grupate pe tablouri de distribuție. *Linia care alimentează un singur receptor se numește circuit, iar cea care alimentează un grup de receptoare se numește coloană*;

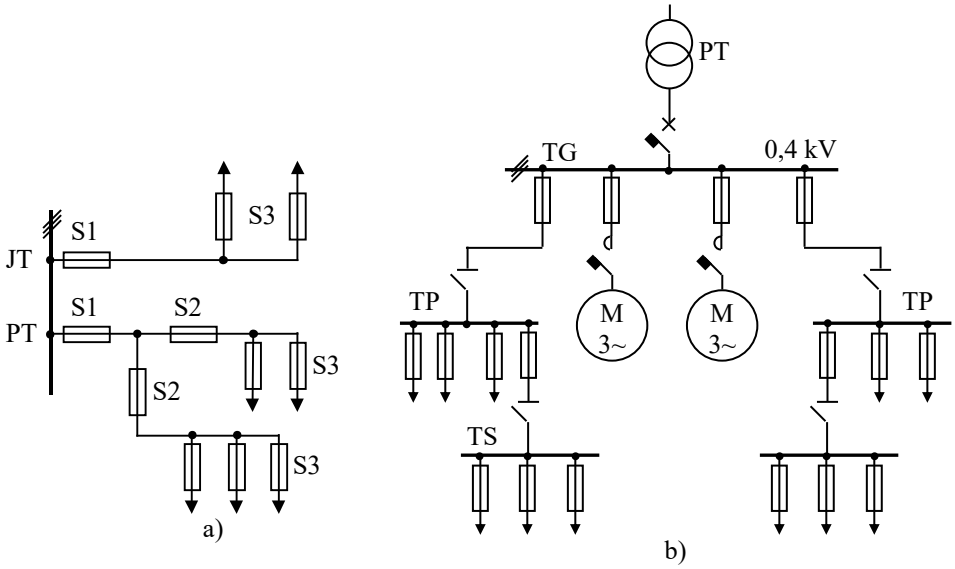


Fig.9.9 Schemă de distribuție radială:
a) distribuție urbană; b) distribuție industrială.

➢ **Scheme buclate** – exemplificate prin schema din figura 9.10.

Schema buclată longitudinal, cu „legături slabe" are drept caracteristici:

➢ oferă posibilitatea alimentării consumatorilor pe mai multe căi, mărind siguranța în alimentarea cu energie electrică;

➢ se reduc mult pierderile de energie față de rețelele radiale (alimentarea consumatorilor se realizează de la PT cele mai apropiate;

➢ se îmbunătățește nivelul de tensiune (fiecare linie este alimentată de la ambele capete).

În această rețea, liniile de joasă tensiune la care sunt conectați consumatorii sunt alimentate fie de la două posturi de transformare (L2 și L3) fie de la un singur post (L1), în ultimul caz linia funcționând în inel. Aceste linii sunt dimensionate pentru alimentarea de la două capete. Pentru creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor, pe liniile de joasă tensiune, în punctele de separație a curenților, se montează siguranțele S1, S2 și S3, al căror curent nominal este cu două trepte mai mic decât curentul nominal al siguranțelor prevăzute la capetele liniei în posturile de transformare. În acest caz rețeaua se numește buclată longitudinal, cu **„legături slabe”.**

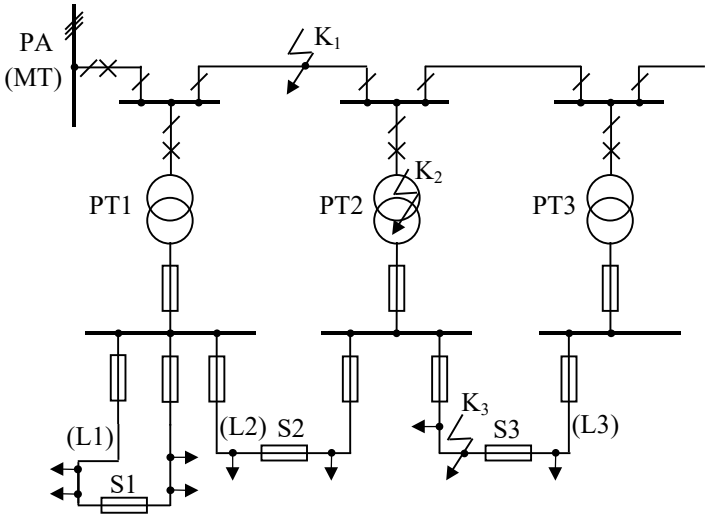


Fig.9.10 Schemă de rețea de JT, buclată longitudinal, cu „legături slabe” [1].

O analiză a funcționării rețelei, pentru punctele de defect K, arată că:

- scurtcircuit în K_1 (MT) - deconectează întreruptorul din PA, toate cele trei PT rămânând fără tensiune. Localizarea defectului, prin repuneri repetate sub tensiune, se face numai după scoaterea legăturilor slabe S2 și S3. După localizarea și separarea tronsonului defect, trafo situate în amonte pot fi realimentate pe calea normală, iar celelalte PT pot fi realimentate dacă este prevăzută rezervare pentru distribuitor de la un alt PA sau de pe barele de MT ale unei stații de transformare;
- scurtcircuit K_2 - deconectează întreruptorul de pe partea MT al acestuia dar și siguranțele S2 și S3, rămânând fără alimentare consumatorii, care în mod obișnuit sunt conectați la acest post. Repunerea sub tensiune începe prin deconectarea transformatorului defect de pe partea de JT, urmată de trecerea sarcinii alimentate de acest post, prin liniile de legătură, PT1 și PT3 (se înlocuiesc siguranțele S2 și S3). Este necesar ca transformatoarele să fie prevăzute cu o rezervă de putere suficientă pentru ca, în cazul avarierii unui transformator, sarcina să poată fi preluată de celelalte transformatoare.
- scurtcircuit K_3, JT, se topesc siguranțele aferente acestei linii, respectiv siguranța sa din PT2 și "legătura slabă" S3, fiind selectată numai porțiunea defectă.

Gradul de siguranță în alimentarea consumatorilor înregistrează o creștere, dacă rețeaua buclată de JT este alimentată de la linii diferite de medie tensiune. Se ajunge în acest mod la schema de conexiuni buclată longitudinal și transversal, cu "legături slabe".

9.3.2.2. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de medie tensiune

Rețelele de distribuție de medie tensiune alimentează cu energie electrică posturile de transformare ale orașelor și întreprinderilor industriale. În cazul distribuției industriale, rețelele de medie tensiune asigură și alimentarea receptoarelor de medie tensiune.

Structura și concepția tehnică a rețelelor de distribuție aeriene la MT sunt determinate, printre altele, de întinderea teritorială, densitatea populației, puterile unitare ale consumatorilor.

Rețelele de medie tensiune de distribuție publică se vor realiza la 20 kV, iar rețelele existente, care funcționează la 6 și 10 kV, se vor trece etapizat la tensiunea de 20 kV.

În funcție de modul de racordare la stațiile de distribuție de 110 kV/MT, rețelele de medie tensiune de distribuție publică se pot clasifica în următoarele categorii:

➢ *rețele cu racordare directă*, în care posturile de transformare sunt racordate direct la barele de medie tensiune ale stațiilor de transformare, prin intermediul liniilor de medie tensiune, numite *distribuitoare*. Distribuția directă prin LES, cu rezervă pe stații diferite (Fig.9.11) este, în prezent, cea mai utilizată schemă de distribuție urbană la medie tensiune. În regim normal de funcționare, bucla este secționată, funcționarea fiind radială;

➢

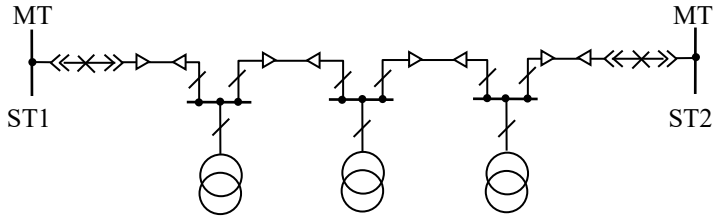


Fig.9.11 Schemă de distribuție directă prin LES cu rezervă pe stații diferite [1].

➢ *rețele cu racordare indirectă prin puncte de conexiuni*, în care posturile de transformare 20/0,4 kV sunt racordate prin linii de 20 kV la barele punctului de conexiuni care, la rândul său, este alimentat din stații de 110/20 kV prin linii care au sau nu alte sarcini pe ele. Prin punct de conexiune se înțelege bara de medie tensiune a unei viitoare stații de 110 kV/MT, a cărei apariție se justifică prin creșterea consumului din zonă;

➢ *rețele cu racordare indirectă prin puncte de alimentare* (PA), în care posturile de transformare sunt racordate prin linii de MT la barele punctului de alimentare care, la rândul său, este alimentat din stații de 110 kV/MT prin linii de alimentare, numite *fideri*. Punctele de alimentare sunt mici stații de conexiuni la medie tensiune. Schemele de conexiuni ale acestor rețele rezultă prin suprapunerea a două rețele cu aceeași tensiune: rețeaua fiderilor sau rețeaua de alimentare și rețeaua de distribuție propriu-zisă. În rețelele de medie tensiune nu se va mai dezvolta sistemul de distribuție prin puncte de alimentare.

În rețelele electrice de distribuție publică se va adopta, de regulă, sistemul de racordare directă la barele stațiilor de 110/20 kV.

Sistemul de racordare indirectă se va utiliza în situații speciale, când stația de transformare de 110/20 kV este situată departe și când prin consumul zonei nu este pe moment justificată apariția unei stații noi de 110/20 kV. În această situație, stația de conexiuni va fi concepută, amplasată și construită astfel încât să formeze corpul de conexiuni de 20 kV al unei viitoare stații 110/20 kV.

În unitățile industriale, rețelele de medie tensiune îndeplinesc următoarele funcțiuni [1]:

➢ alimentarea din rețelele SEE a întreprinderilor cu puteri absorbite între 1 și 5 MW;
➢ distribuția interioară a energiei electrice la marii consumatori;
➢ alimentarea receptoarelor de medie tensiune;
➢ alimentarea rețelei de joasă tensiune prin posturi de transformare amplasate în punctele de consum.

Schemele de conexiuni ale rețelelor industriale de medie tensiune sunt de tip radial, scheme magistrale și de tip mixt:

➢ *Schemele radiale* au cea mai largă utilizare în cadrul rețelelor industriale de MT. Acestea se împart în scheme cu o singură treaptă și scheme cu două sau mai multe trepte. Schemele cu mai multe trepte sunt utilizate în întreprinderile mari, în care se folosesc puncte intermediare

de distribuție (PD), în vederea simplificării schemei stației principale. În figura 9.12 se indică schema de distribuție de tip dublu radial, în două trepte, care asigură o rezervă de 100 % în alimentarea punctelor de distribuție intermediare.

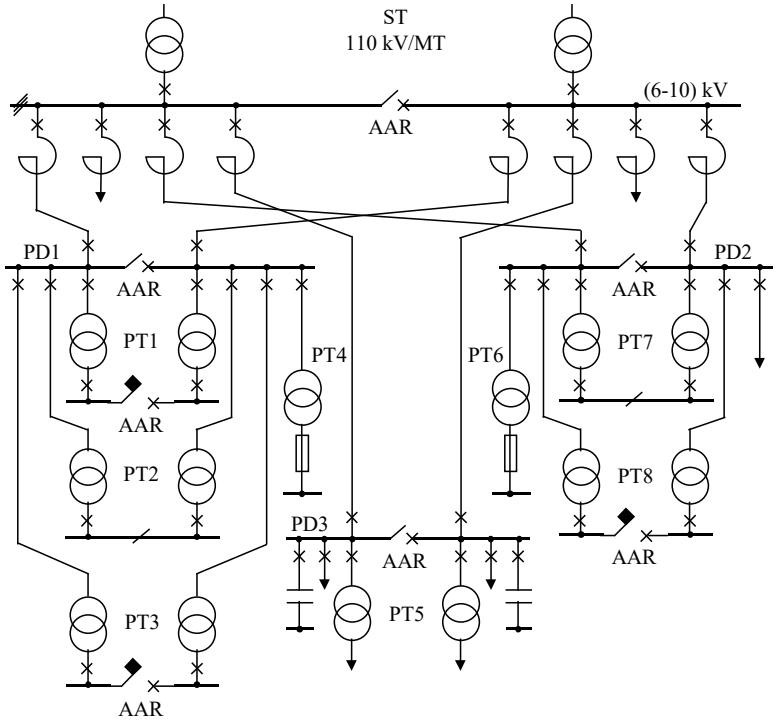


Fig.9.12 Schemă de distribuție de tip dublu radial de MT.

Avantajele schemei radiale duble secționate sunt: siguranță în funcționare, limitarea curenților de scurtcircuit, instalații de protecție simplificate. Principalele dezavantaje ale acestor scheme îl constituie numărul ridicat de celule din punctele de distribuție și de cabluri precum și gradul redus de utilizare a instalațiilor (maxim 50 %);

➢ *Schemele magistrale* sunt potrivite pentru distribuția unor sarcini mari spre puncte situate în aceeași direcție și pot fi grupate în:

✓ magistrale unice, care, de regulă, prezintă un grad de siguranță și de elasticitate în exploatare mai redus decât schemele radiale și de aceea se folosesc pentru alimentarea unor posturi de transformare și a unor puncte de distribuție cu receptoare care admit întreruperi pe durata reparației magistralei;

✓ magistrale paralele, care prezintă un grad ridicat de siguranță și pot fi utilizate pentru orice categorie de receptoare.

9.3.2.3. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de înaltă tensiune

Distribuția energiei electrice la înaltă tensiune, de regulă la 110 kV, a devenit necesară odată cu creșterea puterilor solicitate de aglomerațiile urbane și de marii consumatori industriali (puteri de ordinul zecilor de MVA). Rețelele de distribuție de 110 kV se numesc și rețele de repartiție.

Sistemul de 110 kV este format din linii electrice aeriene și în cablu și din stații de transformare de 110 kV/MT. Rețeaua de distribuție de 110 kV este alimentată din rețeaua de transport de 220 sau 400 kV, prin stații de transformare și de la centrale electrice de putere mijlocie, în speță centrale electrice de termoficare (CET) urbane și industriale. Stațiile de transformare de 400/110 kV și 220/110 kV împreună cu centralele de putere mijlocie constituie „puncte de injecție” de energie electrică pentru rețelele de distribuție de 110 kV.

Stațiile de transformare de 110 kV/MT alimentează cu energie electrică instalațiile de distribuție de medie tensiune.

Configurația rețelelor de distribuție de 110 kV depinde atât de configurația rețelelor de transport cât și de configurația rețelelor de distribuție de medie tensiune.

În cazul marilor orașe, distribuția energiei electrice la înaltă tensiune se poate realiza printr-o rețea de repartiție de 110 kV în formă de inel, care înconjoară orașul (Fig.9.13).

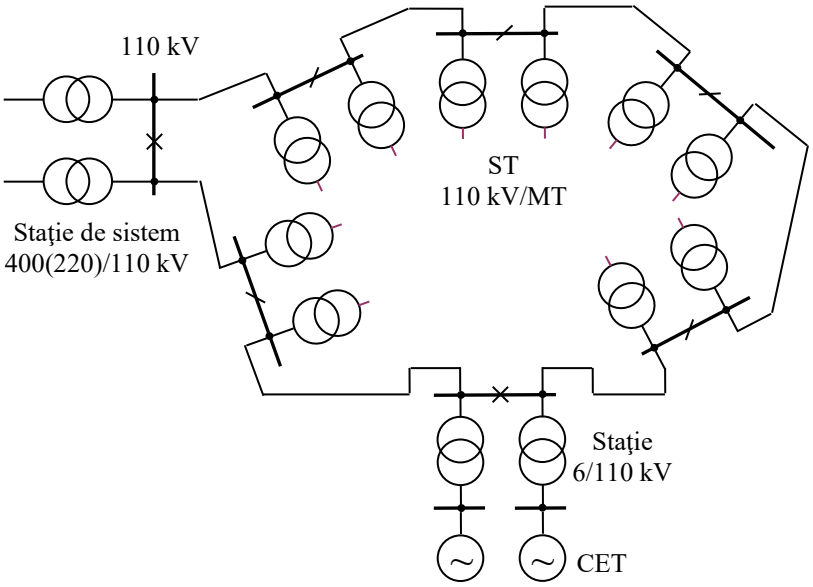


Fig.9.13 Rețea de distribuție urbană de 110 kV în formă de inel.

Schema în formă de inel corespunde unui sistem extins de bare colectoare, la care sunt racordate prin sistem intrare-ieșire stațiile de transformare de 110 kV/MT, echipate cu o unitate sau cu două unități. Numărul maxim al stațiilor de distribuție racordate la inel este de șase. Alimentarea inelului se face de la stațiile de 400 (220)/110 kV ale sistemului electroenergetic și de la CET-uri.

Pentru întreprinderile foarte mari, care necesită puteri mai mari de 50 MW, este nevoie pentru distribuția energiei electrice, pe lângă rețelele de joasă și medie tensiune, de o rețea de înaltă tensiune (110 kV), care să distribuie energia în zonele de concentrare a unor puteri mari. Alimentarea rețelelor industriale de distribuție de 110 kV se face din sistem prin stații de 400 (220)/110 kV. Ele alimentează stații de transformare de IT/MT, amplasate în zonele de concentrare a puterii de pe teritoriul întreprinderii.

Rețeaua de distribuție de 110 kV se realizează în cablu și poate fi de tip radial sau de tip magistral.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și distribuția energiei electrice, Cluj-Napoca, U.T. Press, 2014 ISBN 978-973-662-960-0.

[2]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru Transportul și Distribuția energiei electrice, U.T. Press, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0.

[3]. Dan Călin Peter, Instalații de distribuție energiei electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2000, ISBN 973-97791-6-6.

[4]. Eremia M., Bulac C. ș.a. Electric Power Systems. Volume 1 Electric Networks, Editura Academiei Române, București, 2006.

10. MODELAREA ELEMENTELOR UNUI SISTEM ELECTROENERGETIC

În studierea regimurilor de funcționare a unei rețele electrice trebuie construită schema electrică echivalentă. Aceasta rezultă din interconectarea (în concordanță cu legarea reală a elementelor fizice respective) schemelor echivalente ale elementelor de sistem. În consecință, trebuie cunoscute valorile parametrilor elementelor componente ale rețelei în condiții normale de funcționare, dar și în condiții de avarie [1].

Elementele de sistem avute în vedere se referă atât la producerea, transportul și distribuția energiei electrice cât și la utilizarea acesteia. Astfel, elementele SEE avute în vedere sunt reprezentate în principal de către: generatoarele sincrone, transformatoarele de putere, liniile electrice, bobinele de reactanță, baterii de condensatoare, motoare electrice și convertizoare statice de mare putere.

Calculul parametrilor elementelor rețelei presupune cunoașterea anumitor date constructive, sau rezultate din încercări experimentale, specifice fiecărui element.

Schemele echivalente ale elementelor instalațiilor de transport și distribuție conțin elemente pasive, în general neliniare, dispuse longitudinal sau transversal în schemă. Elementele longitudinale de circuit, de impedanță redusă, corespund impedanței liniilor și impedanței de scurtcircuit a transformatoarelor. Elementele transversale de circuit, de impedanță în general mare, corespund impedanței transversale a liniilor și impedanței de magnetizare a transformatoarelor.

Liniile electrice se simetrizează prin transpunerea fazelor, iar generatoarele și transformatoarele se aduc la o formă cât mai simetrică prin construcția corespunzătoare a miezului. Astfel, deși condiția de construcție simetrică nu este îndeplinită în totalitate, ea este practic asigurată prin măsurile ce se adoptă și elementele trifazate de rețea se consideră de construcție simetrică. *Existența unei construcții simetrice trifazate a elementelor rețelelor electrice, permite analiza regimurilor de funcționare pe scheme monofazate, utilizând metoda componentelor simetrice*.

Trebuie menționat că deși valoarea parametrilor acestor instalații se modifică odată cu modificarea tensiunii și curentului la bornele lor, având în vedere că prin proiectare și execuție se prevede funcționarea în domeniul liniar, iar pe de altă parte, în regimurile normale, tensiunea și curentul se modifică în limite reduse, modificarea parametrilor amintiți este neînsemnată. De aceea, de cele mai multe ori, în calcule *pentru elementele de sistem se admite o reprezentare simplificată cu parametri constanți.*

O altă particularitate a elementelor de rețea este faptul că impedanțele din schema echivalentă *se caracterizează în majoritatea cazurilor printr-un raport R/X subunitar*, datorită faptului că prin proiectare se caută reducerea pierderilor de putere (micșorarea lui R), în timp ce asupra câmpurilor electrice și magnetice nu se poate acționa în mod esențial.

10.1. METODA COMPONENTELOR SIMETRICE

Calculul regimurilor nesimetrice de funcționare a instalațiilor de transport și distribuție se face utilizând metoda componentelor simetrice, propusă de către Fortescue (1918). Conform acestei metode, orice sistem nesimetric de fazori (curenți sau tensiuni) se poate descompune, în mod unic, în trei sisteme trifazate simetrice independente:

- un sistem de secvență (succesiune) pozitivă (sau directă), notat cu „+” (Fig.10.1, a). Este format dintr-un sistem de trei fazori egali în mărime, defazați la 120º în sensul negativ trigonometric (sensul orar);

➢ un sistem de secvență (succesiune) negativă (sau inversă), notat cu „-” (Fig.10.1, b). Este format dintr-un sistem de trei fazori egali în mărime, defazați la 120º în sensul pozitiv trigonometric (sensul antiorar);

➢ un sistem de secvență (succesiune) zero (sau homopolară), notat cu „0” (Fig.10.1, c). Este format dintr-un sistem de trei fazori egali în mărime și în fază.

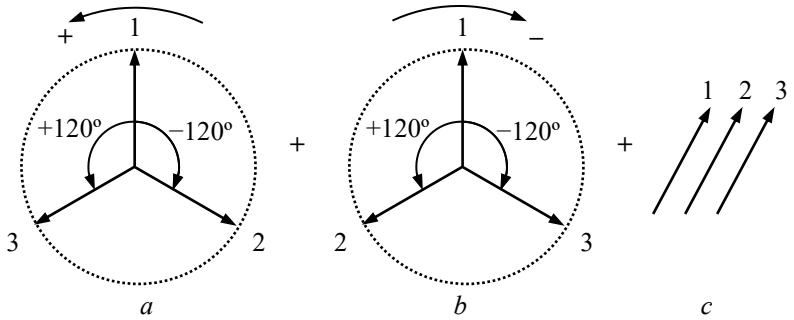


Fig.10.1 Sistemul de componente simetrice:
a) sistemul de secvență pozitivă; b) sistemul de secvență negativă; c) sistemul de secvență zero.

Descompunerea în componente simetrice trebuie înțeleasă în sensul că un fazor oarecare $\underline{V}_k$ al sistemului nesimetric reprezintă permanent suma fazorilor de indice k ai sistemelor simetrice componente, adică:

$$\begin{aligned} \underline{V}_1 &= \underline{V}_1^0 + \underline{V}_1^+ + \underline{V}_1^-; \\ \underline{V}_2 &= \underline{V}_2^0 + \underline{V}_2^+ + \underline{V}_2^-; \\ \underline{V}_3 &= \underline{V}_3^0 + \underline{V}_3^+ + \underline{V}_3^-. \end{aligned} \tag{10.1}$$

Pentru studiul sistemelor trifazate folosind componentele simetrice de secvență pozitivă, negativă și zero, este convenabil să se introducă operatorul de rotație

$$a = e^{j120°} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad |a| = 1, \tag{10.2}$$

care are proprietatea că multiplicarea cu un fazor este echivalentă cu rotirea acestuia cu 120º în sensul trigonometric, fără a-i modifica modulul. Acest operator satisface relațiile:

$$a^3 = 1; a^4 = a; 1 + a + a^2 = 0. \tag{10.3}$$

Se consideră în fiecare sistem simetric fazorii de indice 1 ca origine de fază. Fazorii de indice 2 și 3 din sistemele simetrice pot fi exprimați în funcție de fazorii origine de fază cu ajutorul operatorului de rotație, astfel:

➢ pentru sistemul de secvență pozitivă:

$$\underline{V}_1^+ = \underline{V}^+; \quad \underline{V}_2^+ = a^2\underline{V}^+; \quad \underline{V}_3^+ = a\underline{V}^+; \tag{10.4}$$

➢ pentru sistemul de secvență negativă:

$$\underline{V}_1^- = \underline{V}^-; \quad \underline{V}_2^- = a\underline{V}^-; \quad \underline{V}_3^- = a^2\underline{V}^-; \tag{10.5}$$

➢ pentru sistemul de secvență zero:

$$\underline{V}_1^0 = \underline{V}_2^0 = \underline{V}_3^0 = \underline{V}^0. \tag{10.6}$$

Înlocuind expresiile fazorilor sistemelor simetrice (10.4, 10.5 și 10.6) în relația (10.1) se obține sistemul de ecuații:

$$\begin{aligned} \underline{V}_1 &= \underline{V}^0 + \underline{V}^+ + \underline{V}^-; \\ \underline{V}_2 &= \underline{V}^0 + a^2\underline{V}^+ + a\underline{V}^-; \\ \underline{V}_3 &= \underline{V}^0 + a\underline{V}^+ + a^2\underline{V}^- \end{aligned} \tag{10.7}$$

sau în formă matricială

$$[\underline{V}]=[\underline{T}][\underline{V}]_s, \tag{10.8}$$

unde:

- $[\underline{V}]$ este matricea coloană a mărimilor sistemului trifazat nesimetric;
- $[\underline{V}]_s$ - matricea coloană a componentelor simetrice;
- $[\underline{T}]$ - matricea de transformare corespunzătoare (matricea Fortescue).

$$[\underline{V}]=\begin{bmatrix}\underline{V}_1\\ \underline{V}_2\\ \underline{V}_3\end{bmatrix};\quad [\underline{V}]_s=\begin{bmatrix}\underline{V}^0\\ \underline{V}^+\\ \underline{V}^-\end{bmatrix};\quad [\underline{T}]=\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a^2 & a\\ 1 & a & a^2\end{bmatrix}. \tag{10.9}$$

Rezolvând sistemul de ecuații (10.7), în raport cu componentele simetrice $(\underline{V}^0,\underline{V}^+,\underline{V}^-)$, se obțin expresiile acestor componente în funcție de mărimile sistemului trifazat nesimetric $(\underline{V}_1,\underline{V}_2,\underline{V}_3)$:

$$\begin{aligned}\underline{V}^0&=\frac{1}{3}\left(\underline{V}_1+\underline{V}_2+\underline{V}_3\right);\\ \underline{V}^+&=\frac{1}{3}\left(\underline{V}_1+a\underline{V}_2+a^2\underline{V}_3\right);\\ \underline{V}^-&=\frac{1}{3}\left(\underline{V}_1+a^2\underline{V}_2+a\underline{V}_3\right)\end{aligned} \tag{10.10}$$

sau în formă matricială

$$[\underline{V}]_s=[\underline{T}]^{-1}[\underline{V}], \tag{10.11}$$

în care, matricea inversă este:

$$[\underline{T}]^{-1}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}. \tag{10.12}$$

Aplicarea metodei componentelor simetrice la analiza regimurilor nesimetrice necesită introducerea conceptului de *rețele de secvențe*. Datorită simetriei elementelor rețelei, prin aplicarea metodei componentelor simetrice se obțin trei rețele de secvență independente, necuplate inductiv între ele. În consecință, *calculul regimurilor nesimetrice de funcționare se reduce la o singură fază dar pentru fiecare din cele trei rețele de secvență*.

Într-o rețea de o anumită secvență (pozitivă, negativă sau zero) sunt prezente numai tensiuni și curenți de secvența respectivă. Schema echivalentă a unei rețele de secvență cuprinde impedanțele de aceeași secvență ale tuturor elementelor rețelei, parcurse de curenți de aceeași secvență.

Pentru a determina parametrii de secvență ai elementelor de rețea, în funcție de expresiile acestora în componente de fază, se consideră un element trifazat de rețea de formă generală ca în figura 10.2 și pentru care relațiile dintre tensiunile și curenții sistemului trifazat (nesimetric) sunt de forma:

$$\begin{aligned}\underline{U}_{1f}&=\underline{Z}_{11}\underline{I}_1+\underline{Z}_{12}\underline{I}_2+\underline{Z}_{13}\underline{I}_3;\\ \underline{U}_{2f}&=\underline{Z}_{21}\underline{I}_1+\underline{Z}_{22}\underline{I}_2+\underline{Z}_{23}\underline{I}_3;\\ \underline{U}_{3f}&=\underline{Z}_{31}\underline{I}_1+\underline{Z}_{32}\underline{I}_2+\underline{Z}_{33}\underline{I}_3.\end{aligned} \tag{10.13}$$

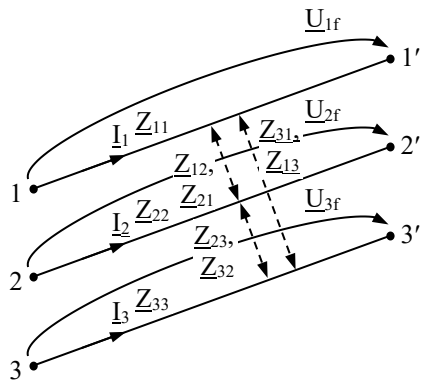


Fig.10.2 Element trifazat de rețea - reprezentare generală [1].

Elementele sistemului (rețea, generatoare, consumatori) au o simetrie ciclică, caracterizată prin egalitatea tuturor impedanțelor proprii ($\underline{Z}$), a tuturor impedanțelor mutuale în sens pozitiv ($\underline{Z}$') și a tuturor impedanțelor mutuale în sens negativ ($\underline{Z}$"), deci:

$$\begin{aligned} &\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_{22} = \underline{Z}_{33} = \underline{Z}; \\ &\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{31} = \underline{Z}'; \\ &\underline{Z}_{21} = \underline{Z}_{32} = \underline{Z}_{13} = \underline{Z}''. \end{aligned} \tag{10.14}$$

Cu aceste relații, sistemul (10.13) devine:

$$\begin{aligned} &\underline{U}_{1f} = \underline{Z}\underline{I}_1 + \underline{Z}'\underline{I}_2 + \underline{Z}''\underline{I}_3; \\ &\underline{U}_{2f} = \underline{Z}''\underline{I}_1 + \underline{Z}\underline{I}_2 + \underline{Z}'\underline{I}_3; \\ &\underline{U}_{3f} = \underline{Z}'\underline{I}_1 + \underline{Z}''\underline{I}_2 + \underline{Z}\underline{I}_3. \end{aligned} \tag{10.15}$$

Componenta de secvență pozitivă a tensiunilor de fază este:

$$\begin{aligned} \underline{U}^+ &= \frac{1}{3}\left(\underline{U}_{1f} + a\underline{U}_{2f} + a^2\underline{U}_{3f}\right) = \\ &= \frac{1}{3}\left[\left(\underline{Z}\underline{I}_1 + \underline{Z}'\underline{I}_2 + \underline{Z}''\underline{I}_3\right) + a\left(\underline{Z}''\underline{I}_1 + \underline{Z}\underline{I}_2 + \underline{Z}'\underline{I}_3\right) + a^2\left(\underline{Z}'\underline{I}_1 + \underline{Z}''\underline{I}_2 + \underline{Z}\underline{I}_3\right)\right] = \underline{Z}^+ \cdot \underline{I}^+ \end{aligned} \quad , (10.16)$$

în care:

$$\underline{I}^+ = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + a\underline{I}_2 + a^2\underline{I}_3\right) \tag{10.17}$$

este componenta de secvență pozitivă a curentului, iar

$$\underline{Z}^+ = \underline{Z} + a^2\underline{Z}' + a\underline{Z}'' \tag{10.18}$$

reprezintă impedanța de secvență pozitivă a elementului respectiv.

Componenta de secvență negativă a tensiunilor de fază este:

$$\begin{aligned} \underline{U}^- &= \frac{1}{3}\left(\underline{U}_{1f} + a^2\underline{U}_{2f} + a\underline{U}_{3f}\right) = \\ &= \frac{1}{3}\left[\left(\underline{Z}\underline{I}_1 + \underline{Z}'\underline{I}_2 + \underline{Z}''\underline{I}_3\right) + a^2\left(\underline{Z}''\underline{I}_1 + \underline{Z}\underline{I}_2 + \underline{Z}'\underline{I}_3\right) + a\left(\underline{Z}'\underline{I}_1 + \underline{Z}''\underline{I}_2 + \underline{Z}\underline{I}_3\right)\right] = \underline{Z}^- \cdot \underline{I}^- \end{aligned} \quad ,.19)$$

unde:

$$\underline{I}^- = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + a^2\underline{I}_2 + a\underline{I}_3\right) \tag{10.20}$$

este componenta de secvență negativă a curentului, iar

$$\underline{Z}^- = \underline{Z} + a\underline{Z}' + a^2\underline{Z}'' \tag{10.21}$$

reprezintă impedanța de secvență negativă a elementului respectiv.

Componenta de secvență zero a tensiunilor de fază este:

$$\underline{U}^0 = \frac{1}{3}\left(\underline{U}_{1f} + \underline{U}_{2f} + \underline{U}_{3f}\right) =$$
$$= \frac{1}{3}\left[\left(\underline{Z}\underline{I}_1 + \underline{Z}'\underline{I}_2 + \underline{Z}''\underline{I}_3\right) + \left(\underline{Z}''\underline{I}_1 + \underline{Z}\underline{I}_2 + \underline{Z}'\underline{I}_3\right) + \left(\underline{Z}'\underline{I}_1 + \underline{Z}''\underline{I}_2 + \underline{Z}\underline{I}_3\right)\right] = \underline{Z}^0 \cdot \underline{I}^0 \quad , \qquad (10.22)$$

în care:

$$\underline{I}^0 = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3\right) \qquad (10.23)$$

este componenta de secvență zero a curentului, iar

$$\underline{Z}^0 = \underline{Z} + \underline{Z}' + \underline{Z}'' \qquad (10.24)$$

reprezintă impedanța de secvență zero a elementului respectiv.

Din relațiile(10.16), (10.19) și (10.22) se observă că:

- tensiunile de secvență sunt dependente numai de curenții de aceeași secvență, deci schemele de secvență sunt independente între ele chiar dacă fazele rețelei trifazate sunt cuplate între ele. Toate aceste relații se referă la faza 1; fenomenele nesimetrice se vor studia doar pentru faza 1, dar pentru trei rețele de secvență independente, în loc de trei faze cuplate între ele;
- elementele instalațiilor de transport și distribuție fiind elemente pasive (nu există un sens preferențial de rotație) prezintă o simetrie totală, caracterizată prin egalitatea tuturor impedanțelor proprii (Z) și egalitatea tuturor impedanțelor mutuale, indiferent de sensul de parcurgere a fazelor ($\underline{Z}$'=$\underline{Z}$''. În acest caz impedanțele de secvență devin:

$$\underline{Z}^+ = \underline{Z}^- = \underline{Z} - \underline{Z}'; \qquad \underline{Z}^0 = \underline{Z} + 2\underline{Z}'; \qquad (10.25)$$

- diferența care apare între impedanțele de secvență se datorează existenței impedanțelor mutuale;
- în regimurile normale simetrice, care sunt cele mai frecvente, componentele de secvență negativă și zero ale tensiunii și curentului fiind nule, rezultă $\underline{U}_{1f} = \underline{U}^+$ și $\underline{I}_1 = \underline{I}^+$, deci între mărimile de fază se stabilește următoarea legătură:

$$\underline{U}_{1f} = \underline{Z}^+ \underline{I}_1, \qquad (10.26)$$

deci în regim normal de funcționare elementele rețelei intervin chiar prin impedanța de secvență pozitivă, care din acest motiv se numește impedanță de exploatare. În concluzie, regimul normal (simetric) se poate urmări pe o singură fază, utilizând pentru impedanțe valoarea lor de secvență pozitivă.

10.2. SCHEMELE ECHIVALENTE ȘI PARAMETRII GENERATORULUI SINCRON

Generatorul sincron este un element activ al sistemului electric care posedă tensiuni electromotoare proprii. Tensiunile electromotoare proprii sunt trifazate și simetrice, considerate de secvență directă. Tensiunile electromotoare active de succesiune inversă și homopolară lipsesc.

Ca variante constructive se cunosc generatoarele sincrone cu poli înecați (întrefier cvasi-constant), respectiv cu poli aparenți (întrefier variabil) așa cum se prezintă în figura 10.3.

În calculul rețelelor electrice generatorul se ia în considerare prin schema echivalentă a statorului (indusului), care este conectat la rețea și alimentat de tensiunea sa electromotoare. Deoarece rezistența generatorului este cu mult mai mică decât reactanța sa, mai ales în cazul generatoarele de putere mare, practic ea se poate neglija.

În cazul generatoarelor sincrone reactanțele precum și tensiunile electromotoare depind de regimul care se studiază: permanent sau tranzitoriu [2].

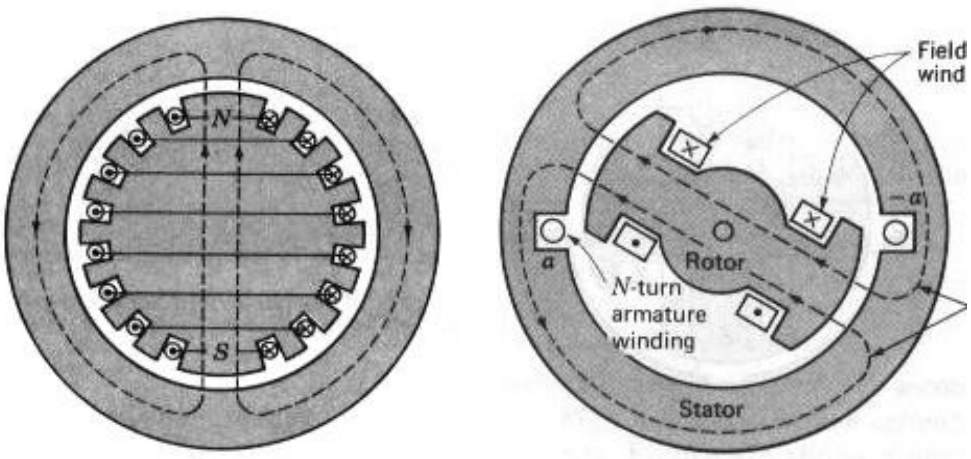


Fig.10.3 Generator sincron:
a) cu poli înecați; b) cu poli aparenți.

În regim permanent de funcționare, curentul de excitație i_e (I_e) produce fluxul magnetic Φ_0 care înlănțuie înfășurarea statorică inducând t.e.m ideală e_0 ($\underline{E}_0$) [2].

Fluxul util rezultat este:

$$\Phi = \Phi_0 - \Phi_a - \Phi_\sigma, \tag{10.27}$$

unde:

- Φa este fluxul de reacție longitudinală a statorului (produs de curentul statoric), care are o acțiune demagnetizantă asupra generatorului și căruia îi corespunde reactanța statorică Xa;
- Φσ este fluxul de scăpări, produs de curentul statoric și care înlănțuie numai înfășurarea statorică și căruia îi corespunde reactanța de scăpări X_σ.

Tensiunea pe fază la bornele generatorului rezultantă este dată de relația:

$$\underline{U}_f = \underline{E}_0 - \underline{E}_\sigma - \underline{E}_a . \tag{10.28}$$

În această situație tensiunea pe fază la bornele generatorului este (Fig.10.4):

$$\underline{U}_f = \underline{E}_0 - jX_\sigma \underline{I} - jX_a \underline{I} = \underline{E}_0 - j(X_\sigma + jX_a)\underline{I} = \underline{E}_0 - jX\underline{I} \quad . \tag{10.29}$$

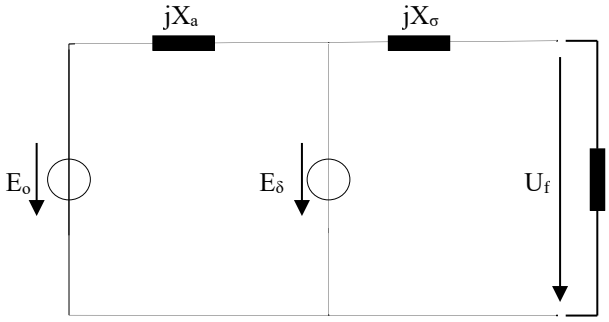


Fig.10.4 Schema echivalentă a generatorului sincron.

10.2.1. Parametrii de secvență pozitivă

10.2.1.1. Reactanța sincronă

Corespunde funcționării sincrone a generatorului și reprezintă suma reactanței de dispersie (scăpări) și de reacție a statorului:

$$X^+ = X^- = X = X_\sigma + X_a . \tag{10.30}$$

Generatorul la mers în gol, excitat cu un curent care asigură tensiunea nominală la borne, se comportă ca un transformator la mers în gol, iar curentul pe care-l preia se aseamănă cu

curentul de magnetizare al transformatorului. În cazul generatorului sincron acest curent se numește curent de scurtcircuit la mersul în gol, I_{k0}.

Raportul de scurtcircuit de mers în gol reprezintă raportul dintre curentul de scurtcircuit la borne (I_{k0}), când curentul de excitație este egal cu curentul de excitație ce asigură tensiunea nominală la borne la mersul în gol, și curentul nominal (I_n) [2]:

$$K_{sc} = \frac{I_{k0}}{I_n}, \tag{10.31}$$

având valorile pentru turbogeneratoare [2]:

$$K_{sc} = 0{,}5 - 0{,}6, \tag{10.32}$$

iar la hidrogeneratoare

$$K_{sc} = 0{,}7 - 2{,}0. \tag{10.33}$$

Valoarea raportului de scurtcircuit este o mărime caracteristică a generatorului cu ajutorul căruia se poate determina reactanța sincronă a generatorului în mărimi raportate:

$$x = \frac{1}{K_{sc}} = \frac{I_n}{I_{k0}} \tag{10.34}$$

Reactanța sincronă după axa longitudinală a mașinii se notează cu X_d iar cea după axa transversală cu X_q . Deoarece reluctanța magnetică în direcția axei longitudinale este mai mică decât cea din direcția axei transversale, rezultă că [2]:

$$X_d > X_q. \tag{10.35}$$

10.2.1.2. Reactanțe tranzitorii

La variații bruște ale curentului, în statorul mașinii apare un flux de reacție, căruia i se opune curentul de amortizare, care apare în înfășurarea de excitație. Datorită fluxului de reacție, fluxul rezultant este mai mic decât în regim staționar și ca urmare reactanța generatorului devine mai mică. Aceasta reactanță se numește reactanța tranzitorie și se notează cu X'.

La turbogeneratoare $X'_d = X'_q$ deoarece înfășurarea de excitație are o acțiune puternică de opoziție față de fluxul produs de reacția indusului atât în direcția axei longitudinale cât și în direcția axei transversale.

10.2.1.3. Reactanțe supratranzitorii

La generatoarele sincrone cu înfășurare de amortizare, fluxul creat de curentul de șoc nu poate pătrunde în rotor din cauza reacției puternice a acestei înfășurări. Din aceasta cauză reactanța generatorului devine mai mică decât în cazul regimului tranzitoriu și se numește reactanța supratranzitorie X" (subtranzitorie, în literatura Engleză) [2].

La turbogeneratoare înfășurarea de amortizare este distribuită uniform pe circumferința rotorului și din această cauză:

$$X''_d = X''_q. \tag{10.36}$$

La generatoarele cu poli aparenți este valabilă inegalitatea:

$$X''_d < X''_q, \tag{10.37}$$

deoarece înfășurarea de amortizare are o acțiune mai mică în direcția axei transversale

Producătorii de generatoare precizează valorile nominale ale generatoarelor:

- puterea nominală $\mathbf{S_n}$ [MVA];
- tensiunea de linie nominală $\mathbf{U_n}$ [kV];
- curentul nominal $\mathbf{I_n}$ [kA];
- factorul de putere $\mathbf{\cos\varphi_n}$;
- valorile rezistenței statorice $\mathbf{R_G}$ [Ω];

➢ valorile reactanțelor sincrone de secvență pozitivă (**x_d, x_q**), negativă (**x^-**), zero (**x^0**), și reactanțele supratranzitorii (**x_d''**) și tranzitorii (**x_d'**) în unități relative [u.r.] sau procentuale [%].

Astfel, reactanțele se calculează în funcție de parametrii nominali ai generatorului cu relații de forma:

$$X = x_{u.r.}\frac{U_n}{\sqrt{3}I_n} = x_{u.r.}\frac{U_n^2}{\sqrt{3}I_N \cdot U_n} = x_{u.r.}\frac{U_n^2}{S_n} = \frac{x_{\%}}{100}\frac{U_n^2}{S_n}\,[\Omega]. \qquad (10.38)$$

Rezistența statorică a generatorului se poate calcula cu suficientă aproximație cu:

➢ pentru puteri ≥ 100 MVA:

$$R_G = 0{,}05\,X_d'' \;; \qquad (10.39)$$

➢ pentru puteri < 100 MVA:

$$R_G = 0{,}07X_d''; \qquad (10.40)$$

➢ pentru generatoarele de joasă tensiune:

$$R_G = 0{,}15X_d''. \qquad (10.41)$$

10.2.2. Parametrii de secvență negativă

În timpul funcționării nesimetrice a generatorului sincron, componenta de secvență inversă a curentului provoacă un câmp invers care se rotește față de rotor cu o viteză dublă. Acest câmp induce în înfășurările rotorice curenți cu o frecvență dublă (100 Hz), din care cauză acțiunea înfășurării rotorice devine mult mai puternică și micșorează pătrunderea în rotor a fluxului invers. Astfel, apare o situație identică cu aceea din primul moment al șocului de sarcină. De aici rezultă că reactanța de secvență negativă este aproximativ de același ordin de mărime ca reactanța supratranzitorie/subtranzitorie.

Pentru turbogeneratoare se poate scrie:

$$X^- \cong (1 \rightarrow 1{,}2)\,X_d'', \qquad (10.42)$$

iar pentru generatoarele cu poli aparenți, cu înfășurare de amortizare, reactanța de secvență negativă (inversă) este:

$$X^- = \frac{X_d'' + X_q''}{2}. \qquad (10.43)$$

În cazul generatoarelor cu poli aparenți, fără înfășurare de amortizare, valoarea reactanței de secvență negativă este:

$$X^- = \frac{X_d' + X_q'}{2}. \qquad (10.44)$$

10.2.3. Parametrii de secvență zero

Pentru ca generatorul sincron să poată prezenta o reactanță de secvență zero finită este necesar ca el să aibă neutrul legat la pământ. Această situație există numai la generatoarele de joasă tensiune.

În plus trebuie să se țină seama de următoarele considerente:

➢ generatoarele sincrone sunt cuplate la rețea de obicei prin intermediul transformatoarelor cu o înfășurare în triunghi, ceea ce împiedică să se transmită din rețea un sistem de secvență homopolară;

➢ în cazul în care apare în generator secvența homopolară, în generator nu circula curenți de secvență homopolară deoarece nulul generatorului este legat la pământ printr-o rezistență ohmică mare;

➢ curenții de secvență homopolară produc fluxuri de secvență homopolară care se închid în aer. Deci reactanța homopolară este o reactanță de dispersie de valoare mică:

$$X^0 = (0{,}15 \rightarrow 0{,}6)X''. \qquad (10.45)$$

În tabelul 10.1 sunt prezentați parametrii câtorva generatoare fabricate în România.

În concluzie pentru generatorul sincron se pot utiliza schemele echivalente din figura 10.5.

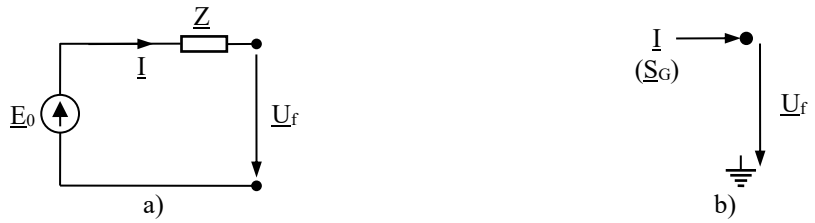


Fig.10.5 Scheme echivalente pentru generatorul sincron:
a) sursă de tensiune; b) injecție de curent sau de putere.

Schema echivalentă din figura 10.5, a se utilizează în calculele de scurtcircuit, în timp ce schema echivalentă din figura 10.5, c se va utiliza în calculele de regim permanent.

Tabelul 10.1 Parametrii generatoarelor [3]

Tip 1	**S_N [MVA]**	**U_N [kV]**	**I_N [kA]**	**cos φ**	**Rezistența înfășurării la 15^0C (20^0C) [10^{-3} Ω]**		**Reactanțele în unități relative**					
					Stator	**Rotor**	**x_d''**	**x_d'**	**x_d**	**x_q**	**x^-**	**x^0**
0	1	2	3	4	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
1. Turbogeneratoare fabricate în ROMÂNIA												
A 1300/900	3,75	6,3	0,343	0,8	33,3	345	0,123	0,169	0,689	0,689	0,151	0,0294
A1300/1050	5,0	6,3	0,459	0,8	26,4	370	0,126	0,19	1,771	1,771	0,154	0,0695
A1500/1400	9,0	6,3	0,825	0,8	11,6	341	0,142	0,2	1,877	1,877	0,173	0,0802
TA-12-2	15,0	6,3	1,375	0,8	4,82		0,115	0,175	1,82	1,82	0,14	0,055
TH-60-2	75,0	10,5	4,125	0,8		99,5	0,176	0,309	1,675	1,675		
THA-160-2	187,5	15,75	6,9	0,8			0,212	0,319	2,067	2,067		
THA-330-2	388	24,0	9,34	0,85			0,269	0,364	2,15	2,15		0,116
0	1	2	3	4	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
2. Hidrogeneratoare fabricate în ROMÂNIA												
HVS 260/35-10	3,8	6,3		0,9			0,21	0,215	1,12			
HVS 424/55-44	4,3	6,3		0,9			0,22	0,31	1,02			
HVS 602/95-44	12,5	6,3		0,9			0,21	0,32	1,03			
HVS 795/90-64	21,0	10,5		0,9	3,97	182,5	0,2128	0,2938	0,8058	0,5328	0,217	0,0905
HVS 800/95-60	26,0	10,5	1,43	0,9	2,48	165	0,2398	0,3068	0,8712	0,5758	0,234	0,0896
HVS 1500/175-84	190,0	15,75	6,97	0,9	0,439	165	0,316	0,38	1,14	0,84	0,26	0,11

10.3. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE AERIENE (LEA)

Pentru calculul parametrilor longitudinali, linia aeriană trifazată poate fi reprezentată prin trei circuite monofazate conductor-pământ paralele, calea de întoarcere prin pământ a fiecărui circuit fiind echivalentă cu un conductor de întoarcere plasat adânc în sol. Fiecare buclă conductor-pământ din sistemul trifazat se caracterizează printr-o impedanță proprie și o impedanță mutuală față de buclele vecine. Dacă prin linia trifazată circulă un sistem simetric

și echilibrat de curenți, suma curenților prin cele trei conductoare de întoarcere fictive este nulă și, în consecință, acestea nu influențează valoarea parametrilor liniei. În cazul curenților de secvență zero, care se închid prin pământ, buclele monofazate conductor-pământ asigură calea de închidere a acestora. În regim de secvență zero, calea de întoarcere prin pământ influențează valoarea parametrilor.

Schemele electrice echivalente ale LEA sunt determinate de tipul constructiv al liniei, lungimea liniei, tensiunea și geometria stâlpului pe care conductoarele sunt montate. Schema electrică echivalentă a LEA. se poate reprezenta printr-un circuit echivalent cu parametri concentrați sau distribuiți.

În funcție de lungimea liniei, LEA se clasifică în:

- **linii scurte**, până la 80 km – la aceste linii, parametrii transversali se neglijează (Fig.10.6, a). În acest caz, linia este reprezentata prin impedanța longitudinală;
- **linii de lungime medie**, cu lungimea până la 240 km - la aceste linii electrice, prezența curenților capacitivi (transversali) ai liniei trebuie luată în considerare pentru o mai corectă reprezentare a schemei echivalente a liniei electrice. Prezența curenților transversali este dată de admitanța liniei, care este un parametru concentrat la capetele schemei echivalente în Π (Fig.10.6, b);
- **linii lungi**, cu lungimea peste 240 km - la aceste linii, schema electrică nu se mai poate reprezenta cu parametrii concentrați la capete. Schema devine cu parametri uniform distribuiți, și se folosesc constantele A, B, C si D cu care se poate construi o schemă echivalentă în Π.

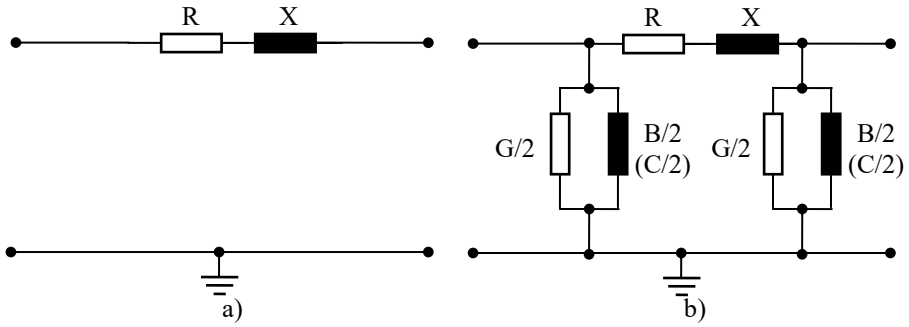


Fig.10.6 Scheme monofazate a LEA:
a) pentru linii scurte; b) pentru linii de lungime medie și lungă.

10.3.1. Rezistența LEA

Rezistența reprezintă elementul activ longitudinal din schema echivalentă și corespunde pierderilor de putere activă longitudinală din linia reală.

Pentru determinarea rezistențelor în sistemul mărimilor de fază se imaginează o probă de mers în gol pe două faze, cu conductoarele active ale liniei scurtcircuitate la capătul opus și legate la pământ (Fig.10.6), iar conductorul de protecție legat la pământ la ambele capete.

Se alimentează faza 1 și se măsoară căderile de tensiune pe fazele 1 și 2. Fie $\Delta U_{1activă}$ și $\Delta U_{2activă}$ componentele active ale acestor tensiuni. Se pot scrie relațiile:

$$R_{11} = \left.\frac{\Delta U_{1activa}}{I_1}\right|_{I_2 = I_3 = 0} = R = R_c + \frac{R_p \cdot R_{cp}}{R_p + R_{cp}}; \qquad (10.46)$$

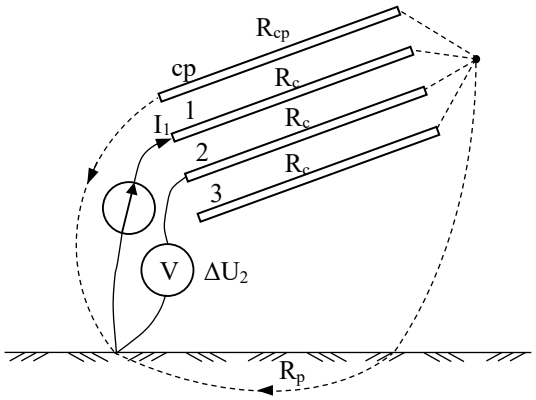


Fig.10.7 Determinarea rezistențelor R și R′ la o LEA [1].

$$R_{21} = \frac{\Delta U_{2activa}}{I_1}\Bigg|_{I_2 = I_3 = 0} = R' = \frac{R_p \cdot R_{cp}}{R_p + R_{cp}}, \qquad (10.47)$$

în care:

- R_c este rezistența conductorului activ pe fază;
- R_{cp} - rezistența conductorului de protecție;
- R_p - rezistența căii de întoarcere prin pământ.

În lipsa conductorului de protecție ($R_{cp}\to\infty$), rezistențele proprie și mutuală de fază au expresiile:

$$R = R_c + R_p; \quad R' = R_p. \qquad (10.48)$$

Rezistențele de secvență pozitivă/negativă, indiferent dacă există sau nu conductor de protecție, au expresiile (10.25):

$$R^+ = R^- = R - R' = R_c. \qquad (10.49)$$

Dacă LEA este prevăzută cu conductor de protecție atunci rezistența de secvență zero, conform relațiilor (10.25) și (10.47), este:

$$R^0 = R + 2R' = R_c + 3\frac{R_p \cdot R_{cp}}{R_p + R_{cp}}. \qquad (10.50)$$

Dacă LEA nu este prevăzută cu conductor de protecție ($R_{cp}\to\infty$), rezistența de secvență zero se reduce la:

$$R^0 = R_c + 3R_p. \qquad (10.51)$$

10.3.1.1. Rezistența conductoarelor LEA

În curent continuu, rezistența unui conductor se calculează cu relația:

$$R_{cc} = \rho\frac{l}{S} \quad [\Omega], \qquad (10.52)$$

în care:

- ρ este rezistivitatea electrică a materialului conductor, în $\Omega mm^2/m$;
- l - lungimea conductorului, în m;
- S - secțiunea conductorului, în mm^2.

La determinarea rezistenței conductoarelor liniilor electrice trebuie să se țină seama de următoarele:

- în cazul conductoarelor funie, din cauza răsucirii, lungimea firelor componente ale funiei este cu (2÷4) % mai mare decât lungimea conductorului. În acest caz, pentru lungimea conductorului, se consideră (1,01÷1,02) l:

$$R_{cc} = (1,01 \div 1,02)\rho \frac{l}{S} \quad [\Omega]; \tag{10.53}$$

➢ în calcule se folosesc secțiunile standardizate, secțiunile reale (efective), care se calculează prin înmulțirea numărului de fire cu secțiunea unui fir, fiind de obicei mai mici. Abaterile (2÷3 %) sunt însă admise de prescripții;
➢ în cazul conductoarelor de Al-Ol, datorită conductibilității reduse a părții de oțel, la calculul rezistenței se consideră doar secțiunea aluminiului;
➢ în curent alternativ rezistența conductorului (R_{ca}) este mai mare decât în curent continuu (R_{cc}) datorită *efectului pelicular* și a *efectului de proximitate*.

Ca urmare a efectului pelicular, rezistența conductorului în curent alternativ este dată de:

$$R_{ca} = K_p R_{cc}, \tag{10.54}$$

unde K_p este coeficientul pelicular al conductorului care se indică în tabele.

De obicei, rezistența conductoarelor pe unitatea de lungime este dată în tabele, pentru diferite secțiuni și tipuri constructive, la o temperatură a mediului ambiant de +20°C. În practică, nu se ținea seama de variația rezistenței cu temperatura decât în cazul studierii încălzirii conductoarelor. În acest caz, la o temperatură θ, expresia rezistenței conductorului (10.52) devine:

$$R_\theta = \rho \frac{l}{S} = \rho_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)]\frac{l}{S} = R_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)], \tag{10.55}$$

în care:
➢ ρ_{20} este rezistivitatea electrică la 20 °C, indicată în tabele;
➢ α_{20} - coeficientul de variație a rezistivității cu temperatura, având valoarea de 0,00393 1/grd pentru cupru și 0,00403 1/grd pentru aluminiu;
➢ R_{20} - rezistența conductorului la 20°C, calculată sau obținută din tabele.

10.3.1.2. Rezistența pământului

Experiența a arătat că pământul poate fi echivalat cu un conductor de întoarcere plasat adânc în sol, la o distanță care depinde de natura solului, dispunerea prizelor de pământ, distanța dintre extremitățile conductorului și frecvența curentului. Rezistența căii de întoarcere prin pământ se poate calcula utilizând relația lui Carson:

$$R_{p0} = \omega \mu \frac{1}{8} \cdot 10^3 \quad [\Omega/\text{km}], \tag{10.56}$$

în care $\omega = 2\pi f$ și $\mu \approx \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/km.

Se constată că rezistența căii de întoarcere prin pământ R_{p0} nu depinde practic de conductivitatea solului și la frecvența de 50 Hz rezultă:

$$R_{p0} = \pi^2 f \cdot 10^{-4} \approx 0,05 \ [\Omega/\text{km}]. \tag{10.57}$$

10.3.2. Reactanța LEA

Reactanța inductivă pe fază a unei linii electrice se determină cu relația:

$$X = \omega L = 2\pi f L \quad [\Omega], \tag{10.58}$$

în care L este inductivitatea pe fază în H, iar f este frecvența în Hz.

Inductivitatea se definește prin raportul dintre fluxul magnetic total care străbate o suprafață limitată de conturul unui circuit și curentul prin acel circuit:

$$L = \frac{\Phi_t}{i}. \tag{10.59}$$

Într-un mediu liniar din punct de vedere magnetic, inductivitatea depinde de natura materialului și de dimensiunea și forma spațială a circuitului. Dacă există mai multe circuite, care se influențează reciproc, se definește o inductivitate proprie și o inductivitate mutuală.

Principial inductivitatea se referă la circuite închise. În calculul liniilor electrice se operează de obicei cu inductivități de calcul, corespunzătoare unor porțiuni de circuit, de exemplu: inductivitatea proprie a unui conductor sau inductivitatea mutuală dintre două conductoare. Inductivitățile de calcul nu au o semnificație fizică.

10.3.2.1. Inductivitățile de secvență ale unui conductor aparținând unei LEA trifazate cu simplu circuit

Pentru calculul inductivităților, liniile trifazate se reprezintă prin trei linii conductor-pământ, cuplate magnetic (Fig.10.8). În cazul liniilor aeriene trifazate, bucla monofazată apare între un conductor și pământ. În acest caz, inductivitatea conductorului aparținând buclei conductor-pământ se calculează considerând o linie echivalentă alcătuită din două conductoare situate la distanța D_{cp} (Fig.10.8). Această distanță depinde de rezistivitatea solului ρ ($\rho=10^2$ Ωm, pentru sol umed și $\rho=10^3$ Ωm, pentru sol uscat) și de frecvența curentului f; se poate calcula cu una din relațiile:

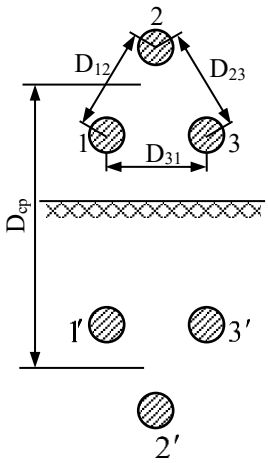


Fig.10.8 LEA trifazată reprezentată prin 3 bucle monofazate conductor-pământ [1].

$$D_{cp} = 660\sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [m] \quad \text{sau} \quad D_{cp} = 550\sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [m]. \tag{10.60}$$

La frecvența de 50 Hz se obține:

- $D_{cp}\approx935$ (775) m, pentru sol umed;
- $D_{cp}\approx2950$ (2460) m, pentru sol uscat.

Pentru calculul inductivităților se vor utiliza expresiile inductivității unui conductor aparținând unui circuit monofazat conductor-pământ:

$$L = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\ln\frac{D_{cp}}{r_e} \tag{10.61}$$

și a inductivității mutuale dintre două conductoare de fază aparținând unor bucle monofazate conductor-pământ:

$$L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi}\ln\frac{D_{cp}}{D}. \tag{10.62}$$

unde $r_e=r\ e^{-1/4}=0{,}7788\cdot r$, reprezintă *raza echivalentă a conductorului masiv* numită și *raza geometrică medie a conductorului pe fază* (GMR - Geometrical Medium Radius). Se mai numește și *distanța geometrică proprie a conductorului* și se măsoară în metri. *Ea reprezintă raza unui conductor fictiv care nu are nici un fel de inductanță internă, dar a cărui inductanță totală are aceeași valoare ca a conductorului real.*

Se constată că inductivitatea mutuală depinde de distanța dintre conductoare D. Dacă conductoarele sunt așezate pe orizontală, inductivitățile mutuale diferă funcție de cele două faze considerate, iar dacă conductoarele sunt dispuse în vârful unui triunghi echilateral, datorită nesimetriei față de pământ, inductivitatea mutuală diferă pentru grupuri de câte două faze.

Deoarece Dcp este mult mai mare decât înălțimea conductoarelor față de pământ, se consideră aceeași valoare pentru fiecare buclă monofazată, deci conductoarele vor avea aceeași inductivitate proprie, indiferent de poziția pe stâlp, $L_{11}=L_{22}=L_{33}=L$.

Din cauza reactanțelor (impedanțelor) diferite pe cele trei faze, chiar dacă linia este alimentată cu un sistem simetric de tensiuni, curenții din linie și tensiunile la sfârșitul acesteia vor forma sisteme nesimetrice. Acest inconvenient se elimină prin transpunerea fazelor, adică fiecare fază ocupă toate pozițiile posibile pe stâlp pe lungimi egale. Pentru liniile trifazate cu simplu circuit, transpunerea se poate efectua la 1/3 și la 2/3 din lungimea totală a liniei (Fig.10.9, b). Există și o altă variantă, în care prima treime este divizată în două șesimi, dispuse la începutul liniei și la sfârșitul ei (Fig.10.9, c). În acest caz, o fază pornită de pe o poziție ajunge, la sfârșitul liniei, în aceeași poziție pe stâlp, evitându-se astfel unele confuzii la efectuarea de manevre în exploatare [1].

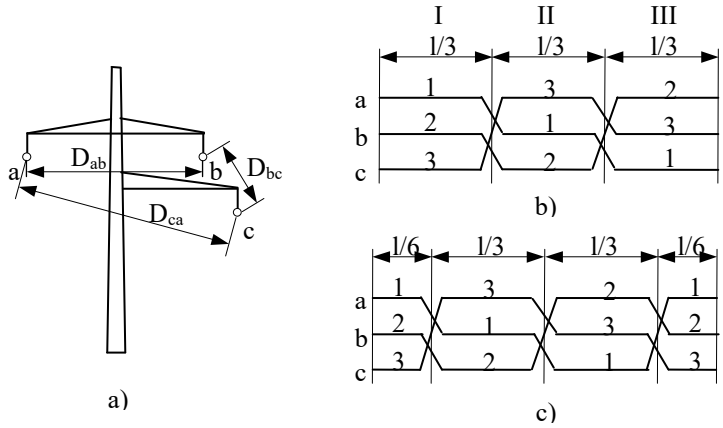


Fig.10.9 Transpunerea fazelor unei LEA trifazate cu simplu circuit [1]:
a) coronamentul LEA; b) transpunere fără revenire la poziția inițială; c) transpunere cu revenire la poziția inițială.

Distanța pe care un conductor de fază ocupă cele trei poziții se numește *ciclu de transpunere*, iar distanța dintre două puncte de transpunere se numește *pas de transpunere*. Transpunerea conductoarelor se poate realiza de-a lungul liniei pe stâlpi de transpunere sau în stațiile de conexiuni.

Numărul ciclurilor de transpunere pe o linie depinde de lungimea și de tensiunea nominală a liniei, și este dictat de necesitatea de a limita influența liniilor de înaltă tensiune (IT) asupra liniilor de telecomunicații. În prezent la liniile de 110 kV se practică un singur ciclu de transpunere, iar la 220 kV, 400 kV, în funcție de lungimea liniei, între unu și trei cicluri. Pentru țara noastră, având în vedere lungimile liniilor de 400 kV, lungimea ciclului este de cca. 250 km.

În cazul liniilor transpuse, se demonstrează că se pot obține valori egale pe fază ale inductanței pentru diferite configurații geometrice considerând o linie echivalentă cu o distanță medie geometrică între faze, D_m (GMD-Geometric Mean Distance), și dispunerea echilaterală a conductoarelor pe stâlp.

Pentru a calcula inductivitatea mutuală dintre conductoarele de fază 1 și 2, aparținând celor două bucle conductor-pământ, se scrie expresia fluxului mutual pentru întreaga linie ca sumă a fluxurilor mutuale care înlănțuie faza 1 pentru cele trei poziții I, II și III (Fig.10.9, b) pe care

le ocupă cele două conductoare într-un ciclu de transpunere egal cu lungimea totală a liniei (se consideră numai fluxul creat de i_2). Din acesta rezultă inductivitatea mutuală [1]:

$$L_{12} = L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{D_m}, \tag{10.63}$$

în care $D_m = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$ este distanța medie geometrică dintre conductoarele de fază (GMD-Geometric Mean Distance). Evident că $L_{12}=L_{23}=L_{31}$.

Inductivitatea de secvență pozitivă/negativă pentru conductorul de fază al unei LEA trifazate cu simplu circuit, conform relației (10.25), are expresia:

$$L^+ = L - L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_e} - \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{D_m} = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_m}{r_e}. \tag{10.64}$$

Se observă că inductivitatea L^+ are aceeași expresie ca inductivitatea unui conductor aparținând circuitului monofazat, dar calculată cu distanța D_m în loc de D.

Inductivitatea de secvență zero, conform (10.25) este:

$$L^0 = L + 2L' = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_e} + 2\frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{D_m} = 3\frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{\sqrt[3]{r_e \cdot D_m^2}} = 3\frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_m}. \tag{10.65}$$

unde $r_m = \sqrt[3]{r_e \cdot D_m^2}$ este raza medie echivalentă a celor 3 conductoare.

Reactanțele corespunzătoare, în Ω/km sunt:

$$X_0^+ = 2\pi f \cdot 4,6 \lg \frac{D_m}{r_e} \cdot 10^{-4} = 0,1445 \lg \frac{D_m}{r_e} \text{ [Ω/km]}; \tag{10.66}$$

$$X_0^0 = 2\pi f \cdot 3 \cdot 4,6 \lg \frac{D_{cp}}{r_m} \cdot 10^{-4} = 3 \cdot 0,1445 \lg \frac{D_{cp}}{r_m} \text{ [Ω/km]}. \tag{10.67}$$

De exemplu, pentru o LEA de 220 kV cu conductor Al-Ol 3×450 mm^2, având D_m=9,3 m și r_e=13,8 mm , considerând D_{cp}=1000 m, rezultă:

$$X_0^+ = 0,1445 \lg \frac{9,3}{13,8 \cdot 10^{-3}} = 0,408 \left[\Omega / \text{km}\right];$$

$$X_0^0 = 3 \cdot 0,1445 \lg \frac{D_{cp}}{r_m} = 0,4335 \lg \frac{1000}{1,06} = 1,28 \left[\Omega / \text{km}\right];$$

$$X_0^0 = 3,16 \cdot X_0^+.$$

În general, pentru LEA trifazate cu simplu circuit, reactanța de secvență pozitivă este în jur de 0,4 Ω/km (pentru o gamă destul de largă a raportului D_m/r_e, logaritmul se modifică puțin), iar pentru reactanța de secvență zero se poate considera:

$$X_0^0 = (3 \div 4) \cdot X_0^+. \tag{10.68}$$

10.3.2.2. Inductivitățile de secvență ale unui conductor aparținând unei LEA trifazate cu dublu circuit

Se consideră o linie trifazată cu dublu circuit (Fig.10.10, a). Pentru liniile trifazate cu dublu circuit se utilizează următoarele scheme de transpunere [1]:

- transpunerea ambelor circuite are loc la 1/3 și 2/3 din lungimea liniei, întotdeauna în sens opus unul altuia (Fig.10.10, b);
- în cazul în care se dorește ca ordinea fazelor să fie la sfârșit la fel ca la început, o treime din lungimea liniei este divizată și transpunerea are loc conform modelului: 1/6, 1/3, 1/3, 1/6 (Fig.10.10, c).

Liniile trifazate cu dublu circuit se reprezintă prin 6 circuite monofazate conductor-pământ,

distanța dintre conductoarele de ducere și căile de întoarcere prin pământ (D_{cp}) considerându-se egale, deci conductoarele vor avea aceeași inductivitate proprie indiferent de poziția lor pe stâlp [1].

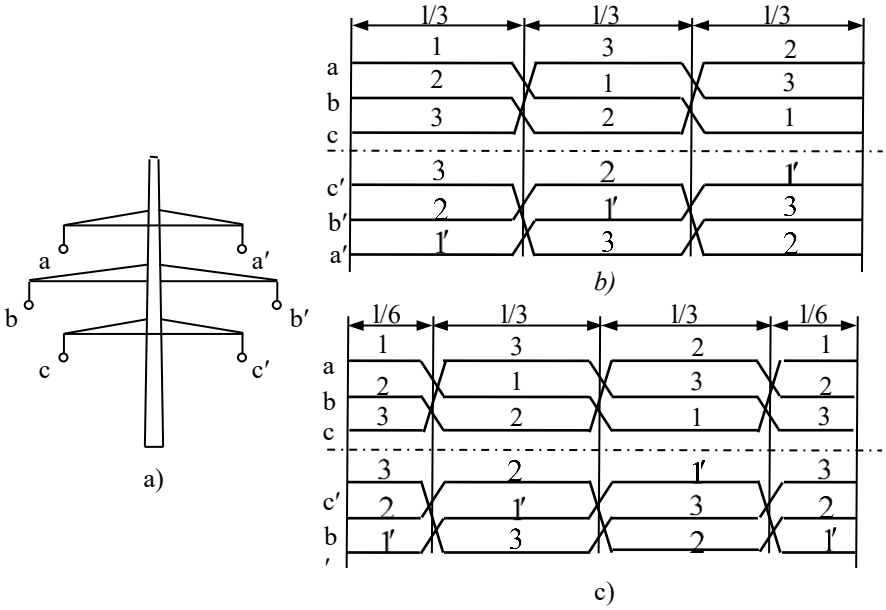


Fig.10.10. Transpunerea fazelor unei LEA trifazate dublu circuit [1]:
a) coronamentul unei LEA trifazate cu dublu circuit; b) transpunere fără întoarcere la poziția inițială; c) transpunere cu întoarcere la poziția inițială.

Procedând ca la liniile trifazate cu simplu circuit, pentru fluxul total atașat fazei 1 pentru cei trei pași (Fig.10.10, b) se pot scrie relațiile:

$$L = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_e}, \tag{10.69}$$

$$L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp} D_{m2}}{D_m D_{m1}}, \tag{10.70}$$

unde:

- $D_m = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$ este media geometrică a distanțelor dintre fazele unui circuit;
- $D_{m1} = \sqrt[3]{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}$ - media geometrică a distanțelor dintre fazele ne omoloage ale celor două circuite (datorită simetriei $D_{ab'} = D_{ba'}$, $D_{ac'} = D_{ca'}$, $D_{bc'} = D_{cb'}$);
- $D_{m2} = \sqrt[3]{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}$ - media geometrică a distanțelor dintre fazele omoloage ale celor două circuite.

Pentru secvența pozitivă (negativă), cele două circuite se influențează într-o mică măsură deoarece liniile de câmp ale unui circuit care înlănțuie celălalt circuit sunt doar linii de dispersie. În consecință, reactanța de secvență pozitivă și negativă se pot calcula aproximativ ca la o linie cu simplu circuit, eroarea ce apare față de situația reală fiind de (1÷5)%. Reactanța specifică (pe fază și pe kilometru) a unei LEA cu dublu circuit cu un singur conductor pe fază, se calculează cu relația:

$$X_0^+ = \omega(L - L') = 0{,}1445 \lg \frac{D_m D_{m1}}{D_{m2} r_e} \ [\Omega/\text{km}]. \tag{10.71}$$

La secvență zero însă, fluxurile celor două circuite se însumează (Fig.10.11) și inductivitatea conductorului de dus al buclei echivalente este [2]:

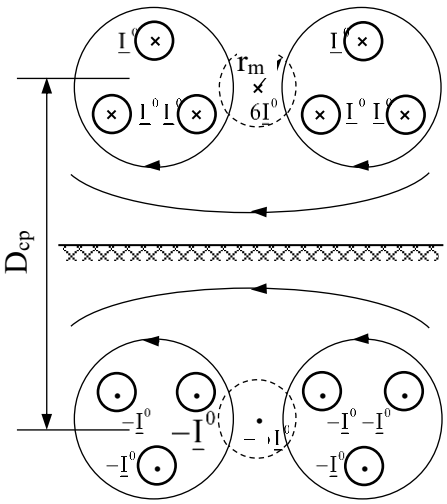


Fig.10.11 Echivalența sistemului trifazat dublu în regim de secvență zero.

$$L_{ech} = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_m} \tag{10.72}$$

iar pentru o fază și un circuit:

$$L^0 = 6 \cdot L_{ech} = 6 \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_m}, \tag{10.73}$$

unde

$$r_m = \sqrt[6]{r_e \cdot D^5_{m,I\text{-}II}}, \tag{10.74}$$

$D_{m,I\text{-}II}$ fiind distanța medie geometrică dintre conductoarele circuitelor I și II și se calculează cu relația [2]:

$$D_{m,I\text{-}II} = \sqrt[9]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} D_{ca'} D_{cb'} D_{cc'}}. \tag{10.75}$$

Pentru o linie aeriană trifazată cu dublu circuit [1]:

$$X_0^0 \approx 6X_0^+. \tag{10.76}$$

10.3.2.3. Influența construcției conductorului LEA asupra inductivității acestuia

Relațiile de calcul al inductivităților, stabilite în paragrafele precedente, au fost deduse considerând conductoarele masive, monofilare. În construcția LEA se folosesc de obicei conductoare multifilare sau funie, iar în cazul tensiunilor foarte înalte (U_n>220 kV), pentru creșterea capacității de transport a liniei și evitarea apariției fenomenului corona, se utilizează conductoare fasciculare sau jumelate, adică mai multe conductoare pe fază, dispuse spațial în diferite geometrii. Sistemul se mai numește și sistem multiconductor pe fază.

Pentru *calculul inductivității unui conductor multifilar*, se consideră un circuit monofazat, în care conductorul 1 este alcătuit din n subconductoare, iar conductorul 2 este alcătuit din m subconductoare (Fig.10.12).

În acest caz în calcule se va utiliza *raza echivalentă a sistemului conductor multifilar* 1 sau *distanța medie geometrică proprie a conductorului* 1 (self GMD). Aceasta se calculează ca rădăcină de ordinul n^2 a produsului celor n^2 factori, care reprezintă distanțele dintre fiecare subconductor și toate celelalte subconductoare din interiorul sistemului conductor 1 precum și razele echivalente ale tuturor subconductoarelor din componența conductorului 1, $d_{aa}=d_{bb}=d_{cc}=...=d_{nn}=r_e$:

$$D_{S1} = r_{eS1} = \left[\left(d_{aa} \cdot d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot ... \cdot d_{an} \right) \cdot ... \cdot \left(d_{na} \cdot d_{nb} \cdot d_{nc} \cdot ... \cdot d_{nn} \right) \right]^{\frac{1}{n^2}}. \tag{10.77}$$

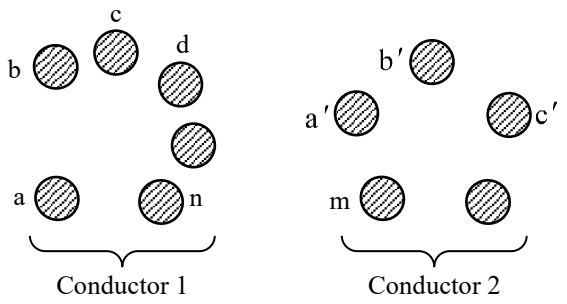


Fig.10.12 Circuit monofazat cu conductoare multifilare.

Pentru exemplificare se determină raza echivalentă pentru un conductor omogen compus din 7 fire identice de rază r (Fig.10.13).

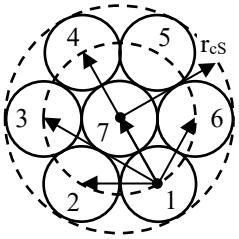


Fig.10.13 Conductor omogen cu 7 fire.

Raza echivalentă se calculează cu relația (10.77) în care n=7 iar distanțele dintre firul 1 și celelalte fire conductoare au următoarele expresii (Fig.10.12):

$$d_{12}=d_{16}=d_{17}=2r; \quad d_{13}=d_{15}=2\sqrt{3}r;$$

$$d_{14}=4r; \qquad d_{11}=r_e=0,7788r,$$

r_e fiind raza echivalentă a unui fir din conductor. Distanța de la firul central la firele periferice este

$$d_{71}=d_{17}=2r.$$

Înlocuind aceste valori în (10.77) și ținând seama de simetria configura-ției, se obține:

$$r_{eS1}=[d_{11}^7(d_{12}^3d_{13}^2d_{14}d_{71})^6]^{\frac{1}{49}}=[(0,7788r)^7(2r)^{18}(2\sqrt{3}r)^{12}(4r)^6(2r)^6]^{\frac{1}{49}}=2,177r$$

Raza aparentă a conductorului multifilar este r_{cS}=3r (Fig.10.13), deci:

$$r_{eS1}=2,177\frac{r_{cS}}{3}=0,725r_{cS}.$$

Pentru un conductor multifilar cu n=19 fire se obține $r_{eS1}=0,757r_{cS}$.

Odată cu creșterea numărului de fire componente ale conductorului multifilar, raportul r_{eS1}/r_{cS} se mărește, apropiindu-se de valoarea 0,7788, corespunzătoare conductorului masiv.

Pentru *conductoarele fasciculare (sisteme multiconductor pe fază)*, în formulele de calcul al reactanțelor inductive, raza echivalentă a conductorului se înlocuiește cu raza medie echivalentă r_{ef} a conductorului fascicular (raza medie geometrică echivalentă - GMR).

În cazul unei dispoziții simetrice pe un cerc a subconductoarelor (Fig.10.14), această rază medie echivalentă r_{ef} se poate determina utilizându-se o relație dedusă de Guye, după o formulă stabilită de Maxwell:

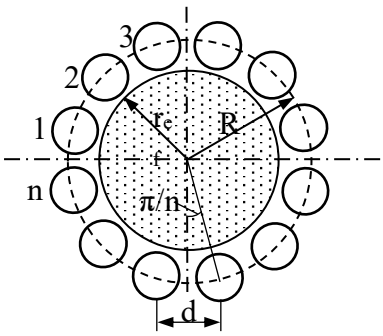


Fig.10.14 Sistem multi-conductor pe fază.

$$r_{ef} = \sqrt[n]{n r_e R^{n-1}}, \tag{10.78}$$

unde:

- n este numărul de subconductoare ale unei faze;
- r_e - raza echivalentă a unui subconductor din fascicul;
- R - raza cercului pe care sunt dispuse subconductoarele unei faze, care poate fi exprimată în funcție de distanța d dintre două subconductoare alăturate (Fig.10.14):

$$R = \frac{d}{2\sin(\pi / n)}. \tag{10.79}$$

Pentru conductoare fasciculare cu 2÷5 subconductoare pe fază (Fig.10.15), raza medie echivalentă a fazei are următoarele expresii:

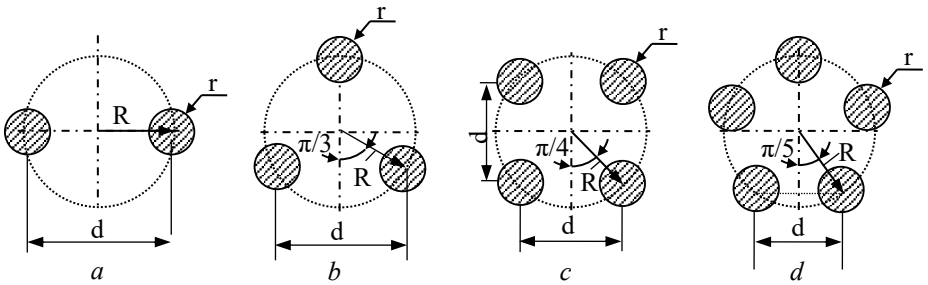


Fig.10.15 Conductoare fasciculare.

- pentru 2 conductoare pe fază (Fig.10.15, a):

$$r_{ef} = \sqrt{r_e d}\ ; \tag{10.80}$$

- pentru 3 conductoare pe fază (Fig.10.15, b):

$$r_{ef} = \sqrt[3]{r_e d^2}\ ; \tag{10.81}$$

- pentru 4 conductoare pe fază (Fig.10.15, c):

$$r_{ef} = \sqrt[4]{\sqrt{2} r_e d^3} = \sqrt[8]{2 r_e^2 d^6}\ ; \tag{10.82}$$

- pentru 5 conductoare pe fază (Fig.10.15, d):

$$r_{ef} = \sqrt[5]{5 r_e \left[\frac{d}{2\sin(\pi/5)}\right]^4} = 1,212\sqrt[5]{r_e d^4}\ . \tag{10.83}$$

În cazul conductoarelor tip funie r_e se înlocuiește în relațiile (10.78, 10.80 – 10.83) cu r_{eS1}.

Pentru liniile electrice aeriene cu simplu și dublu circuit, echipate cu conductoare fasciculare, reactanța de secvență pozitivă (negativă) se determină cu relațiile (10.66) și (10.67), respectiv (10.71) și (10.74), în care raza echivalentă a conductorului se înlocuiește cu

raza medie echivalentă r_{ef} a conductorului fascicular, corespunzătoare numărului de subconductoare ale fazei.

În cazul utilizării conductoarelor fasciculare, crește raza conductorului echivalent de fază, ceea ce determină o micșorare cu cca. 25% a reactanței față de reactanța conductoarelor funie.

Principalele avantaje și dezavantaje legate de utilizarea conductoarelor fasciculare în construcția LEA sunt următoarele:

➢ **Avantaje:**

✓ se diminuează câmpul electric superficial în apropierea conductorului, reducându-se valoarea câmpurilor perturbatoare și pierderile prin descărcare corona. Pentru secțiuni uzuale ale conductoarelor, la 400 kV sunt indispensabile 2 subconductoare pe fază. În Europa, numărul maxim de subconductoare la tensiunea de 400 kV este de 4;

✓ se poate crește intensitatea curentului maxim pentru o aceeași secțiune totală a conductorului, datorită faptului că faza se răcește mai bine (suprafața prin care se evacuează căldura crește);

✓ conduce la scăderea reactanței inductive a liniei și în consecință la reducerea căderilor de tensiune și a pierderilor de putere reactivă;

✓ reducerea ușoară a rezistenței electrice a liniei, la aceeași secțiune totală a conductorului, datorită reducerii efectului pelicular în conductor;

➢ **Dezavantaje**:

✓ pentru aceeași secțiune totală, creșterea numărului de subconductoare ridică costul liniei (eforturi suplimentare prin încărcarea cu gheață a cărei greutate depinde mai mult de suprafața totală de contact între conductor și aer decât de secțiunea totală);

✓ avariile sunt mai frecvente la liniile cu mai multe subconductoare iar sistemele de protecție mai complexe.

10.3.2.4. Influența conductoarelor de protecție asupra reactanțelor de secvență

Conductoarele de protecție împotriva descărcărilor atmosferice în linie sunt dispuse pe vârful stâlpilor și sunt legate la pământ, alcătuind circuite închise formate din conductorul de protecție și pământ.

Dacă conductorul de protecție este legat la pământ foarte rar, influența acestuia asupra reactanței de secvență zero este neglijabilă.

Reactanța de secvență zero se exprimă de obicei printr-un multiplu al reactanței de secvență pozitivă. Pentru LEA trifazate cu simplu circuit sau dublu circuit, cu sau fără conductor de protecție, ea are aproximativ următoarele valori:

➢ $X^0 \approx 3{,}5\ X^+$, pentru linia cu simplu circuit fără conductoare de protecție;
➢ $X^0 \approx 3\ X^+$, pentru linia cu simplu circuit cu conductoare de protecție din oțel;
➢ $X^0 \approx 2X^+$, pentru linia cu simplu circuit cu conductoare de protecție din Al-Ol;
➢ $X^0 \approx 5{,}5X^+$, pentru linia cu dublu circuit fără conductoare de protecție;
➢ $X^0 \approx 4{,}7X^+$, pentru linia cu dublu circuit cu conductoare de protecție din oțel;
➢ $X_0 \approx 3X^+$, pentru linia cu dublu circuit cu conductoare de protecție din Al-Ol.

10.3.3. Susceptanța capacitivă a LEA

Conductoarele unei linii electrice formează un sistem de condensatoare, având ca armături conductoarele metalice și pământul. Astfel, în cazul unei linii trifazate fără conductor de protecție există șase condensatoare, trei între conductoarele liniei și pământ, cu capacitățile parțiale C_{10}, C_{20}, C_{30} și alte trei între perechile de conductoare, având capacitățile parțiale C_{12}, C_{23} și C_{31} (Fig.10.16).

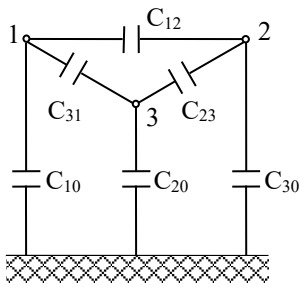


Fig.10.16 LEA trifazată cu evidențierea capacităților parțiale [2].

În calculul regimurilor de funcționare a rețelelor electrice (sisteme constituite din mai multe conductoare), pentru întocmirea schemelor echivalente interesează capacitatea de serviciu [2].

Capacitatea de serviciu a două conductoare oarecare k și i, care aparțin unui sistem de n conductoare, este definită de raportul dintre sarcina unuia dintre conductoare și diferența de potențial dintre acestea:

$$C_{(s)ki} = \frac{q_k}{V_k - V_i}, \tag{10.84}$$

în condițiile în care acest raport nu depinde de potențialele conductoarelor, ci numai de configurația lor geometrică și de natura dielectricului.

Numai în anumite condiții de funcționare ale sistemului de conductoare (servicii), prezentând anumite simetrii, cărora le corespund relații suplimentare între sarcini și potențiale, este posibil ca acest raport să nu depindă de potențialele conductoarelor. În acest caz se poate vorbi de capacitatea de serviciu pentru serviciul considerat. Dacă conductorul al doilea este pământul se definește corespunzător capacitatea de serviciu față de pământ.

10.3.3.1. Capacitățile de secvență ale LEA trifazate

Coeficientul de potențial propriu, α_{ii}, este inversul capacității conductorului față de pământ (de exemplu, pentru două conductoare coeficientul de potențial propriu, $\alpha=\alpha_{11}=\alpha_{22}$, este egal numeric cu potențialul conductorului 1, când sarcina acestuia este egală cu o unitate pozitivă, sarcina imaginii este egală cu o unitate negativă, iar sarcina sistemului 22′ este nulă). Coeficientul de potențial mutual, α_{ik}, este inversul capacității mutuale dintre conductoare ($\alpha_{12}=\alpha_{21}=\alpha'$ este egal numeric cu potențialul conductorului 1, când sarcina conductorului 2 este egală cu o unitate pozitivă, cea a imaginii sale cu o unitate negativă, iar sarcina sistemului 11′ este nulă) [1].

În cazul LEA trifazate, înălțimile conductoarelor față de pământ și distanțele dintre acestea pot fi diferite ceea ce implică valori diferite ale capacităților conductoarelor față de pământ și ale capacităților dintre faze. Prin transpunerea fazelor, coeficienții de potențial proprii (α_{ii}) devin egali [2] și se calculează cu înălțimea medie geometrică a conductoarelor față de pământ $h_m = \sqrt[3]{h_a h_b h_c}$, iar în cazul conductoarelor fasciculare raza conductorului r se va înlocui cu raza medie echivalentă a fazei, $\rho_{ef} = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$, expresie similară cu (10.78), de care diferă prin faptul că raza echivalentă r_e a conductorului s-a înlocuit cu raza fizică r a acestuia [1]. Se obține:

$$\alpha_{11} = \alpha_{22} = \alpha_{33} = \alpha = \frac{1}{2\pi\varepsilon l}\ln\frac{2h_m}{\rho_{ef}}, \tag{10.85}$$

iar capacitatea proprie a unui conductor față de pământ este:

$$C = \frac{1}{\alpha} = \frac{2\pi\varepsilon l}{\ln\frac{2h_m}{\rho_{ef}}}. \tag{10.86}$$

Capacitatea mutuală dintre două conductoare are expresia:

$$C' = \frac{1}{\alpha'} = \frac{2\pi\varepsilon l}{\ln\frac{2h_m}{D_m}}. \tag{10.87}$$

Pentru calcule mai exacte, având în vedere că într-o deschidere înălțimile conductoarelor nu sunt aceleași, în locul lui h_m se consideră

$$h'_m = h_m - \frac{2}{3} f_{max}, \tag{10.88}$$

f_{max} fiind săgeata maximă a conductorului în deschidere.

Plecând de la expresiile impedanțelor de secvență (10.25), pentru capacitățile de secvență ale LEA trifazate rezultă următoarele relații:

$$\frac{1}{\omega C^+} = \frac{1}{\omega C^-} = \frac{1}{\omega C} - \frac{1}{\omega C'}, \quad \frac{1}{C^+} = \frac{1}{C} - \frac{1}{C'} = \alpha - \alpha',$$

deci:

$$\frac{1}{C^+} = \frac{\ln\frac{2h_m}{\rho_{ef}}}{2\pi\varepsilon l} - \frac{\ln\frac{2h_m}{D_m}}{2\pi\varepsilon l} = \frac{1}{2\pi\varepsilon l}\ln\frac{D_m}{\rho_{ef}},$$

din care se obține capacitatea de serviciu de secvență pozitivă (negativă):

$$C^+ = \frac{2\pi\varepsilon l}{\ln\frac{D_m}{\rho_{ef}}}. \tag{10.89}$$

Pentru 1 km de linie, relația (10.89) devine:

$$C_0^+ = \frac{0,0242}{\lg\frac{D_m}{\rho_{ef}}} \quad [\mu F/km]. \tag{10.90}$$

Pentru capacitatea de secvență zero, relațiile sunt:

$$\frac{1}{C^0} = \frac{1}{C} + 2\frac{1}{C'} = \alpha + 2\alpha'$$

$$\frac{1}{C^0} = \frac{\ln\frac{2h_m}{\rho_{ef}}}{2\pi\pi\varepsilon} + 2\frac{\ln\frac{2h_m}{D_m}}{2\pi\pi\varepsilon} = \frac{1}{2\pi\pi\varepsilon}\ln\frac{(2h_m)^3}{\rho_{ef}D_m^2} = 3\frac{1}{2\pi\pi\varepsilon}\ln\frac{2h_m}{\sqrt[3]{\rho_{ef}D_m^2}} = 3\frac{1}{2\pi\pi\varepsilon}\ln\frac{2h_m}{\rho_{ech}} \tag{10.91}$$

unde $\rho_{ech} = \sqrt[3]{\rho_{ef}D_m^2}$ este raza medie echivalentă a celor trei conductoare.

Capacitatea de serviciu de secvență zero are expresia:

$$C^0 = \frac{1}{3}\frac{2\pi\varepsilon l}{\ln\frac{2h_m}{\rho_{ech}}}, \tag{10.92}$$

iar pentru 1 km de linie:

$$C_0^0 = \frac{0,008}{\lg\frac{2h_m}{\rho_{ech}}} \quad [\mu F/km]. \tag{10.93}$$

Valorile susceptanțelor de secvență sunt:

$$B_0^+ = \omega C_0^+ = \frac{7,58}{\lg \frac{D_m}{\rho_{ef}}} \ [\mu S/km];$$
$$B_0^0 = \omega C_0^0 = \frac{2,53}{\lg \frac{2h_m}{\rho_{ech}}} \ [\mu S/km]. \qquad (10.94)$$

Pentru liniile de înaltă tensiune cu simplu circuit și un conductor pe fază, valorile orientative ale capacităților de secvență sunt: $C_0^+ = 9$ nF/km, $C_0^0 = 5$ nF/km.

10.3.3.2. Influența construcției LEA asupra capacităților de secvență

În cazul utilizării conductoarelor fasciculare ($U_n \geq 220$ kV) raza medie echivalentă a fazei (ρ_{ef}) crește, determinând mărirea capacității și a susceptanței capacitive. Această creștere poate fi de (25÷40)% față de cazul utilizării unui singur conductor pe fază.

La LEA cu dublu circuit, în regim simetric echilibrat fiecare circuit formează un sistem complet de sarcini, influența dintre circuite fiind neglijabilă și ca urmare capacitățile de secvență pozitivă și negativă nu sunt influențate de existența liniei duble. În schimb capacitatea de secvență zero va fi mai mică cu (1÷3)% față de linia cu simplu circuit, datorită micșorării secțiunii care rămâne la dispoziția liniilor de câmp electric.

Prezența conductoarelor de protecție legate la pământ mărește capacita-tea față de pământ; această creștere fiind redusă se neglijează în calcule.

10.3.4. Conductanța LEA

Conductanța este parametrul transversal al schemei echivalente a unei linii electrice corespunzător pierderilor de putere activă transversale.

La liniile electrice aeriene, aceste pierderi de putere se datorează imperfecțiunii izolației și fenomenului corona. Conductanța unei linii aeriene raportată la unitatea de lungime a liniei (1 km) se determină cu relația:

$$G_0 = \frac{\Delta P_{iz} + \Delta P_c}{U_n^2} 10^{-3} \quad [S/km], \qquad (10.95)$$

unde ΔP_{iz} și ΔP_c reprezintă pierderile trifazate de putere datorate imperfecțiunii izolației, respectiv fenomenului corona, în kW/km, iar U_n este tensiunea nominală a liniei în kV.

Datorită imperfecțiunii izolației conductoarelor, în punctele de fixare a acestora pe stâlpi apar scurgeri de curent prin izolație spre pământ, care sunt cu atât mai intense cu cât condițiile meteorologice sunt mai nefavorabile (ceață, ploaie etc.).

În condiții meteorologice favorabile (timp uscat), conductanța datorată imperfecțiunii izolației este foarte mică, având valori de ordinul $(0,2 \div 2)10^{-3}$ μS/km, ceea ce corespunde în cazul tensiunilor înalte de 110-220 kV unor pierderi de putere de (2,4÷24) W/km. În condiții meteo nefavorabile (ploaie, ceața), valoarea conductanței crește de (5÷6) ori, rămânând totuși neînsemnată.

Dacă însă LEA trece prin zone poluate, când pe izolatoare se depun particule bune conducătoare de electricitate, conductanța atinge valori de $(2 \div 40)10^{-2}$ μS/km, ceea ce corespunde unor pierderi de putere de (0,242÷4,84) kW/km, pentru o linie de 110 kV. Având în vedere că, în mod obișnuit, pentru aceste condiții se folosesc izolatoare care nu favorizează depunerile și că aceste izolatoare se curăță periodic, nici în acest caz nu se ia în considerare conductanța LEA datorată imperfecțiunii izolației la calculul liniilor electrice.

În concluzie, din punct de vedere economic, pierderile de putere datorate imperfecțiunii izolației se pot neglija.

Fenomenul corona este o descărcare autonomă incompletă, ce se produce la suprafața conductorului sub forma unei coroane luminoase, când intensitatea câmpului la suprafața acestuia depășește valoarea critică E_{cr}=21,1 kV/cm.

10.4. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE ÎN CABLU (LEC)

Parametrii LEC sunt aceeași ca în cazul LEA, dar au alte valori, influențate de factori care acționează și la LEA, dar cu altă pondere, la care se adaugă factori specifici cablurilor.

10.4.1. Rezistența LEC

Creșterea rezistenței în curent alternativ față de valoarea sa în curent continuu este cauzată atât de efectele pelicular și de proximitate cât și de pierderile de putere activă în ecrane, mantaua metalică, armătură și tubul din oțel, în care sunt pozate cablurile cu circulație de ulei sau presiune de gaz.

Pentru micșorarea influenței efectului pelicular și a celui de proximitate se recomandă ca secțiunile circulare mari ale cablurilor să fie realizate din patru sectoare izolate între ele prin 1-2 benzi de hârtie.

Influența efectului de proximitate poate crește apreciabil la montarea cablurilor monofazate în tuburi de oțel, în raport cu montarea normală în pământ. În funcție de dispunerea cablurilor în tub influența efectului de proximitate poate crește cu până la 100% [2].

Pentru reducerea pierderilor datorate curenților induși în mantalele metalice ale cablurilor, în dreptul manșoanelor de înnădire, mantalele celor două cabluri dispuse consecutiv se izolează între ele și se leagă la pământ.

Practic rezistența în c.a. a conductoarelor cablurilor se determină din tabelele existente în literatura de specialitate în care, pentru diverse tipuri constructive și secțiuni, se indică raportul R_{ca}/R_{cc}. Spre exemplificare, în tabelul 10.2 se dau valori ale raportului R_{ca}/R_{cc}, pentru cabluri de diferite secțiuni, de construcție funie, cu mai multe vâne conductoare.

Tabelul 10.2. Valorile raportului R_{ca}/R_{cc} pentru cabluri de diferite secțiuni, de construcție funie, cu mai multe vâne conductoare.

S[mm^2]	50	125	150	200	250	300	350	375
R_{ca}/R_{cc}	1,02	1,06	1,07	1,1	1,13	1,16	1,19	1,21

Se constată că în cazul cablurilor, creșterea în alternativ a rezistenței este mult mai mare decât la liniile aeriene și începe la secțiuni mai mici.

10.4.2. Reactanța LEC

Deoarece la cabluri nu se cunosc de obicei elementele geometrice, în practică, reactanța inductivă a cablurilor se ia din tabelele fabricilor constructoare. Orientativ, reactanțele de secvență pozitivă (negativă) pentru cablurile trifazate au următoarele valori [1]:

- $X_0^+ \approx 0,08\,\Omega$/km, pentru U_n=(6÷15) kV;
- $X_0^+ \approx 0,12\,\Omega$/km, pentru U_n=35 kV.

Având în vedere că la LEA, reactanța pozitivă este de cca. 0,4 Ω/km, rezultă că $X_{LEA}^+ \approx 3,5X_{LEC}^+$.

Calculul reactanței de secvență zero a cablurilor este complicat mai ales pentru cablurile cu manta conductoare comună. Mantaua, fiind legată la pământ la ambele capete și la manșoanele de îmbinare, reprezintă o cale de întoarcere suplimentară pentru curenții de secvență zero, paralelă cu pământul.

Dacă legătura la pământ a mantalei este bine realizată pe toată lungimea ei, curentul de secvență zero prin pământ este maxim, deci efectul de scădere a reactanței de secvență zero

(datorită curentului de secvență zero din manta) este mic și reactanța de secvență zero are valoarea maximă X^0_{max}. Dacă mantaua conductoare a cablului este izolată față de pământ, curentul de secvență zero circulă prin manta și efectul de scădere a reactanței de secvență zero este pronunțat, aceasta având valoarea minimă X^0_{min}.

Deoarece valorile extreme ale lui X^0 sunt foarte diferite, se va considera valoarea medie $X^0_{med} = (X^0_{max} + X^0_{min})/2$, valoarea reactanței de secvență zero trebuie stabilită prin măsurători. Orientativ, pentru cablurile trifazate cu trei conductoare se poate considera $X^0=(3,5\div4,6)X^+$, $R^0=10R^+$.

10.4.3. Susceptanța LEC

În cazul LEC, capacitatea este mult mai mare decât la LEA, de aceea ea trebuie luată în considerare de la tensiuni de (6÷10) kV. Pentru cablurile monofazate sau trifazate cu câmp radial capacitatea de serviciu se calculează ca în cazul condensatorului cilindric:

$$C_{so} = \frac{0,0242}{\lg\frac{R}{r}} \quad [\mu F/km]. \tag{10.96}$$

În cazul cablurilor trifazate fără câmp radial, capacitățile de secvență se determină folosind relațiile lui Maxwell și metoda imaginilor electrice.

Deoarece nu se cunosc date exacte privind dimensiunile constructive și materialele folosite în realizarea cablurilor, capacitățile de serviciu se iau din cataloagele date de fabricile constructoare. Orientativ, pentru valorile medii ale capacităților de secvență pozitivă ale cablului se pot considera următoarele valori:

- $C_0^+ = 0,28$ μF/km, pentru cabluri trifazate cu U_n=(20÷30) kV și secțiuni s=120, 150, 185 mm^2;
- $C_0^+ = (0,2 \div 0,25)$ μF/km, pentru cabluri monofazate cu U_n=110 kV.

Comparând aceste valori cu valoarea medie a capacității de secvență pozitivă a liniilor aeriene de înaltă tensiune (9 nF/km), se observă că în cazul cablurilor capacitatea de exploatare este de (20÷30) ori mai mare.

În ce privește capacitatea de secvență zero a cablurilor ea este de (4÷5) ori mai mică decât capacitatea de secvență pozitivă $C_0^+ = (4 \div 5) \cdot C_0^0$.

10.4.4. Conductanța LEC

Conductanța liniilor electrice în cablu corespunde pierderilor de putere în dielectricul cablurilor, cauzate de:

- scurgerea de curent datorită imperfecțiunii izolației;
- pierderile active datorită ciclului de histerezis electric;
- pierderile produse prin ionizarea golurilor izolației.

Pierderile dielectrice se caracterizează prin tangenta unghiului de pierderi tg δ, care are valori cuprinse între 0,002÷0,008 și se definește astfel:

$$tg\delta = I_a / I_r, \tag{10.97}$$

unde:

- I_a este componenta activă a curentului, care în schema echivalentă a liniei se închide prin conductanța G;
- I_r este componenta reactivă a curentului care în schema echivalentă a liniei se închide prin susceptanța B (respectiv prin capacitatea C).

În figura 10.17, a s-a reprezentat schema echivalentă a cablului corespunzătoare

parametrilor transversali G_0 și B_0, pentru o lungime a liniei de 1 km, iar alăturat diagrama fazorială corespunzătoare (Fig.10.17, b).

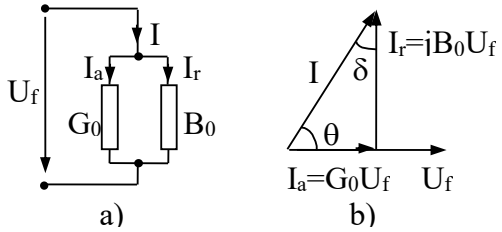


Fig.10.17 Explicativă pentru calculul conductanței specifice a LEC [1].

Pierderile de putere activă în dielectricul cablului trifazat se calculează astfel:

$$\Delta P = 3G_0U_f^2 = G_0U_n^2 \quad [\text{W/km}], \tag{10.98}$$

în care: G_0 este conductanța specifică a unei faze față de pământ, în μs/km, iar U_n este tensiunea nominală a liniei, în kV.

Dacă se ține seama de expresia admitanței specifice a liniei:

$$Y_0 = G_0 + jB_0 = \sqrt{G_0^2 + B_0^2}(\cos\theta + j\sin\theta),$$

rezultă:

$$G_0 = \sqrt{G_0^2 + B_0^2}\cos\theta \text{ sau } G_0 = B_0\frac{\cos\theta}{\sqrt{1-\cos^2\theta}} = B_0 \text{ctg}\theta = 2\pi f C_0 \text{tg}\delta\,. \tag{10.99}$$

și se obține

$$\Delta P = U_n^2 2\pi f C_0 \text{tg}\delta \quad [\text{W/km}], \tag{10.100}$$

unde: U_n este în kV, iar C_0 reprezintă capacitatea specifică de serviciu a cablului, în μF/km. Pentru cabluri obișnuite cu izolația de hârtie, la tensiuni până la 35 kV, aceste pierderi au valori neglijabile și ca atare nu se iau în considerare la calculul liniilor. În cazul cablurilor cu tensiuni mai mari decât 35 kV aceste pierderi în izolație pot atinge valori comparabile cu pierderile prin efect termic la sarcină nominală.

Cunoscându-se valorile pierderilor dielectrice (10.98) se poate calcula conductanța specifică a cablului:

$$G_0 = \frac{\Delta P}{U_n^2} \quad [\mu\text{S/km}]. \tag{10.101}$$

10.5. PARAMETRII TRANSFORMATOARELOR ELECTRICE

Transformatoarele utilizate în rețelele electrice, numite transformatoare de putere sau de forță, sunt destinate pentru transformarea valorii tensiunii și curentului în procesele de transport și distribuție a energiei electrice.

În rețelele electrice se folosesc următoarele tipuri de transformatoare:

- *trifazate*, cu două sau trei înfășurări, care permit interconectarea simultană a două sau trei rețele cu tensiuni nominale diferite;
- *monofazate*, cu două sau trei înfășurări, montate în grupuri de câte trei, în conexiuni stea sau triunghi, utilizate mai ales în cazul unor puteri trifazate pe unitate mai mari de 60 MVA;
- *autotransformatoare*, folosite pentru interconectarea rețelelor de înaltă tensiune, cu rapoarte de transformare apropiate de unitate.

Conexiunea înfășurărilor precum și forma constructivă a miezului influențează valoarea parametrilor.

Schema echivalentă a transformatorului cu două înfășurări presupune un anumit mod de legare galvanică a parametrilor săi, în situația în care toate elementele transformatorului sunt

raportate la aceeași tensiune, care poate fi tensiunea secundară sau cea primară. În acest caz, în schema echivalentă a transformatorului există doar legături galvanice între primar și secundar, cuplajele inductive fiind eliminate.

În cazul general, schema echivalentă a transformatorului cu două înfășurări este aceea a unui cuadripol în T, Π sau Γ, (Fig.10.18, a, b, c), în care:

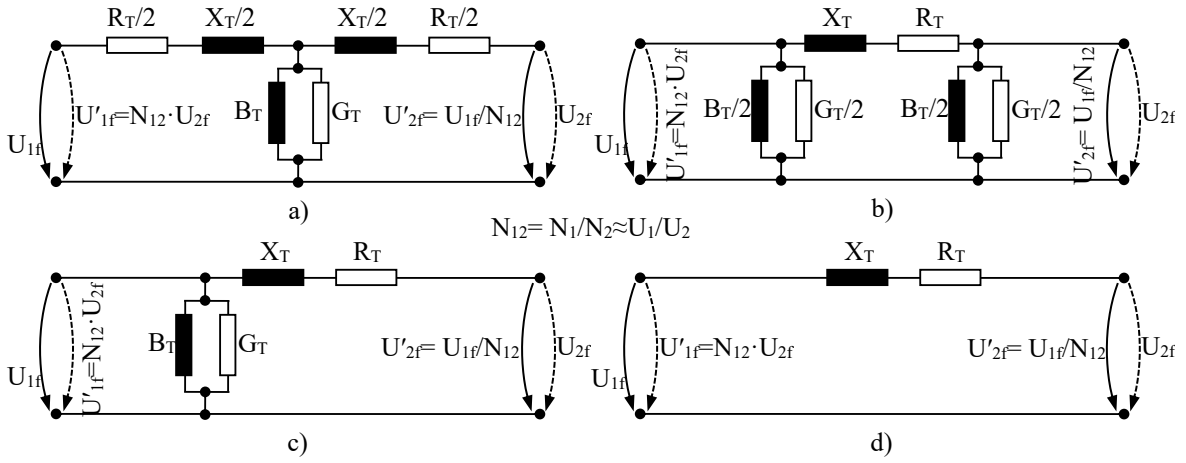


Fig.10.18 Scheme echivalente ale transformatorului cu două înfășurări [1]:
a) schema în T; b) schema în Π; c) schema în Γ; d) schema dipolară.

- R_T este rezistența înfășurări primare și secundare, raportată la același nivel de tensiune;
- X_T - reactanța de dispersie a înfășurării primare și secundare, raportată la același nivel de tensiune;
- G_T - conductanța, determinată de pierderile de putere activă în fier;
- B_T - susceptanța inductivă determinată de pierderile de putere reactivă prin curenți de magnetizare.

În calcule, se preferă schema în Γ deoarece elementele transversale, fiind conectate direct la bornele transformatorului, încarcă numai rețeaua nu și înfășurările transformatorului. Prin aceasta se micșorează volumul de calcul, iar erorile rămân reduse [1].

În calcule mai puțin pretențioase se pot neglija complet elementele transversale și implicit consumul corespunzător, iar schema echivalentă se reduce la cea dipolară (Fig.10.19, d).

Schema echivalentă a transformatorului cu trei înfășurări (Fig.10.19) se poate reprezenta printr-o stea cu trei ramuri, în care fiecare ramură corespunde unei înfășurări. Ea se completează cu o admitanță ($\underline{Y}_{T0} = G_{T0} + jB_{T0}$), corespunzătoare curentului de mers în gol, conectată în derivație, fie pe partea primară (partea notată punctat în Fig.10.19), fie în nodul 0.

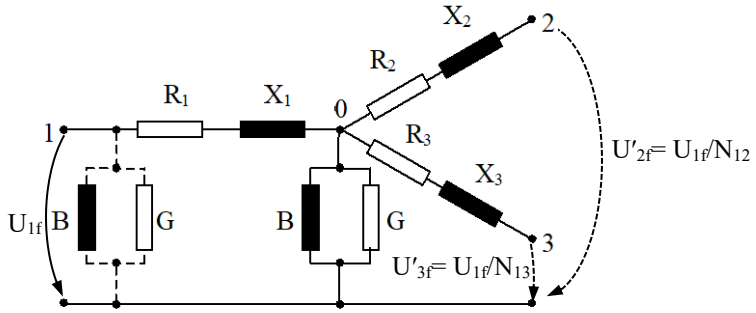


Fig.10.19 Schema echivalentă a transformatorului cu trei înfășurări [1].

În schemele echivalente cuadripolare ale transformatorului toate elementele sunt raportate la același nivel de tensiune. De aceea, schema echivalentă a unui transformator cu două înfășurări se poate reprezenta prin cuadripolul echivalent, montat în serie cu un transformator ideal (fără pierderi active sau reactive), având raportul de transformare K_T egal cu al transformatorului real. Deoarece în cazul transformatoarelor trifazate, între tensiunile primare și secundare măsurate la borne omoloage apare un decalaj (multiplu de 30°), care depinde de clasa de conexiuni, în locul raportului de transformare real $K_T=U_{1n}/U_{2n}$ se va considera un raport de transformare complex $\underline{K}_T=\underline{U}_{1n}/\underline{U}_{2n}=(U_{1n}/U_{2n})\cdot e^{j\varphi}$, unghiul φ fiind unghiul cu care $\underline{U}_{2n}$ este rotit în sensul acelor de ceasornic față de $\underline{U}_{1n}$. De exemplu, pentru conexiunea Yd-11, la care $\varphi=11\cdot 30°$ se obține $\underline{K}_T=U_{1n}/U_{2n}e^{j330°}= U_{1n}/U_{2n}e^{-j30°}$.

10.5.1. Parametrii de secvență ai transformatoarelor cu două înfășurări

Pentru determinarea parametrilor de secvență pozitivă (negativă) ai unui transformator este necesară cunoașterea următoarelor date caracteristice:

- puterea nominală S_n, exprimată de obicei în [MVA];
- tensiunea nominală U_n, în [kV];
- tensiunea de scurtcircuit nominală U_{sc}, în [kV], reprezentând acea valoare a tensiunii aplicate primarului unui transformator ce funcționează în regim de scurtcircuit, care stabilește în înfășurări curenții nominali. În mod obișnuit valoarea sa se exprimă în procente din tensiunea nominală:

$$u_{sc}\% = \frac{U_{sc}}{U_{1n}}100; \tag{10.102}$$

- pierderile de putere în scurtcircuit sau în cupru la sarcină nominală, ΔP_{Cun}, în [kW], care reprezintă puterea activă absorbită de transformator la încercarea în scurtcircuit;
- curentul de mers în gol I_0 sau curentul de magnetizare, reprezentând curentul absorbit de transformator la funcționarea în gol. Se exprimă în procente din curentul nominal:

$$i_0\% = \frac{I_0}{I_{1n}}100\%; \tag{10.103}$$

- pierderile de putere în fier ΔP_{Fe}, în [kW], reprezentând puterea activă absorbită de transformator la funcționarea în gol.

Curentul nominal al transformatoarelor se exprimă de obicei în [A], parametrii longitudinali (pe fază) în [Ω], iar parametrii transversali (pe fază) în [S].

Valorile acestor mărimi caracteristice sunt indicate în cataloage și pe plăcuțele transformatoarelor. Ultimele patru pot fi determinate și experimental, în urma încercărilor în scurtcircuit și în gol ale transformatorului.

10.5.1.1. Parametrii de secvență pozitivă/negativă ai transformatoarelor cu două înfășurări

A. Rezistența echivalentă R_T

În regim de scurtcircuit puterea activă absorbită de transformator ΔP_{Cun} este practic egală cu puterea pierdută prin efect Joule-Lenz în înfășurări, deci:

$$\Delta P_{Cun} = 3R_T I_n^2,$$

din care rezultă:

$$R_T = \frac{\Delta P_{Cu\,n}}{3I_n^2} = \frac{\Delta P_{Cu\,n}U_n^2}{S_n^2}10^{-3}\ \ [\Omega], \tag{10.104}$$

în care: S_n se exprimă în MVA, U_n în kV, iar $\Delta P_{Cu\,n}$ în kW.

Se menționează că U_n este tensiunea nominală a înfășurării la care se face raportarea parametrilor transformatorului.

B. Reactanța echivalentă X_T

Se determină folosind tensiunea de scurtcircuit, care are o componentă activă (ΔU_a) și una reactivă (ΔU_r), în cuadratură; ΔU_a și ΔU_r reprezintă căderile de tensiune produse de curentul nominal pe rezistența echivalentă (R_T), respectiv pe reactanța echivalentă (X_T) ale transformatorului.

Cele două componente ale tensiunii de scurtcircuit pot fi exprimate în procente din tensiunea nominală și anume:

$$\Delta u_a\% = \frac{\Delta U_a}{U_n}100; \quad \Delta u_r\% = \frac{\Delta U_r}{U_n}100. \tag{10.105}$$

Între tensiunea de scurtcircuit și componentele sale există relația:

$$u_{sc}\% = \sqrt{\left(\Delta u_a\%\right)^2 + \left(\Delta u_r\%\right)^2}, \tag{10.106}$$

în care $u_{sc}\%$ este cunoscută din datele de catalog ale transformatorului, iar:

$$\Delta u_a\% = \frac{\Delta U_a}{U_n}100 = \frac{\sqrt{3}I_nR_T}{U_n}100 = \frac{3I_nI_nR_T}{\sqrt{3}U_nI_n}100 = \frac{3I_n^2R_T}{S_n}100 = \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n}100 = \Delta P_{Cun}\% \tag{10.107}$$

deci căderea de tensiune activă pe transformator în % este egală cu pierderile în cupru nominale în %.

Din (10.106), în care u_{sc} % și Δu_a % sunt cunoscute, rezultă:

$$\Delta u_r\% = \sqrt{\left(u_{sc}\%\right)^2 - \left(\Delta u_a\%\right)^2}. \tag{10.108}$$

Mărimea Δu_r % se poate exprima în funcție de X, plecând de la (10.108):

$$\Delta u_r\% = \frac{\Delta U_r}{U_n}100 = \frac{\sqrt{3}X_TI_n}{U_n}100 = \frac{\sqrt{3}I_nU_nX_T}{U_n^2}100 = \frac{S_n}{U_n^2}X\cdot 100,$$

de unde:

$$X_T = \frac{\Delta u_r\%}{100}\frac{U_n^2}{S_n}\ [\Omega], \tag{10.109}$$

în care U_n se ia în kV, iar S_n în MVA.

La transformatoarele de puteri mari $\Delta u_r\% >> \Delta u_a\%$, deci reactanța transformatorului se poate calcula cu relația:

$$X_T = \frac{u_{sc}\%}{100}\frac{U_n^2}{S_n}. \tag{10.110}$$

C. Conductanța echivalentă G_T

Se exprimă în funcție de pierderile trifazate de putere activă în fierul transformatorului, numeric egale cu puterea activă absorbită de transformator la funcționarea în gol, astfel:

$$\Delta P_{Fe} = G_TU_n^2,$$

din care:

$$G_T = \frac{\Delta P_{Fe}}{U_n^2}10^{-3}\ [S], \tag{10.111}$$

unde ΔP_{Fe} se ia în kW, iar U_n în kV.

D. Susceptanța inductivă echivalentă B_T

Neglijând pierderile pe reactanța transformatorului, puterea reactivă absorbită de transformator în regim de mers în gol, ΔQ_{Fe}, se poate exprima prin relația:

$$\Delta Q_{Fe} = B_TU_n^2,$$

din care rezultă susceptanța inductivă a transformatorului:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{Fe}}{U_n^2}. \tag{10.112}$$

Această relație nu poate fi utilizată deoarece nu se cunoaște ΔQ_{Fe}. Pentru determinarea susceptanței B se pleacă de la expresia admitanței echivalente a transformatorului:

$$Y_T = \frac{I_0}{U_{nf}} = \frac{i_0\% I_n}{100\, U_{nf}} = \frac{i_0\%}{100}\frac{\sqrt{3}\, U_n I_n}{U_n^2} = \frac{i_0\%}{100}\frac{S_n}{U_n^2}\ [S], \tag{10.113}$$

unde S_n se ia în MVA, iar U_n în kV.

Cu valorile lui Y_T și G_T cunoscute se poate calcula susceptanța:

$$B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2} \approx Y_T, \tag{10.114}$$

deoarece în practică $G_T << B_T$, astfel se poate scrie că:

$$\Delta Q_{Fe} = \frac{i_0\%}{100} S_n. \tag{10.115}$$

Rezultă că susceptanța exprimată în unități relative este numeric egală cu intensitatea curentului de mers în gol exprimat în unități relative.

10.5.1.2. Parametrii de secvență zero ai transformatoarelor cu două înfășurări

Determinarea parametrilor de secvență zero ai transformatoarelor cu două înfășurări se face pe baza următoarelor precizări:

- impedanța longitudinală de secvență zero a transformatorului este egală cu impedanța longitudinală de secvență pozitivă (negativă) a acestuia;
- impedanța transversală (de magnetizare) de secvența zero a transformatorului este influențată de construcția miezului și de conexiunea înfășurărilor.

În figura 10.20 sunt redate schemele de secvență zero pentru transformatoarele cu două înfășurări având diferite conexiuni) și se precizează modul de calcul al impedanței de secvență zero.

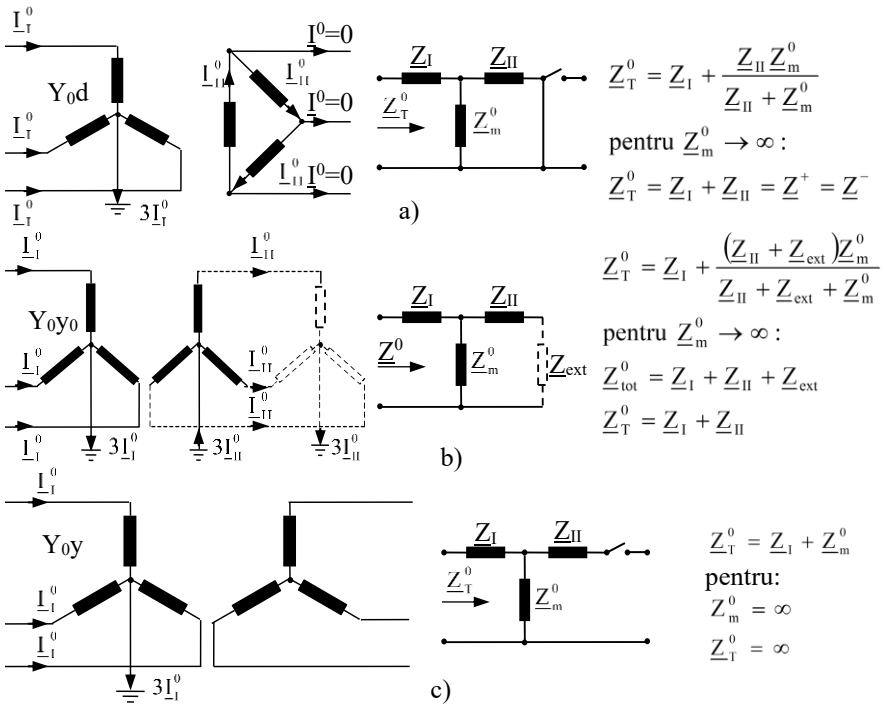


Fig.10.20 Scheme de secvență zero pentru transformatoarele cu două înfășurări [1]:
a) conexiunea Y_0d; b) conexiunea Y_0y_0; c) conexiunea Y_0y.

10.5.2. Parametrii de secvență ai transformatoarelor cu trei înfășurări

Pentru calculul parametrilor acestor transformatoare sunt necesare unele precizări suplimentare. Astfel, după modul cum sunt dimensionate înfășurările, în practică se întâlnesc trei tipuri de transformatoare (Tabelul 10.3), individualizate prin posibilitățile de încărcare a înfășurărilor în raport cu sarcina nominală (100%).

Tabelul 10.3 Tipuri de transformatoare cu trei înfășurări

Tipul transformatorului	Raportul puterilor înfășurărilor IT/MT/JT%
I	100/100/100%
II	100/100/66,66%; respectiv 100/66,66/100%
III	100/66,66/66,66%

Ultimele două tipuri constructive au un cost mai redus, fiind preferate în cazurile în care nu este necesară distribuția întregii puteri a înfășurării primare fie pe înfășurarea secundară fie pe cea terțiară.

Pierderile în cupru nominale ale transformatoarelor cu trei înfășurări, indicate în cataloage, reprezintă pierderile maxime în înfășurări, care se produc când puterea nominală, corespunzătoare înfășurării primare, se repartizează cât mai inegal pe celelalte două înfășurări. Rezistențele înfășurărilor, raportate la aceeași tensiune, se consideră invers proporționale cu puterile nominale ale acestora,

$$\frac{R_1}{R_2}=\frac{S_{n2}}{S_{n1}};\quad \frac{R_1}{R_3}=\frac{S_{n3}}{S_{n1}};\quad \frac{R_2}{R_3}=\frac{S_{n3}}{S_{n2}}. \tag{10.116}$$

Se menționează că în cazul transformatoarelor cu trei înfășurări, R_1, R_2 și R_3 reprezintă rezistența unei înfășurări primare, secundare și respectiv terțiare, reduse la același nivel de tensiune (U_n), spre deosebire de transformatorul cu două înfășurări, la care R_T reprezintă rezistența totală a transformatorului (primar+secundar) pe o fază, redusă la același nivel de tensiune.

Parametrii transversali ai transformatoarelor cu trei înfășurări (conductanța G și susceptanța B) se determină cu aceleași relații ca în cazul transformatoarelor cu două înfășurări (10.111), (10.113) și (10.114). De aceea, în continuare se prezintă numai calculul rezistenței și reactanței.

A. Rezistența înfășurărilor:

➢ pentru primul tip de transformator, conform (10.116) rezistențele raportate la aceeași tensiune sunt egale între ele ($R_1=R_2=R_3=R$), iar pierderile în cupru nominale sunt definite pentru încărcarea nominală a două înfășurări (de exemplu primarul și secundarul), a treia fiind în gol. Puterile nominale ale înfășurărilor parcurse de curent fiind egale, rezultă că valorile nominale ale acestor curenți, raportate la aceeași tensiune, sunt de asemenea egale:

$$\Delta P_{Cu\,n}=6RI_n^2;$$

$$R=\frac{\Delta P_{Cu\,n}}{6I_n^2}=\Delta P_{Cu\,n}\frac{U_n^2}{2S_n^2}\cdot 10^{-3}\quad [\Omega], \tag{10.117}$$

în care S_n se exprimă în [MVA], U_n în [kV] și $\Delta P_{Cu\,n}$ în [kW];

➢ pentru transformatoarele de tipul al doilea, pierderile în înfășurări sunt maxime când înfășurările de 100% sunt încărcate la sarcină nominală, iar cea de a treia înfășurare (66,66%) funcționează în gol. Conform (10.116), pentru rezistențele înfășurărilor rezultă următoarele relații:

✓ pentru tipul 100/100/66,66%:

$$R_1 = R_2 = R, \quad R_3 = 1{,}5R\,.; \tag{10.118}$$

- pentru tipul 100/66,66/100%:

$$R_1 = R_3 = R, \quad R_2 = 1{,}5R\,.; \tag{10.119}$$

- pentru transformatoarele de tipul al treilea (100/66,66/66,66%), în acord cu(10.116):

$$R_1 = R, \quad R_2 = R_3 = 1{,}5R\,; \tag{10.120}$$

Pierderile în cupru se dau în ipoteza că primele două înfășurări sunt încărcate la puterea nominală, iar a treia la jumătate din puterea nominală:

$$\Delta P_{Cu\,n} = 3\left[RI_n^2 + \frac{3}{2}R\left(\frac{2}{3}I_n\right)^2 + \frac{3}{2}R\left(\frac{1}{3}I_n\right)^2\right] = \frac{11}{2}RI_n^2;$$

$$R = \frac{2}{11}\frac{\Delta P_{Cu\,n}}{I_n^2} = \frac{6}{11}\Delta P_{Cu\,n}\frac{U_n^2}{S_n^2}\cdot 10^{-3} \quad [\Omega]. \tag{10.121}$$

B. Reactanța înfășurărilor

În calculul reactanțelor transformatoarelor cu trei înfășurări se admite ipoteza potrivit căreia tensiunea de scurtcircuit (u_{sc}%) este egală cu căderea de tensiune reactivă (Δu_r%), eroarea fiind cu atât mai mică cu cât puterea transformatorului este mai mare.

Pentru aceste transformatoare se indică în cataloage tensiunile de scurtcircuit pentru fiecare pereche de înfășurări, cea de a treia fiind întotdeauna în gol, respectiv: u_{sc12}%, u_{sc23}% și u_{sc13}%.

Considerând reactanțele reduse la aceeași tensiune U_n, acestea se pot calcula la fel ca la transformatorul cu două înfășurări:

$$X_{12} = \frac{u_{sc12}\%}{100}\frac{U_n^2}{S_n}; \quad X_{23} = \frac{u_{sc23}\%}{100}\frac{U_n^2}{S_n}; \quad X_{13} = \frac{u_{sc13}\%}{100}\frac{U_n^2}{S_n}. \tag{10.122}$$

Cele trei reactanțe nu formează o schemă echivalentă de calcul care să unească printr-o legătură galvanică unică toate cele trei borne de intrare de pe aceeași fază, corespunzând celor trei trepte de tensiune. Ele realizează numai legături parțiale între perechi de trepte de tensiune, corespunzător ipotezei în care au fost determinate (regim de scurtcircuit de probă pe câte două înfășurări, a treia fiind în gol).

Potrivit condițiilor reale de încercare în scurtcircuit se pot scrie relațiile [2]:

$$X_{12} = X_1 + X_2; \quad X_{13} = X_1 + X_3; \quad X_{23} = X_2 + X_3\,, \tag{10.123}$$

din care rezultă reactanțele înfășurărilor raportate la aceeași tensiune:

$$X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2}; \; X_2 = \frac{X_{23} + X_{12} - X_{13}}{2}; \; X_3 = \frac{X_{13} + X_{23} - X_{12}}{2}. \tag{10.124}$$

10.6. MODELAREA MOTOARELOR DE INDUCȚIE

Reactanța de scurtcircuit se calculează cu:

$$X_M = \frac{U_{nM}}{\frac{I_{pM}}{I_{nM}}S_{nM}}10^{-3}\ [\Omega]\,, \tag{10.125}$$

unde:

- U_{nM} este tensiunea nominala [kV];
- I_{nM} - curentul nominal [A];
- I_{pM} - curentul de pornire la tensiunea și frecvența nominală după ce regimurile tranzitorii sunt amortizate [A];
- S_{nM} – puterea nominală [MVA].

Pentru valoarea rezistenței se pot lua următoarele valori:

- R_M =0,15 X_M pentru motoare cu puterea pe perechea de poli < 1 MW;
- R_M =0,10 X_M pentru motoare cu puterea pe perechea de poli >= 1 MW;
- R_M = 0,30 X_M pentru motoarele de joasă tensiune.

10.7. APLICAȚII

Aplicația 10.1. Să se determine parametrii electrici de secvență pentru linia electrică aeriană din figura 10.21. Datele constructive ale conductoarelor sunt prezentate în tabelele 10.4 și 10.5. Conductoarele utilizate sunt de tipul Al-Ol, aluminiul și oțelul având rezistivitățile: ρ_{Al}=0,0294 Ωmm^2/m, respectiv ρ_{Ol}=0,135 Ωmm^2/m. Înălțimile față de pământ se referă la distanța dintre clema de prindere a conductorului și pământ (fără lungimea izolatoarelor!).

Tabelul 10.4

Tensiunea (kV)	Felul stâlpului	Secțiunea conductorului (mm^2)	Nr. circuite
110 s.c.	metalic	3×185 Al-Ol+70 Ol	1

Tabelul 10.5

Construcția conductorului de aluminiu-oțel	Secțiunea nominală a cond. de Al-Ol (mm^2)	Nr. total de fire Al-Ol	Raza conductorului r (m)	r_e (GMR) (m)
Normală	185/32	26/7	0,0096	0,00776

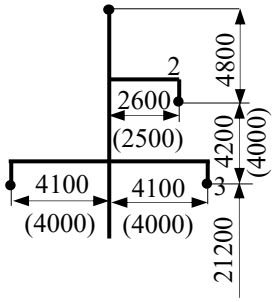


Fig.10.21 LEA de IT de 110 kV s.c.

Soluție:

1. Rezistențele de secvență în curent alternativ

- Pentru calculul rezistențelor specifice, de secvență pozitivă și negativă, se utilizează relațiile:

$$R_{cc} = (1{,}01...1{,}02)\frac{\rho l}{S}; \quad R_{ca} = K_p \cdot R_{cc}.$$

Se obține:

$$R_{Al} = \frac{\rho_{Al} \cdot 1000}{S_{Al}} = \frac{29{,}4}{185} = 0{,}159 \ \Omega/\text{km}; \ R_{Ol} = \frac{\rho_{Ol} \cdot 1000}{S_{Ol}} = \frac{135}{32} = 4{,}219 \ \Omega/\text{km};$$

$$R_0^+ = R_0^- = 1{,}02 \cdot K_p \frac{R_{Al} \cdot R_{Ol}}{R_{Al} + R_{Ol}} = 1{,}02 \cdot 1{,}01 \frac{0{,}159 \cdot 4{,}219}{0{,}159 + 4{,}219} = 0{,}158 \ \Omega/\text{km},$$

unde coeficientul pelicular K_p=1,01.

Dacă la calculul rezistenței se consideră doar secțiunea aluminiului, se obține:

$$R_{Al}^+ = R_{AL}^- = 1{,}02 \cdot K_p \cdot R_{Al} = 1{,}02 \cdot 1{,}01 \cdot 0{,}159 = 0{,}163 \ \Omega/\text{km},$$

eroarea față de calculul exact fiind de 3,67%.

- Rezistența specifică de secvență zero, în lipsa conductorului de gardă, se calculează cu:

$$R_0^0 = R_0^+ + 3R_{p0} = 0{,}158 + 3 \cdot 0{,}05 = 0{,}308 \ \Omega/\text{km},$$

în care $R_{p0} = 0{,}05 \Omega$/km este rezistența specifică a pământului.

2. Reactanțele de secvență

- Reactanțele specifice, de secvență pozitivă și negativă, se calculează cu relația, adică $X_0^+ = X_0^- = 0{,}1445 \cdot \lg \frac{D_m}{r_e}$, unde $D_m = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$ se determină pe baza datelor din figura 10.21, b și r_e=7,76 mm (tabelul 10.5):

$$D_{12} = \sqrt{(4100+2600)^2 + 4200^2} = 7908 \text{ mm};$$
$$D_{23} = \sqrt{(4100-2600)^2 + 4200^2} = 4460 \text{ mm};$$
$$D_{31} = 4100 + 4100 = 8200 \text{ mm};$$
$$D_m = \sqrt[3]{7908 \cdot 8200 \cdot 4460} = 6613 \text{ mm, iar}$$
$$X_0^+ = X_0^- = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{6613}{7,76}\right) = 0,423\ \Omega/\text{km};$$

➢ Reactanța specifică de secvență zero se determină cu relația:

$$X_0^0 = 3 \cdot 0,1445 \lg \frac{D_{cp}}{r_m}, \text{ cu } D_{cp} = 1000 \text{ m};$$
$$r_m = \sqrt[3]{r_e D_m^2} = \sqrt[3]{7,76 \cdot 6613^2} = 697,51 \text{ mm și}$$
$$X_0^0 = 3 \cdot 0,1445 \cdot \lg \frac{10^6}{697,51} = 1,368\ \Omega/\text{km}, \text{ iar}$$
$$X_0^0 / X_0^+ = 1,368/0,423 = 3,23.$$

3. Susceptanțele de secvență

➢ Capacitatea specifică de secvență pozitivă și negativă se calculează cu relația $C_0^+ = C_0^- = \dfrac{0,0242}{\lg \dfrac{D_m}{\rho_{ef}}}$ [μF/km], în care ρ_{ef}=r=9,6 mm, conform tabelului 10.5:

$$C_0^+ = C_0^- = \frac{0,0242}{\lg \dfrac{6613}{9,6}} = 0,00852\ \mu\text{F/km}.$$

Susceptanțele specifice de secvență pozitivă și negativă sunt:

$$Y_0^+ = Y_0^- = (2 \cdot \pi \cdot 50) \cdot 0,00852 = 2,678\ \mu\text{S/km};$$

➢ Capacitatea specifică de secvență zero se calculează cu relația $C_0^0 = \dfrac{0,008}{\lg \dfrac{2h_m}{\rho_{ech}}}$ [μF/km], în

care $h_m = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3}$ și $\rho_{ech} = \sqrt[3]{\rho_{ef} D_m^2}$.

Pentru o deschidere de 245 m săgeata nominală are valoarea 9200 mm, iar înălțimea medie se va corecta conform relației (10.82).

Din figura 10.21 rezultă:

$$h_1 = h_3 = 21200 \text{ mm}; \quad h_2 = 21200 + 4200 = 25400 \text{ mm};$$
$$h_m = \sqrt[3]{21200 \cdot 25400 \cdot 21200} = 22517 \text{ mm, iar}$$
$$h'_m = 22517 - \frac{2}{3} \cdot 9200 = 16384 \text{ mm}.$$
$$\rho_{ech} = \sqrt[3]{9,6 \cdot 6613^2} = 748,78 \text{ mm și}$$
$$C_0^0 = \frac{0,008}{\lg \dfrac{2 \cdot 16384}{748.78}} = 0,00487\ \mu\text{F/km}.$$

Susceptanța specifică de secvență zero este:

$$Y_0^0 = (2 \cdot \pi \cdot 50) \cdot 0,00487 = 1,531\ \mu\text{S/km}.$$

Aplicația 10.2 Se cere să se calculeze parametrii transformatorului de putere cu două înfășurări ale cărui caracteristici sun prezentate în tabelul 10.6.

Tabelul 10.6 Caracteristicele unui transformator de putere cu două înfășurări

S_n (MVA)	U_n(kV)		Grupa de conexiuni	ΔP_{Fe} (kW)	ΔP_{Cun} (kW)	u_{sc} (%)	i_0 (%)	Reglaj ploturi×ΔU_p
	IT	JT						
63	110	10,5	Y_Nd11	60	260	12	0,9	±9×1,78%

Soluție:

Parametrii transformatorului raportați la înfășurarea de IT sunt:

- rezistența

$$R_{T1}=\frac{\Delta P_{Cun}U_{nIT}^2}{S_n^2}=\frac{260\cdot 110^2}{63^2}10^{-3}=0,793\,\Omega;$$

- impedanța

$$Z_{T1}=\frac{u_{sc\%}}{100}\frac{U_{nIT}^2}{S_n}=\frac{12}{100}\frac{110^2}{63}=23,04\,\Omega;$$

- reactanța

$$X_{T1}=\sqrt{Z_{T1}^2-R_{T1}^2}=\sqrt{23,04^2-0,793^2}=23,026\,\Omega;$$

$$X_{T1}/R_{T1}=23,026/0,793=29,03;$$

$$X_{T1}\cong\frac{u_{sc\%}}{100}\frac{U_{nIT}^2}{S_{Tn}}=\frac{12}{100}\frac{110^2}{63}=23,04\,\Omega;$$

- conductanța

$$G_{T1}=\frac{\Delta P_{Fe}}{U_{nIT}^2}10^{-3}=\frac{60}{110^2}10^{-3}=4,96\,\mu S;$$

- susceptanța

$$B_{T1}\cong\frac{i_{0\%}}{100}\frac{S_n}{U_{nIT}^2}=\frac{0,9}{100}\frac{25}{110^2}=18,60\,\mu S.$$

Aplicația 10.3. Se cere să se calculeze parametrii transformatorului de putere cu trei înfășurări (tip 2) ale cărui caracteristici sun prezentate în tabelul 10.7.

Tabelul 10.7. Caracteristicele unui transformator de putere cu trei înfășurări

S_n (MVA)	U_n (kV)			Grupa de conexiuni	ΔP_{Fe} (kW)	ΔP_{Cun} (kW)	u_{sc} (%)			Reglaj ploturi×ΔU_p
	IT	MT	JT				IT-MT	IT-JT	MT-JT	
120	220	121	10,5	YNyn0d11	95	420	13,85	23,27	17,91	±8×1,25%

Soluție:

Parametrii transformatorului raportați la înfășurarea de IT sunt:

- rezistențele

$$R_1=R_2=R,\quad R_3=1,5R;$$

$$R_1=R_2=\frac{\Delta P_{Cun}}{6I_n^2}=\Delta P_{Cun}\frac{U_{nIT}^2}{2S_n^2}\cdot 10^{-3}=420\frac{220^2}{2\cdot 120^2}\cdot 10^{-3}=0,706\,\Omega;$$

$$R_3=1,5\cdot 0,706=1,059\,\Omega;$$

- reactanțele

$$X_{IT-MT} = \frac{u_{scIT-MT}\%}{100}\frac{U_{nIT}^2}{S_n} = \frac{13,85}{100}\frac{220^2}{120} = 55,86\,\Omega\,;$$

$$X_{MT-JT} = \frac{u_{scMT-JT}\%}{100}\frac{U_{nIT}^2}{S_n} = \frac{17,91}{100}\frac{220^2}{120} = 72,237\,\Omega\,;$$

$$X_{IT-JT} = \frac{u_{scIT-JT}\%}{100}\frac{U_{nIT}^2}{S_n} = \frac{23,27}{100}\frac{220^2}{120} = 93,86\,\Omega\,;$$

$$X_{IT} = \frac{X_{IT-MT} + X_{IT-JT} - X_{MT-JT}}{2} = \frac{55,86 + 93,86 - 72,237}{2} = 38,675\,\Omega\,;$$

$$X_{MT} = \frac{X_{MT-JT} + X_{IT-MT} - X_{IT-JT}}{2} = \frac{72,237 + 55,86 - 93,86}{2} = 17,185\,\Omega\,;$$

$$X_{JT} = \frac{X_{IT-JT} + X_{MT-JT} - X_{IT-MT}}{2} = \frac{93,86 + 72,237 - 55,86}{2} = 55,12\,\Omega.\,.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și distribuția energiei electrice, Cluj-Napoca, U.T. Press, 2014, ISBN 978-973-662-960-0.
[2]. Darie, S., Vădan, I. Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru transportul și distribuția energiei electrice. Editura UT Press, Cluj Napoca, 2003, ISBN 973-662-037-0.
[3]. PE 134-95. Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV. București, 1996.

11. DIMENSIONAREA ELECTRICĂ A LINIILOR ELECTRICE

Cursul se limitează la determinarea secțiunii conductoarelor liniilor electrice de distribuție.

11.1. REPREZENTAREA LINIILOR ELECTRICE ÎN SCHEMELE ECHIVALENTE DE CALCUL

Liniile electrice aeriene de distribuție a energiei electrice sunt considerate linii scurte deoarece (au în general lungimi l<250 km), care funcționează la tensiuni $U_n \leq 110$ kV.

Se consideră că liniile electrice de distribuție sunt linii trifazate cu sau fără fir neutru, care satisfac condițiile de omogenitate, simetrie și repartiție simetrică a sarcinii și a surselor de tensiune pe cele trei faze.

În aceste condiții este suficient să se studieze funcționarea unei singure faze cu ajutorul unei scheme bifilare, în care conductorul de ducere este conductorul fazei, iar conductorul de întoarcere este un conductor fictiv de nul. Introducerea conductorului fictiv este necesară pentru înțelegerea funcționării schemei monofazate. În realitate el nu există, dar chiar dacă ar exista, datorită perfectei simetrii, curentul prin el ar fi nul.

În cazul LEA de distribuție, care au tensiuni nominale scăzute, curenții transversali sunt neglijabili în raport cu cei de conducție care străbat conductoarele liniei. Din acest motiv, schema echivalentă a unei astfel de linii se reduce la un dipol cu parametri concentrați (Fig.11.1). Dacă se dorește obținerea unor rezultate mai exacte se folosește o schemă echivalentă cuadripolară în Π sau T.

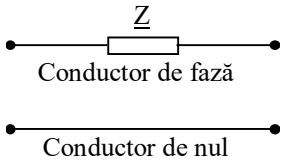


Fig.11.1 Schema electrică a unei linii scurte.

În cazul LEC, la tensiuni ridicate, chiar și pentru lungimi reduse, trebuie să se aprecieze dacă este sau nu posibilă neglijarea curenților capacitivi transversali și să se aleagă o schemă corespunzătoare cu parametri concentrați sau uniform distribuiți.

11.2. CALCULUL CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REȚELELE ELECTRICE RADIALE

Una din condițiile restrictive în funcționarea rețelelor electrice este abaterea tensiunii față de o referință denumită tensiune nominală. Interesează variația tensiunii într-un punct, în jurul tensiunii nominale, precum și căderea de tensiune pe linie [1].

Căderea de tensiune fazorială reprezintă diferența fazorială a tensiunilor din două puncte diferite ale rețelei, având aceeași tensiune, între puncte existând numai legături galvanice.

Căderea de tensiune algebrică se calculează ca diferența algebrică dintre valorile efective ale tensiunii din două puncte ale unei rețele, având aceeași tensiune nominală, între puncte existând numai legături galvanice.

Ținând seama de tensiunea maximă pe care pot să o suporte receptoarele consumatorilor precum și de tensiunea minimă de serviciu, care nu înrăutățește sensibil condițiile de funcționare ale acestora, au fost stabilite, prin norme și regulamente, *benzile de variație ale tensiunii într-un punct al rețelei*, adică diferența algebrică dintre tensiunea de serviciu din acel punct și tensiunea nominală a rețelei respective. Abaterile admisibile ale tensiunii într-un nod al rețelei sunt fixate în funcție de tensiunea nominală a acesteia și de importanța consumatorului alimentat. Abaterile admise de tensiune se încadrează, în majoritatea cazurilor, între ±5% U_n și ±10% U_n.

11.2.1. Linia cu un singur consumator - diagrama fazorială fundamentală

Se consideră o linie trifazată simetrică, ce alimentează un singur consumator echilibrat. Linia se reprezintă printr-un dipol cu impedanța $\underline{Z}$=R+jX, R și X fiind rezistența, respectiv reactanța inductivă pe fază ale liniei (Fig.11.2, a).

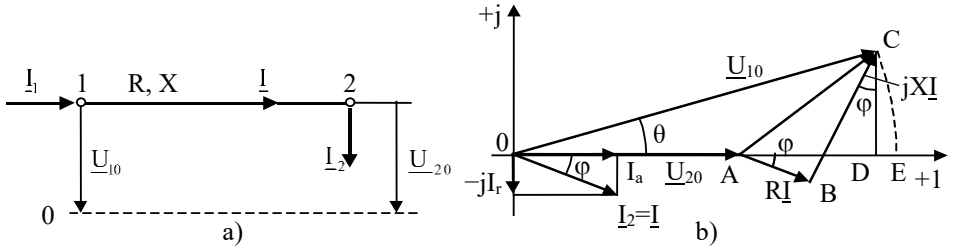


Fig.11.2 Linia cu electrică cu un singur consumator:
a) schema electrică echivalentă simplificată a unei linii trifazate echilibrate; b) diagrama fazorială fundamentală a căderilor de tensiune.

Tensiunea de fază $\underline{U}_{10}$, la capătul de alimentare a liniei, se consideră constantă. Consumatorul este reprezentat de curentul absorbit $\underline{I}_2$, considerat constant și independent de tensiunea aplicată consumatorului $\underline{U}_{20}$.

Fiind dat curentul la consumator $\underline{I}_2$ și tensiunea aplicată la capătul de alimentare a liniei $\underline{U}_{10}$, se cere să se determine tensiunea la bornele consumatorului $\underline{U}_{20}$ și curentul prin linie $\underline{I}$.

Deoarece în schema echivalentă a liniei s-au neglijat parametrii transversali, curentul din linie este egal cu cel al consumatorului ($\underline{I}_1=\underline{I}=\underline{I}_2$).

Aplicând teorema a doua a lui Kirchhoff pe conturul format de conductorul de fază, conductorul neutru și liniile tensiunilor de fază $\underline{U}_{10}$ și $\underline{U}_{20}$ și având în vedere că pe conductorul neutru căderea de tensiune este nulă, se obține:

$$\underline{U}_{10} = \underline{U}_{20} + R\underline{I} + jX\underline{I}. \tag{11.1}$$

În figura 11.4, b, este reprezentată diagrama fazorială corespunzătoare relației (11.1). S-a ales ca referință a fazorilor tensiunea $\underline{U}_{20}$ considerând un consumator inductiv, respectiv curentul absorbit de acesta defazat în urma tensiunii cu unghiul $\varphi_2=\varphi$.

Căderea de tensiune fazorială este dată de relația:

$$\Delta\underline{U}_f = \underline{U}_{10} - \underline{U}_{20} = \underline{Z}\underline{I} = R\underline{I} + jX\underline{I} \tag{11.2}$$

în care termenul $R\underline{I}$ reprezintă căderea de tensiune activă pe fază (în fază cu $\underline{I}$), iar $jX\underline{I}$ este căderea de tensiune reactivă pe fază defazată cu 90° înaintea lui $\underline{I}$.

Proiecțiile lui $\Delta\underline{U}_f$ pe cele două axe (segmentele AD=ΔU_f și CD=δU_f) reprezintă componentele longitudinală și transversală ale căderii de tensiune fazoriale, având următoarele expresii:

$$\Delta U_f = RI\cos\varphi + XI\sin\varphi = RI_a + XI_r; \tag{11.3}$$

$$\delta U_f = XI\cos\varphi - RI\sin\varphi = XI_a - RI_r, \tag{11.4}$$

unde: I_a=I cosφ este componenta activă a curentului de linie, iar I_r=I sinφ este componenta reactivă a curentului de linie.

Căderea de tensiune algebrică pe fază (Fig.11.2) se calculează cu relația:

$$DU_f = U_{10} - U_{20} = \overline{OE} - \overline{OA} = \overline{AE}. \tag{11.5}$$

Pentru valori mici ale unghiului θ dintre cele două tensiuni, componenta transversală a căderii de tensiune fazoriale ($\delta U_f = \overline{CD}$) se poate neglija, iar căderea de tensiune algebrică se identifică cu componenta longitudinală a căderii de tensiune fazoriale, adică:

$$DU_f = \overline{AE} \approx \overline{AD} = \Delta U_f. \tag{11.6}$$

Dacă unghiul θ are valori mari, căderea de tensiune algebrică se scrie:

$$DU_f = U_{10} - U_{20} = \sqrt{(U_{20} + \Delta U_f)^2 + (\delta U_f)^2} - U_{20} =$$
$$= (U_{20} + \Delta U_f)\left[1 + \left(\frac{\delta U_f}{U_{20} + \Delta U_f}\right)^2\right]^{1/2} - U_{20} \quad . \tag{11.7}$$

Deoarece $\delta U_f << U_{20} + \Delta U_f$, expresia din paranteza dreaptă poate fi dezvoltată în serie după formula binomului lui Newton. Reținând primii doi termeni ai dezvoltării, rezultă:

$$DU_f \approx \Delta U_f + \frac{1}{2}\frac{(\delta U_f)^2}{U_{20} + \Delta U_f}, \tag{11.8}$$

relație suficient de exactă pentru liniile de medie și joasă tensiune.

Având în vedere că la funcționarea normală a liniei $\Delta U_f << U_{20}$ și pentru simplificare se aproximează tensiunea necunoscută la consumator (U_{20}) cu tensiunea nominală pe fază, relația precedentă devine:

$$DU_f \approx RI\cos\varphi + XI\sin\varphi + \frac{(XI\cos\varphi - RI\sin\varphi)^2}{2U_{nf}}. \tag{11.9}$$

Pentru liniile electrice de joasă tensiune, se poate folosi, cu suficientă aproximație, relația:

$$DU_f \approx \Delta U_f = RI\cos\varphi + XI\sin\varphi. \tag{11.10}$$

Dacă consumatorul este reprezentat prin puterile absorbite, activă și reactivă și se ține seama de relațiile cunoscute din electrotehnică:

$$I_a = I\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{3}\,U_n}; \quad I_r = I\sin\varphi = \frac{Q}{\sqrt{3}\,U_n}, \tag{11.11}$$

unde $U_n = \sqrt{3}U_{nf}$ reprezintă tensiunea nominală a liniei, expresiile căderilor de tensiune ca mărimi de linie, se pot scrie în funcție de puteri, astfel:

$$\Delta U = \sqrt{3}\,\Delta U_f = \frac{RP + XQ}{U_n}; \tag{11.12}$$

$$\delta U = \sqrt{3}\,\delta U_f = \frac{XP - RQ}{U_n}; \tag{11.13}$$

$$DU = \sqrt{3}\,DU_f \approx \frac{RP + XQ}{U_n} + \frac{(XP - RQ)^2}{2U_n^3}. \tag{11.14}$$

11.2.2. Linia cu mai mulți consumatori concentrați

Se consideră o linie trifazată radială, care alimentează trei consumatori, concentrați (Fig.11.3).

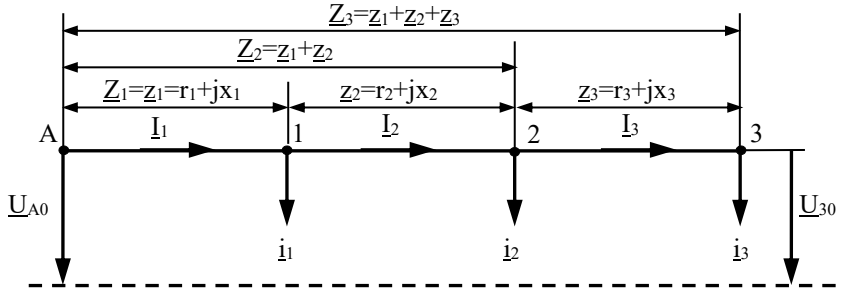


Fig.11.3 Schema electrică echivalentă a unei linii radiale care alimentează trei consumatori.

Notațiile din schema echivalentă a liniei (Fig.11.3) au următoarele semnificații:

- $\underline{i}_1$, $\underline{i}_2$, $\underline{i}_3$ - curenții absorbiți de consumatori, funcționând după caracteristici de curent constant;
- $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$, $\underline{I}_3$ - curenții prin tronsoanele liniei;
- $\underline{z}_1$, $\underline{z}_2$, $\underline{z}_3$ - impedanțele pe fază ale celor trei tronsoane ale liniei, de lungime l_1, l_2, l_3;
- $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_2$, $\underline{Z}_3$ - impedanțele cumulate ale tronsoanelor între nodul sursă A și fiecare nod consumator (1, 2, 3).

Căderea de tensiune totală pe fază este egală cu suma fazorială a căderilor de tensiune pe cele trei tronsoane ale liniei:

$$\Delta\underline{U}_f = \underline{U}_{AO} - \underline{U}_{30} = \underline{z}_1\underline{I}_1 + \underline{z}_2\underline{I}_2 + \underline{z}_3\underline{I}_3, \tag{11.15}$$

Prin urmare, căderile de tensiune pe linie se pot calcula prin însumarea algebrică a valorilor mărimilor corespunzătoare pe tronsoanele liniei:

$$\Delta U = \sqrt{3}\sum_{k=1}^{3}\left(r_k I_{ka} + x_k I_{kr}\right); \tag{11.16}$$

$$\delta U = \sqrt{3}\sum_{k=1}^{3}\left(x_k I_{ka} - r_k I_{kr}\right); \tag{11.17}$$

$$DU = \sqrt{3}\left\{\sum_{k=1}^{3}\left(r_k I_{ka} + x_k I_{kr}\right) + \frac{\left[\sqrt{3}\sum_{k=1}^{3}\left(x_k I_{ka} - r_k I_{kr}\right)\right]^2}{2U_{nf}}\right\}, \tag{11.18}$$

unde I_{ka} și I_{kr} reprezintă curenții activi și reactivi din tronsoanele liniei.

Valorile curenților din linie $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ și $\underline{I}_3$ se pot determina în funcție de curenții $\underline{i}_1$, $\underline{i}_2$ și $\underline{i}_3$ absorbiți de consumatori, aplicându-se în nodurile 1, 2 și 3 prima teoremă a lui Kirchhoff:

$$\begin{aligned} \underline{I}_3 &= \underline{i}_3; \\ \underline{I}_2 &= \underline{i}_2 + \underline{i}_3; \\ \underline{I}_1 &= \underline{i}_1 + \underline{i}_2 + \underline{i}_3. \end{aligned} \tag{11.19}$$

Din relația precedentă rezultă legături similare între curenții activi și reactivi din tronsoane și curenții activi și reactivi absorbiți de consumatori:

$$\begin{aligned} I_{3a} &= i_{3a}; & I_{3r} &= i_{3r}; \\ I_{2a} &= i_{2a} + i_{3a}; & I_{2r} &= i_{2r} + i_{3r}; \\ I_{1a} &= i_{1a} + i_{2a} + i_{3a}; & I_{1r} &= i_{1r} + i_{2r} + i_{3r}. \end{aligned} \tag{11.20}$$

Între impedanțele tronsoanelor $\underline{z}_k$ și impedanțele cumulate $\underline{Z}_k$ ale tronsoanelor dintre nodul sursă A și nodul consumator k există următoarele relații:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_1 &= \underline{z}_1; & R_1 &= r_1; & X_1 &= x_1; \\ \underline{Z}_2 &= \underline{z}_1 + \underline{z}_2; & R_2 &= r_1 + r_2; & X_2 &= x_1 + x_2 \\ \underline{Z}_3 &= \underline{z}_1 + \underline{z}_2 + \underline{z}_3; & R_3 &= r_1 + r_2 + r_3; & X_3 &= x_1 + x_2 + x_3, \end{aligned} \tag{11.21}$$

unde R_k și X_k, reprezintă rezistențele și reactanțele cumulate, măsurate de la capătul de alimentare a liniei până în punctul de conectare a sarcinii k.

Astfel, se obțin următoarele relații:

$$\Delta U = \sqrt{3}\sum_{k=1}^{3}\left(R_k i_{ka} + X_k i_{kr}\right); \tag{11.22}$$

$$\delta U = \sqrt{3}\sum_{k=1}^{3}\left(X_k i_{ka} - R_k i_{kr}\right); \tag{11.23}$$

$$DU=\sqrt{3}\left\{\sum_{k=1}^{3}\left(R_k i_{ka}+X_k i_{kr}\right)+\frac{\left[\sqrt{3}\sum_{k=1}^{3}\left(X_k i_{ka}-R_k i_{kr}\right)\right]^2}{2U_{nf}}\right\}, \qquad (11.24)$$

în care: i_{ka} și i_{kr} reprezintă curenții activi și reactivi ai consumatorilor.

Relațiile anterioare se pot generaliza pentru cazul când linia alimentează n consumatori concentrați (k = 1...n) . Dacă consumatorii sunt reprezentați prin puterile active și reactive și ținem seama de, expresiile căderilor de tensiune se pot scrie astfel:

$$\Delta U=\sum_{k=1}^{n}\left(\frac{r_k P_k+x_k Q_k}{U_n}\right)=\sum_{k=1}^{n}\left(\frac{R_k p_k+X_k q_k}{U_n}\right); \qquad (11.25)$$

$$\delta U=\sum_{k=1}^{n}\left(\frac{x_k P_k-r_k Q_k}{U_n}\right)=\sum_{k=1}^{n}\left(\frac{X_k p_k-R_k q_k}{U_n}\right); \qquad (11.26)$$

$$DU=\sum_{k=1}^{n}\left(\frac{r_k P_k+x_k Q_k}{U_n}\right)+\frac{\left[\sum_{k=1}^{n}\left(x_k P_k-r_k Q_k\right)\right]^2}{2U_n^3}=$$
$$=\sum_{k=1}^{n}\left(\frac{R_k p_k+X_k q_k}{U_n}\right)+\frac{\left[\sum_{k=1}^{n}\left(X_k p_k-R_k q_k\right)\right]^2}{2U_n^3}, \qquad (11.27)$$

în care p_k și q_k sunt puterile active și reactive corespunzătoare consumatorilor, iar P_k și Q_k sunt puterile active și reactive pe tronsoanele liniei.

Se pot face următoarele observații [1]:

- puterile activă și reactivă care circulă în linie și tensiunea acesteia nu sunt independente;
- deducerea acestor relații s-a făcut ținând seama numai de parametrii longitudinali ai liniei (rezistența și reactanța), considerând curenții constanți de-a lungul liniilor sau neglijând pierderile de putere pe diferite tronsoane, ipoteze admise întotdeauna la LEA cu tensiuni mai mici de 110 kV;
- relațiile căderilor de tensiune se pot simplifica apreciind de la caz la caz dacă ele sunt determinate în principal de circulația puterilor active și de rezistențe sau de circulația puterilor reactive și de reactanțe.

În următoarele cazuri se pot lua în considerare numai căderile de tensiune produse de circulația puterilor active și de rezistențe:

- pentru LEA de JT care alimentează sarcini cu $\cos\varphi\approx 1$ (cazul rețelelor de iluminat incandescent);
- pentru LEC până la 10 kV, care alimentează sarcini cu $\cos\varphi\geq 0{,}95$ și cu secțiuni ale conductoarelor $S\leq 35$ mm^2;
- pentru rețele interioare montate în tuburi de protecție.

Pentru LEA cu tensiuni nominale mai mari decât 0,4 kV, influența termenului legat de puterea reactivă și de reactanță, în expresiile căderilor de tensiune, începe să fie comparabilă cu cea a termenului legat de puterea activă și de rezistență sau să fie preponderentă față de acesta.

Dacă rețeaua electrică este omogenă, adică este construită din conductoare de aceeași secțiune, din același material, iar conductoarele ocupă poziții simetrice între ele și față de pământ, căderile de tensiune se pot exprima și astfel:

$$\Delta U=\frac{r_0\sum_{k=1}^{n} l_k P_k + x_0\sum_{k=1}^{n} l_k Q_k}{U_n}=\frac{r_0\sum_{k=1}^{n} L_k p_k + x_0\sum_{k=1}^{n} L_k q_k}{U_n};$$

$$\delta U=\frac{x_0\sum_{k=1}^{n} l_k P_k - r_0\sum_{k=1}^{n} l_k Q_k}{U_n}=\frac{x_0\sum_{k=1}^{n} L_k p_k - r_0\sum_{k=1}^{n} L_k q_k}{U_n};$$

$$DU=\frac{r_0\sum_{k=1}^{n} l_k P_k + x_0\sum_{k=1}^{n} l_k Q_k}{U_n}+\frac{\left(x_0\sum_{k=1}^{n} l_k P_k - r_0\sum_{k=1}^{n} l_k Q_k\right)^2}{2U_n^3}= \quad , \qquad (11.28)$$

$$=\frac{r_0\sum_{k=1}^{n} L_k p_k + x_0\sum_{k=1}^{n} L_k q_k}{U_n}+\frac{\left(x_0\sum_{k=1}^{n} L_k p_k - r_0\sum_{k=1}^{n} L_k q_k\right)^2}{2U_n^3}$$

unde l_k și L_k reprezintă lungimile tronsoanelor liniei, respectiv lungimile măsurate de la capătul de alimentare al liniei până la punctul de conectare a consumatorului k; r_0 și x_0 sunt rezistența și reactanța specifice ale liniei.

11.2.3. Linia electrică trifazată cu sarcină distribuită uniform

Rețelele pentru iluminat public și cele care alimentează consumatorii casnici pot fi considerate echilibrate și cu sarcină uniform distribuită pe linie, datorită numărului mare de consumatori alimentați, amplasați la distanțe mici [1].

Rețelele care alimentează astfel de consumatori au, de regulă, aceeași secțiune pe toată lungimea lor și factor de putere apropiat de unitate. Sarcina acestor linii se exprimă prin densitatea lineică de sarcină i_0 [A/m] sau p_0 [W/m].

Un element al liniei de lungime infinit mică dl, situat la distanța l în raport cu capătul 2 al liniei, este străbătut de curentul $i_0 l$, sarcina totală fiind $I=i_0 L$ (Fig.11.4, a).

În elementul dl se produce căderea infinitezimală de tensiune:

$$d(\Delta U_f) = r_0 i_0 l\, dl, \qquad (11.29)$$

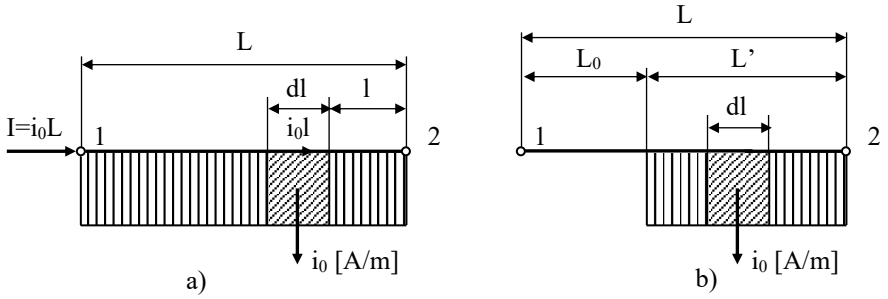


Fig.11.4 Linie trifazată de curent alternativ cu sarcină uniform distribuită [1]:
a) pe toată lungimea liniei; b) pe o parte din linie.

în care r_0 reprezintă rezistența specifică a liniei. Căderea de tensiune, ca mărime de linie, se calculează cu relația:

$$\Delta U = \sqrt{3}\int_0^L d(\Delta U) = \sqrt{3}\, r_0 i_0 \int_0^L l\, dl = \sqrt{3}\, r_0 I \frac{L}{2}. \qquad (11.30)$$

Dacă sarcina uniformă este exprimată prin puterile active, se obține:

$$\Delta U = r_0 \frac{P}{U_n}\frac{L}{2}, \qquad (11.31)$$

în care $P=p_0L$ reprezintă sarcina totală a liniei.

Dacă sarcina repartizată uniform se află numai pe o porțiune L' din lungimea liniei (Fig.11.4, b), expresiile căderilor de tensiune devin:

$$\Delta U = \sqrt{3}\, r_0 I(L_0 + \frac{L'}{2}) \quad \text{sau} \quad \Delta U = r_0 \frac{P}{U_n}(L_0 + \frac{L'}{2}). \qquad (11.32)$$

Rezultă că la calculul căderilor de tensiune, tronsoanele cu sarcină uniform distribuită pot fi înlocuite cu o sarcină concentrată egală cu sarcina totală a tronsonului respectiv și amplasată la mijlocul acestuia.

11.3. ALEGEREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE

Secțiunea conductoarelor liniilor electrice se alege ținând seama de anumite criterii (restricții) tehnice și economice [1], [2], [3], [4].

Criterii tehnice, avute în vedere, sunt:

- Criteriul încălzirii admisibile în regim permanent;
- Criteriul căderii admisibile de tensiune;
- Criteriul stabilității termice în regim de scurtcircuit;
- Criterii mecanice (rezistența mecanică, rezistența la coroziune etc.).

Secțiunea obținută prin calcul, pe baza criteriilor tehnice de dimensionare se numește *secțiune tehnică* (s_{teh}).

Secțiunea liniei pentru care se realizează un regim de funcționare optim economic, corespunzător unor cheltuieli totale minime pentru linia respectivă, într-o perioadă de funcționare dată, se numește *secțiune economică* (s_{ec}).

Secțiunea s, care se va adopta în final, trebuie să fie cea mai mare dintre valorile rezultate pentru secțiunea tehnică (s_{teh}) și secțiunea economică (s_{ec}):

$$s = \max\left(s_{teh}, s_{ec}\right). \qquad (11.33)$$

Determinarea secțiunii conductoarelor liniilor electrice de joasă tensiune și de medie tensiune se face pe baza criteriului încălzirii admisibile sau al criteriul căderii admisibile de tensiune, iar secțiunea rezultată se verifică sub aspectul stabilității termice în regim de scurtcircuit și al criteriilor mecanice, stabilind în final secțiunea tehnică. Secțiunea tehnică a conductoarelor trebuie verificată și din punctul de vedere al condițiilor economice de funcționare.

Se exceptează de la verificarea condițiilor de funcționare economică următoarele categorii de instalații [1], [2]:

- legăturile scurte pentru alimentarea directă a unor receptoare din tablourile de joasă tensiune sau din celule de medie tensiune (în general, sub 20 m la joasă tensiune și sub 100 m la medie tensiune);
- barele și derivațiile scurte din cadrul stațiilor și posturilor de transformare;
- circuitele trifazate prin care se alimentează rezistoare, reostate de pornire etc.;
- rețelele provizorii și cu durată mică de serviciu (maximum trei ani).

11.3.1. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile în regim permanent

În regim de lungă durată, temperatura conductoarelor nu trebuie să depășească valorile admisibile deoarece la depășirea temperaturilor admisibile materialele conductoare și izolante își pot modifica proprietățile fizice și chimice, ceea ce conduce la efecte nedorite asupra instalațiilor: îmbătrânire prematură, degradarea conductoarelor sau a materialelor de îmbinare, oxidare, efectul de fluaj la LEA etc., care au drept consecință reducerea duratei de viață a liniei.

Valorile maxime ale temperaturii admisibile sunt precizate de producător sau sunt indicate în norme și standarde pentru fiecare tip de conductor.

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile se face utilizând tabele cu intensitățile admisibile de curent, calculate sau măsurate, în funcție de secțiunea conductorului, luând în considerare o anumită valoare pentru temperatura inițială a mediului ambiant și anumite condiții de montare (de răcire) [1], [2], [3], [4].

În legătură cu temperatura mediului ambiant, luată în considerare la calculul curenților admisibili, se poate preciza că în cazul conductoarelor izolate și neizolate cum și în cazul barelor s-a considerat valoarea de 25°C, în timp ce pentru cabluri s-a considerat valoarea de 20°C, în cazul pozării în pământ, respectiv 30°C, în cazul pozării în aer.

Referitor la condițiile de montare a cablurilor, luate în considerare la calculul curenților admisibili, acestea se stabilesc diferențiat, după natura mediului - pământ, aer sau apă - în care se pozează cablurile și sunt indicate în prescripții. De exemplu, la montarea în pământ se consideră un singur cablu, pozat la adâncimea de 70 cm.

În concluzie, pentru condițiile de referință menționate anterior s-au calculat și tabelat curenții admisibili în conductoare și cabluri în funcție de secțiunea conductoarelor.

Pentru temperaturi ale mediului și condiții de montare diferite de cele de referință, valorile curenților maximi admiși din tabele I_{adm} trebuie corectate prin intermediul unor coeficienți de corecție, ale căror valori se găsesc în normativele de proiectare.

Valoarea corectată a curentului admisibil I_{adm} se va calcula cu relația:

$$I'_{adm} = \alpha_t \alpha_m I_{adm}\,, \tag{11.34}$$

unde: α_t este coeficientul de corecție în funcție de temperatura mediului, iar α_m - coeficientul de corecție pentru condițiile de montare.

Între curentul cerut de receptor sau de consumatorul de calcul I_c și valoarea corectată a curentului admisibil trebuie să existe relația:

$$I_c \le I'_{adm} \quad \text{sau} \quad \frac{I_c}{\alpha_t \alpha_m} \le I_{adm}\,. \tag{11.35}$$

Din tabele se alege secțiunea minimă a conductorului sau a cablului dorit, al cărui curent admisibil I_{adm} satisface relația (11.35).

În cazul regimurilor intermitente de lucru, cu durata ciclului de minimum 10 minute și durata de funcționare de maximum 4 minute, se aplică o corecție a curentului admisibil și în funcție de regimul de lucru prin coeficientul de corecție:

$$\alpha_r = \frac{0{,}875}{\sqrt{DA}}\,, \tag{11.36}$$

unde DA reprezintă durata activă relativă a ciclului.

Aplicarea acestei corecții se face în cazul conductoarelor de cupru, pentru secțiuni mai mari de 10 mm^2, iar în cazul celor de aluminiu, pentru secțiuni mai mari de 16 mm^2.

11.3.2. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza căderilor admisibile de tensiune

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza criteriului căderii de tensiune se face punând condiția ca aceasta să fie cel mult egală cu căderea de tensiune admisibilă, adică:

$$DU \approx \Delta U \le \Delta U_{adm}\,, \tag{11.37}$$

unde căderea de tensiune admisibilă se calculează în funcție de căderea de tensiune admisibilă procentuală, Δu_{adm} [%]:

$$\Delta U_{adm} = \frac{\Delta u_{adm}}{100} U_n\,. \tag{11.38}$$

Se consideră o linie radială care alimentează n consumatori concentrați (Fig.11.5). Pentru determinarea secțiunilor s_1, s_2,…,s_n ale tronsoanelor liniei se poate considera că, la o anumită

treaptă de tensiune, reactanța lineică specifică x_0 a liniei este practic independentă de secțiunea conductorului, având o valoare cunoscută (de exemplu x_0=0,34÷0,36 Ω/km, pentru LEA de JT și x_0=0,37÷0,38 Ω/km, pentru LEA de MT). În aceste condiții, rezistența și reactanța fiecărui tronson se pot exprima prin relații de forma:

$$r_k = \rho \frac{l_k}{s_k}; \qquad x_k = x_0\, l_k\,. \tag{11.39}$$

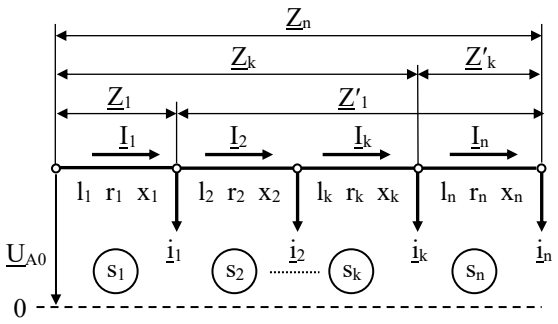


Fig.11.5 Schema electrică echivalentă a unei linii radiale care alimentează n consumatori.

Ținând seama de relațiile (11.39), căderea de tensiune depinde de n necunoscute, care sunt secțiunile tronsoanelor, dar se dispune de o singură ecuație pentru determinarea lor (11.37).

Pentru rezolvarea problemei mai sunt necesare (n-1) ecuații, care se pot obține dacă se admite una din următoarele ipoteze suplimentare:

- ipoteza secțiunii constante în toate tronsoanele liniei (s=const.);
- ipoteza densității de curent constante în toate tronsoanele liniei calculate (J=const.);
- ipoteza volumului minim de material conductor.

Se notează cu „c" un coeficient care are valoarea c = 2 pentru rețele monofazate, respectiv $c=\sqrt{3}$ pentru rețelele trifazate.

Căderea de tensiune are o componentă activă ΔU_a, determinată de circulația curenților activi prin rezistențele liniei și o componentă reactivă ΔU_r, datorată circulației curenților reactivi prin reactanțele inductive ale liniei, deci:

$$\Delta U = \Delta U_a + \Delta U_r\,, \tag{11.40}$$

cu

$$\Delta U_a = c \cdot \rho \sum_{k=1}^{n} \frac{l_k I_{ka}}{s_k} = c \cdot \rho \sum_{k=1}^{n} \frac{L_k i_{ka}}{s_k}\,, \tag{11.41}$$

$$\Delta U_r = c \cdot x_0 \sum_{k=1}^{n} l_k I_{kr} = c \cdot x_0 \sum_{k=1}^{n} L_k i_{kr}\,. \tag{11.42}$$

Reactanța specifică [Ω/km], x_0, este cunoscută (practic nu depinde de secțiunea conductorului), ΔU_r se poate calcula, iar condiția restrictivă (11.37) se poate scrie astfel:

$$\Delta U_a \le \Delta U_{adm} - \Delta U_r\,. \tag{11.43}$$

11.3.2.1. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza secțiunii constante

Această ipoteză este utilizată în mod curent în practică. La alegerea secțiunii unei linii electrice, folosindu-se această ipoteză, trebuie să se aibă în vedere dacă linia considerată are sau nu ramificații.

Se consideră o linie electrică echipată cu un singur tip de conductor, respectiv toate tronsoanele ei au aceeași secțiune:

$$s_1 = s_2 = \cdots = s_n = s \cdot \tag{11.44}$$

Cu condițiile (11.44) relația (11.41) devine:

$$\Delta U_a = c \cdot \frac{\rho}{s} \sum_{k=1}^{n} I_{ka} l_k = c \cdot \frac{\rho}{s} \sum_{k=1}^{n} i_{ka} L_k \; ; \tag{11.45}$$

Dacă ΔU_a satisface condiția (11.43), din (11.45) se poate determina secțiunea necesară (minimă) a conductorului pentru care este îndeplinită condiția (11.37), obținându-se:

$$s = c \cdot \rho \frac{\sum_{k=1}^{n} I_{ka} l_k}{\Delta U_a} = c \cdot \rho \frac{\sum_{k=1}^{n} i_{ka} L_k}{\Delta U_a} , \tag{11.46}$$

în care s-a ținut seama că linia este formată din același material (ρ=const.) pe toată lungimea ei.

Dacă sarcinile sunt exprimate prin puteri, secțiunea conductorului se calculează cu relația:

$$s = \rho \frac{\sum_{k=1}^{n} P_k l_k}{U_n \Delta U_a} = \rho \frac{\sum_{k=1}^{n} p_k L_k}{U_n \Delta U_a} , \tag{11.47}$$

iar în cazul rețelelor monofazate de curent alternativ:

$$s = 2\rho \frac{\sum_{k=1}^{n} P_k l_k}{U_n \Delta U_a} = 2\rho \frac{\sum_{k=1}^{n} p_k L_k}{U_n \Delta U_a} . \tag{11.48}$$

Relațiile astfel determinate sunt valabile și în curent continuu cu precizarea că la numitor se înlocuiește ΔU_a cu ΔU_{adm}.

11.3.2.2. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza densității de curent constante

În această ipoteză de calcul se consideră că în toate tronsoanele liniei, de secțiuni diferite, densitatea de curent este aceeași, adică:

$$\frac{I_1}{s_1} = \frac{I_2}{s_2} = \cdots = \frac{I_n}{s_n} = J , \tag{11.49}$$

în care:

- $I_1, I_2, \ldots, I_n$ reprezintă intensitățile curenților prin tronsoanele liniei;
- $s_1, s_2, \ldots, s_n$ - secțiunile tronsoanelor liniei.

Pentru linia trifazată de curent alternativ, căderea activă de tensiune, supusă condiției restrictive (11.37) se poate calcula cu relația:

$$\Delta U_a = \sqrt{3}\, \rho \sum_{k=1}^{n} \frac{I_k}{s_k} l_k \cos\varphi_k = \sqrt{3}\, \rho\, J \sum_{k=1}^{n} l_k \cos\varphi_k . \tag{11.50}$$

Din (11.50) se poate determina densitatea de curent J corespunzătoare valorii maxime admise a componentei active a căderii de tensiune ΔU_a:

$$J = \frac{\Delta U_a}{c \cdot \rho \sum_{k=1}^{n} l_k \cos\varphi_k} . \tag{11.51}$$

Cunoscând valoarea densității de curent se poate calcula secțiunea fiecărui tronson al liniei:

$$s_i = \frac{I_i}{J} = \frac{\sqrt{3} U_n I_i \cos\varphi_i}{\sqrt{3} U_n \Delta U_a \cos\varphi_i} = \frac{P_i}{\sqrt{3} U_n \Delta U_a \cos\varphi_i} , \tag{11.52}$$

unde: U_n este tensiunea nominală a liniei, iar cosφ este factorul de putere corespunzător defazajelor din tronsoane.

Pentru liniile monofazate de curent alternativ se determină:

$$s_i = \frac{I_i}{J} == \frac{2\rho P_i \sum_{k=1}^{n} l_k \cos\varphi_k}{U_n \Delta U_a \cos\varphi_i}, \tag{11.53}$$

care este valabilă și pentru rețelele de curent continuu, în acest ultim caz considerându-se cosφ=1 și $\Delta U_a = \Delta U_{adm}$.

11.3.2.3. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza volumului minim de material

Se consideră o linie fără ramificații pentru care se calculează secțiunile conductoarelor astfel încât volumul de material să fie minim:

$$V = \sum_{k=1}^{n} l_k s_k, \tag{11.54}$$

$$\Delta U_{fa} = \sum_{k=1}^{n} \rho \frac{l_k I_{ka}}{s_k}, \tag{11.55}$$

cu s_k secțiunea tronsonului k, l_k lungimea aceluiași tronson și I_{ka} componenta activă a curentului prin tronsonul k al liniei luată electrice în considerare.

Se construiește funcția de minimizat **F**, utilizând multiplicatorul **μ** al lui Lagrange:

$$F(s_1, s_2, \ldots, s_n) = \sum_{k=1}^{n} \rho \frac{l_k I_{ka}}{s_k} + \mu \sum_{k=1}^{n} l_k s_k, \tag{11.56}$$

unde μ are dimensiunea [V/m^3].

Se derivează funcția F în raport cu secțiunile necunoscutelor (secțiunile s_k), iar derivatele parțiale se egalează cu zero pentru determinarea valorilor de extrem:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial F}{\partial s_1} = -\rho \dfrac{l_1}{s_1^2} I_{1a} + \mu l_1 = 0 \\ \dfrac{\partial F}{\partial s_2} = -\rho \dfrac{l_2}{s_2^2} I_{2a} + \mu l_2 = 0 \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ \dfrac{\partial F}{\partial s_n} = -\rho \dfrac{l_n}{s_n^2} I_{na} + \mu l_n = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \rho \dfrac{I_{1a}}{s_1^2} = \mu \\ \rho \dfrac{I_{2a}}{s_2^2} = \mu \\ \ldots\ldots\ldots \\ \rho \dfrac{I_{na}}{s_n^2} = \mu \end{cases}. \tag{11.57}$$

Din sistemul de ecuații (11.57) se obțin următoarele egalități:

$$\frac{\sqrt{I_{1a}}}{s_1} = \frac{\sqrt{I_{2a}}}{s_2} = \cdots = \frac{\sqrt{I_{na}}}{s_n} = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}. \tag{11.58}$$

Având în vedere relația (11.57) se poate scrie că:

$$\Delta U_a = c \cdot \Delta U_{fa} = c \cdot \sum_{k=1}^{n} \rho \frac{l_k I_{ka}}{s_k} =$$

$$= c \cdot \rho \left(\frac{\sqrt{I_{1a}}}{s_1} l_1 \sqrt{I_{1a}} + \cdots + \frac{\sqrt{I_{ka}}}{s_k} l_k \sqrt{I_{ka}} + \cdots \frac{\sqrt{I_{na}}}{s_n} l_n \sqrt{I_{na}} \right) = c \cdot \rho \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \sum_{k=1}^{n} l_k \sqrt{I_{ka}}, \tag{11.59}$$

sau

$$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}} = \frac{\Delta U_a}{c \cdot \rho \sum_{k=1}^{n} l_k \sqrt{I_{ka}}} = K. \tag{11.60}$$

Ținând cont de egalitățile (11.58) și de relația (11.60) se pot determina secțiunile fiecărui tronson în parte:

$$s_j = K\sqrt{I_{ja}}\,. \tag{11.61}$$

Având în vedere că:

$$\sqrt{I_{ka}} = \sqrt{\frac{P_k}{\sqrt{3}U_n}}\,, \tag{11.62}$$

relația (11.60) devine:

$$s_j = \sqrt{3}\,\frac{\rho\sqrt{\frac{P_j}{\sqrt{3}U_n}}\sum_{k=1}^{n} l_k\sqrt{\frac{P_k}{\sqrt{3}U_n}}}{\Delta U_a} = \frac{\rho\sum_{k=1}^{n} l_k\sqrt{P_k}}{\Delta U_a\cdot U_n}\sqrt{P_j} = K'\sqrt{P_j}\,, \tag{11.63}$$

respectiv pentru circuite monofazate:

$$s_j = \frac{2\rho\sum_{k=1}^{n} l_k\sqrt{P_k}}{\Delta U_a\cdot U_n}\sqrt{P_j} = K''\sqrt{P_j}\,. \tag{11.64}$$

11.3.2.4. Alegerea secțiunii economice a conductoarelor

Alegerea unei secțiuni prea mari conduce la creșterea investițiilor dar și la reducerea cheltuielilor legate de pierderile de energie, iar o secțiune mică va avea efecte inverse (Fig.11.6). În consecință, dimensiunea optimă sub aspect economic a conductorului depinde de costul acestuia și de valoarea pierderilor

Stabilirea, prin calcul economic a secțiunii liniilor electrice de distribuție se bazează pe criteriul cheltuielilor totale actualizate minime, folosind metoda cunoscută în literatură sub denumirea de „metoda densității economice de curent” [1], [5].

Soluția economică pentru secțiunea conductoarelor corespunde minimului cheltuielilor totale actualizate (CTA), care însumează următoarele componente, actualizate la anul punerii în funcțiune a liniei:

➢ cheltuieli de investiții C_i pentru fiecare tip constructiv de linie, în €,

$$C_i = (A + Ks)L\,, \tag{11.65}$$

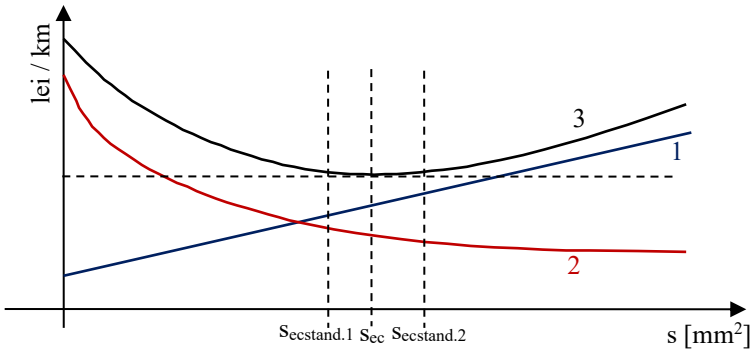


Fig.11.6 Variația cheltuielilor anuale de exploatare și a componentelor sale cu secțiunea conductoarelor liniei: 1 - cheltuieli de investiții (cota de amortizare), 2 - pierderi de energie electrică, 3 - cheltuieli totale.

unde:

✓ A este componenta investiției specifice în linie, care este independentă de secțiunea acesteia, în €/km;

✓ K - panta de creștere a costului unui km de linie cu secțiunea conductorului de fază, în €/km·mm^2;

✓ L - lungimea liniei, în km;

➢ cheltuieli de exploatare C_{exp}, pe durata de serviciu a liniei, care nu depind de consumurile proprii tehnologice de putere și energie (retribuții personal, cheltuieli întreținere și reparații), în €;

➢ cheltuieli de exploatare C_{pw}, generate de consumurile proprii tehnologice de putere și energie pe durata de serviciu a liniei, datorate tranzitului sarcinii maxime (P_{max}, I_{max}), în €. Se calculează cu relația:

$$C_{pw} = 3RI_{max}^2 c_{pw} T_{SL} = 3\rho \frac{L}{s} I_{max}^2 c_{pw} T_{SL}, \tag{11.66}$$

unde:

✓ c_{pw} - costul actualizat al pierderilor de putere și de energie, corespunzător unui an și unui consum tehnologic de un kW la sarcina maximă, în €/an și kW;

✓ T_{SL} - durata de serviciu a liniei proiectate; se consideră T_{SL}=20 ani, pentru LEC, respectiv T_{SL}=40 ani, pentru LEA;

✓ I_{max} - curentul maxim tranzitat, în A.

Factorul c_{pw} din relația (11.66) se poate determina astfel:

$$c_{pw} = \frac{c_p}{T_{SCE}} + c_w \tau, \tag{11.67}$$

în care:

- c_p - costul unui kW instalat în centrala etalon, în €/kW;
- T_{SCE} - durata de serviciu a centralei etalon, care va compensa pierderile de energie pe linia proiectată. Se consideră T_{SCE}=20 ani;
- c_w - costul unui kWh, corespunzător treptelor de tensiune la care se face distribuția, în €/kWh;
- τ - durata de calcul a consumurilor proprii anuale de energie, în ore/an.

Cheltuielile totale actualizate, ținând seama de relațiile au expresia:

$$CTA = (A + Ks)L + C_{exp} T_{SL} + 3\rho \frac{L}{s} I_{max}^2 c_{pw} T_{SL}. \tag{11.68}$$

Optimul economic al secțiunii se poate obține anulând derivata de ordinul întâi a expresiei CTA=f(s):

$$\frac{dCTA}{ds} = \left(K - 3\rho \frac{I_{max}^2}{s_{ec}^2} c_{pw} T_{SL} \right) L = 0, \tag{11.69}$$

din care rezultă secțiunea economică s_{ec}:

$$s_{ec} = I_{max} \sqrt{\frac{3\rho c_{pw} T_{SL}}{K}} \tag{11.70}$$

și densitatea economică de curent J_{ec}:

$$J_{ec} = \frac{I_{max}}{s_{ec}} = \sqrt{\frac{K}{3\rho c_{pw} T_{SL}}}. \tag{11.71}$$

În legătură cu densitatea economică de curent se pot face următoarele precizări [1], [2], [5]:

➢ secțiunea optimă economică este independentă de lungimea L a liniei;

➢ densitatea economică de curent este cu atât mai mare cu cât panta de creștere K a costului unui km de linie cu secțiunea conductorului de fază este mai mare, respectiv cu cât sunt mai mici rezistivitatea ρ a materialului conductor și costul actualizat c_{pw} al pierderilor anuale de putere și energie;

➢ valoarea densității economice se modifică în timp datorită prețurilor variabile ale materialului conductor, combustibilului ș.a;

➢ densitatea economică de curent este maximă numai când linia este traversată de sarcina

maximă; în restul timpului ea are valori inferioare;

➢ în unele cazuri, densitățile termice pot fi de 3÷5 ori mai ridicate decât densitatea optimă de curent pentru aceeași secțiune. Deoarece costul pierderilor crește rapid odată cu creșterea transferului de putere, în astfel de situații este rentabil să se schimbe dimensiunea conductorului înainte ca limita termică să fie atinsă.

Cunoscând valorile normate ale densității economice de curent, secțiunea economică a conductoarelor active pentru o linie electrică se obține din relația:

$$s_{ec} = \frac{I_{max}}{J_{ec}}. \tag{11.72}$$

11.4. APLICAȚII

Aplicația 11.1. Se cere să se calculeze componentele (longitudinală și transversală) căderii de tensiune și valoarea aproximativă a căderii de tensiune algebrice între nodurile A−D și B−D (Fig.11.7). Tensiunea nominală a liniei aeriene este U_n=20 kV.

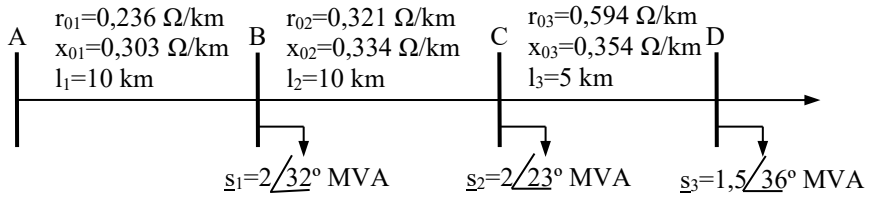


Fig.11.7 Schema monofilară a unei rețele radiale cu tensiunea nominală U_n=20 kV.

Soluție:

Impedanțele tronsoanelor se determină cu relațiile:

$$r_1 = r_{01} \cdot l_1 = 0,236 \cdot 10 = 2,36\ \Omega; \quad x_1 = x_{01} \cdot l_1 = 0,303 \cdot 10 = 3,03\ \Omega;$$
$$r_2 = r_{02} \cdot l_2 = 0,321 \cdot 10 = 3,21\ \Omega; \quad x_2 = x_{02} \cdot l_2 = 0,334 \cdot 10 = 3,34\ \Omega;$$
$$r_3 = r_{03} \cdot l_3 = 0,594 \cdot 5 = 2,97\ \Omega; \quad x_3 = x_{03} \cdot l_3 = 0,354 \cdot 5 = 1,77\ \Omega,$$

iar impedanțele cumulate au valorile:

$$R_1 = r_1 = 2,36\ \Omega; \quad X_1 = x_1 = 3,03\ \Omega;$$
$$R_2 = R_1 + r_2 = 2,36 + 3,21 = 5,57\ \Omega; \quad X_2 = X_1 + x_2 = 3,03 + 3,34 = 6,37\ \Omega;$$
$$R_3 = R_2 + r_3 = 5,57 + 2,97 = 8,54\ \Omega; \quad X_3 = X_2 + x_3 = 6,37 + 1,77 = 8,14\ \Omega.$$

Puterile consumatorilor sunt:

$$p_1 = s_1 \cos 32° = 2 \cdot \cos 32° = 1,696\ \text{MW}; \quad q_1 = s_1 \sin 32° = 2 \cdot \sin 32° = 1,06\ \text{Mvar};$$
$$p_2 = s_2 \cos 23° = 2 \cdot \cos 23° = 1,841\ \text{MW}; \quad q_2 = s_2 \sin 23° = 2 \cdot \sin 23° = 0,781\ \text{Mvar};$$
$$p_3 = s_3 \cos 36° = 1,5 \cdot \cos 36° = 1,213\ \text{MW}; \quad q_3 = s_3 \sin 36° = 1,5 \cdot \sin 36° = 0,882\ \text{Mvar},$$

iar puterile din tronsoanele liniei au valorile:

$$P_3 = p_3 = 1,213\,\text{MW}; \quad Q_3 = q_3 = 0,882\,\text{Mvar};$$
$$P_2 = p_2 + P_3 = 1,841 + 1,213 = 3,054\,\text{MW}; \quad Q_2 = q_2 + Q_3 = 0,781 + 0,882 = 1,663\,\text{Mvar};$$
$$P_1 = p_1 + P_2 = 1,696 + 3,054 = 4,75\,\text{MW}; \quad Q_1 = q_1 + Q_2 = 1,06 + 1,663 = 2,723\,\text{Mvar}.$$

A. Căderile de tensiune între nodurile A și D

Calculul componentelor (longitudinală și transversală) căderii de tensiune fazoriale și a căderii de tensiune algebrice între nodurile A și D, în funcție de puterile consumatorilor:

$$\Delta U_{AD} = \frac{p_1 \cdot R_1 + p_2 \cdot R_2 + p_3 \cdot R_3 + q_1 \cdot X_1 + q_2 \cdot X_2 + q_3 \cdot X_3}{U_n} =$$

$$= \frac{(1,696 \cdot 2,36 + 1,841 \cdot 5,57 + 1,213 \cdot 8,54) + (1,06 \cdot 3,03 + 0,781 \cdot 6,37 + 0,882 \cdot 8,14)}{20} \cdot 10^3 = 2,00\,\text{kV};$$

$$\partial U_{AD} = \frac{p_1 \cdot X_1 + p_2 \cdot X_2 + p_3 \cdot X_3 - (q_1 \cdot R_1 + q_2 \cdot R_2 + q_3 \cdot R_3)}{U_n} =$$

$$= \frac{(1,696 \cdot 3,03 + 1,841 \cdot 6,37 + 1,213 \cdot 8,14) - (1,06 \cdot 2,36 + 0,781 \cdot 5,57 + 0,882 \cdot 8,54)}{20} \cdot 10^3 = 0,618\,\text{kV};$$

$$DU_{AD} \cong \Delta U_{AD} + \frac{(\delta U_{AD})^2}{2 \cdot U_n} = 2 + \frac{(0,618)^2}{2 \cdot 20} = 2,01\,\text{kV}.$$

Dacă se aproximează căderea de tensiune algebrică, DU_{AD}, prin componenta longitudinală a căderii de tensiune fazoriale, ΔU_{AD}, eroarea este:

$$\varepsilon\% = \frac{DU_{AD} - \Delta U_{AD}}{\Delta U_{AD}} 100 = \frac{2,01 - 2,00}{2,00} 100 = 0,5\,\%.$$

Dacă se efectuează calculele în funcție de puterile din tronsoane și impedanțele cumulate, se obțin:

$$\Delta U_{AD} = \frac{P_1 \cdot r_1 + P_2 \cdot r_2 + P_3 \cdot r_3 + Q_1 \cdot x_1 + Q_2 \cdot x_2 + Q_3 \cdot x_3}{U_n} =$$

$$= \frac{(4,75 \cdot 2,36 + 3,054 \cdot 3,21 + 1,213 \cdot 2,97) + (2,723 \cdot 3,03 + 1,663 \cdot 3,34 + 0,882 \cdot 1,77)}{20} \cdot 10^3 = 2,00\,\text{kV};$$

$$\partial U_{AD} = \frac{P_1 \cdot x_1 + P_2 \cdot x_2 + P_3 \cdot x_3 - (Q_1 \cdot r_1 + Q_2 \cdot r_2 + Q_3 \cdot r_3)}{U_n} =$$

$$= \frac{(4,75 \cdot 3,03 + 3,054 \cdot 3,34 + 1,213 \cdot 1,77) - (2,723 \cdot 2,36 + 1,663 \cdot 3,21 + 0,882 \cdot 2,97)}{20} \cdot 10^3 = 0,618\,\text{kV},$$

B. Căderile de tensiune între nodurile B și D

În acest caz se consideră că linia electrică este formată numai din tronsoanele cuprinse între nodurile B și D.

Calculul căderilor de tensiune între nodurile B și D, în funcție de puterile consumatorilor:

$$\Delta U_{BD} = \frac{p_2 \cdot (R_2 - R_1) + p_3 \cdot (R_3 - R_1) + q_2 \cdot (X_2 - X_1) + q_3 \cdot (X_3 - X_1)}{U_n} =$$

$$= \frac{[1,841 \cdot 3,21 + 1,213 \cdot 6,18 + 0,781 \cdot 3,34 + 0,882 \cdot 5,11] \cdot 10^3}{20} = 1,026\,\text{kV};$$

$$\partial U_{BD} = \frac{p_2 \cdot (X_2 - X_1) + p_3 \cdot (X_3 - X_1) - q_2 \cdot (R_2 - R_1) - q_3 \cdot (R_3 - R_1)}{U_n} =$$

$$= \frac{[1,841 \cdot 3,34 + 1,213 \cdot 5,11 - 0,781 \cdot 3,21 - 0,882 \cdot 6,18] \cdot 10^3}{20} = 0,219\,\text{kV};$$

$$DU_{BD} \cong \Delta U_{BD} + \frac{(\delta U_{BD})^2}{2 \cdot U_n} = 1,026 + \frac{(0,219)^2}{2 \cdot 20} = 1,027\,\text{kV}.$$

Dacă se aproximează căderea de tensiune DU_{BD} prin componenta longitudinală a căderii de tensiune fazoriale, ΔU_{BD}, eroarea este:

$$\varepsilon\%=\frac{DU_{BD}-\Delta U_{BD}}{\Delta U_{BD}}100=\frac{1,027-1,026}{1,026}100=0,097\ \%.$$

Dacă calculele se efectuează în funcție de puterile din tronsoane, atunci:

$$\Delta U_{BD}=\frac{P_2\cdot r_2+P_3\cdot r_3+Q_2\cdot x_2+Q_3\cdot x_3}{U_n}=$$

$$=\frac{(3,054\cdot 3,21+1,213\cdot 2,97+1,663\cdot 3,34+0,882\cdot 1,77)\cdot 10^3}{20}=1,026\,\text{kV};$$

$$\partial U_{BD}=\frac{P_2\cdot x_2+P_3\cdot x_3-(Q_2\cdot r_2+Q_3\cdot r_3)}{U_n}=$$

$$=\frac{\left[3,054\cdot 3,34+1,213\cdot 1,77-(1,663\cdot 3,21+0.882\cdot 2,97)\right]\cdot 10^3}{20}=0,219\,\text{kV},$$

valori identice cu cele calculate anterior.

Aplicația 11.2. O linie electrică în cablu, racordată la barele de medie tensiune ale unei stații de transformare de 110/10,5 kV, alimentează trei puncte de distribuție conform schemei din figura 11.8. Sarcinile sunt date în kW, iar lungimile în m. Cablul, cu conductoarele din Al, este pozat în pământ la 20°C. Să se determine secțiunea conductoarelor, pe baza criteriul căderilor admisibile de tensiune, în următoarele ipoteze: a) s=const.; b) J=const.; c) volum minim de material conductor. Căderea admisibilă de tensiune este Δu_{adm}=5%.

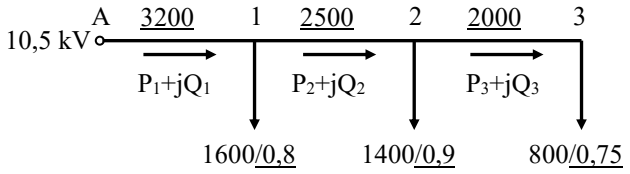


Fig.11.8 Rețea de alimentare a trei puncte de distribuție.

Soluție:

Se calculează sarcinile reactive ale punctelor de distribuție:

$$q_1=p_1\text{tg}(\arccos\varphi_1)=1600\cdot\text{tg}(\arccos 0,8)=1600\cdot 0,75=1200\ \text{kvar};$$

$$q_2=p_2\text{tg}(\arccos\varphi_2)=1400\cdot\text{tg}(\arccos 0,9)=1400\cdot 0,484=678\ \text{kvar};$$

$$q_3=p_3\text{tg}(\arccos\varphi_3)=800\cdot\text{tg}(\arccos 0,75)=800\cdot 0,882=706\ \text{kvar}.$$

Se determină puterile din tronsoanele liniei de alimentare și factorii de putere corespunzători, neglijând pierderile de putere din tronsoane:

$$\begin{cases} P_1=p_1+p_2+p_3;\ P_1=1600+1400+800=3800\,\text{kW}; \\ Q_1=q_1+q_2+q_3;\ Q_1=1200+678+706=2584\,\text{kvar}; \\ S_1=\sqrt{P_1^2+Q_1^2};\ S_1=\sqrt{3800^2+2584^2}=4595\,\text{kVA}; \\ \cos\varphi_1=\dfrac{P_1}{S_1};\ \cos\varphi_1=\dfrac{3800}{4595}=0,827; \end{cases}$$

$$\begin{cases} P_2 = p_2 + p_3;\ P_2 = 1400 + 800 = 2200\,\text{kW}; \\ Q_2 = q_2 + q_3;\ Q_2 = 678 + 706 = 1384\,\text{kvar}; \\ S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2};\ S_2 = \sqrt{2200^2 + 1384^2} = 2599\,\text{kVA}; \\ \cos\varphi_2 = \dfrac{P_2}{S_2};\ \cos\varphi_2 = \dfrac{2200}{2599} = 0,846; \end{cases}$$

$$\begin{cases} P_3 = p_3;\ P_3 = 800\,\text{kW}; \\ Q_3 = q_3;\ Q_3 = 706\,\text{kvar}; \\ S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2};\ S_3 = \sqrt{800^2 + 706^2} = 1067\,\text{kVA}; \\ \cos\varphi_3 = 0,75. \end{cases}$$

Se calculează componenta reactivă a căderii de tensiune ΔU_r pe linia de alimentare, considerând reactanța specifică a cablului x_0=0,095 Ω/km:

$$\Delta U_r = \frac{x_0}{U_n}\sum_{k=1}^{n} q_k L_k\ ,$$

unde L_k reprezintă distanța măsurată din punctul de alimentare A până în punctul de racordare a consumatorului k.

$$\Delta U_r = \frac{0,095}{10,5\cdot 10^3}(1200\cdot 3200 + 678\cdot 5700 + 706\cdot 7700) = 118,9\,\text{V}\ .$$

Se calculează valoarea absolută a căderii admisibile de tensiune ΔU_{adm} și componenta activă a căderii de tensiune ΔU_a:

$$\Delta U_{adm} = \frac{\Delta u_{adm}}{100}U_n = \frac{5}{100}10500 = 525\ \text{V};$$

$$\Delta U_a = \Delta U_{adm} - \Delta U_r = 525 - 118,9 = 406,1\,\text{V}\ .$$

a) Ipoteza secțiunii constante în toate tronsoanele liniei (s=const.)

➢ Se determină secțiunea cablului de alimentare:

$$s' = \rho\frac{\sum_{k=1}^{n} p_k L_k}{U_n \Delta U_a}\ ,$$

în care ρ=1/32 Ωmm^2/m este rezistivitatea aluminiului.

$$s' = \frac{(1600\cdot 3200 + 1400\cdot 5700 + 800\cdot 7700)}{32\cdot 10,5\cdot 406,1} = 141,15\,\text{mm}^2;$$

➢ Se alege un cablu cu conductoare din aluminiu, izolație și manta din PVC, cu secțiunea s=150 mm^2, care are curentul maxim admis I_{adm}=270 A și rezistența specifică r_0=0,208 Ω/km;

➢ Cablul ales se verifică la încălzire. Pentru aceasta se calculează curentul cerut în primul tronson al liniei:

$$I_1 = \frac{S_1}{\sqrt{3}U_n};\quad I_1 = \frac{4595}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 253\ \text{A}\ .$$

Deoarece $I_1 < I_{adm}$, cablul ales corespunde sub aspectul solicitărilor termice;

➢ Se calculează valoarea componentei active a căderii de tensiune în cablul ales:

$$\Delta U_a = \frac{r_0\sum_{k=1}^{n} L_k p_k}{U_n};$$

$$\Delta U_a = \frac{0,208}{10,5}(3,2\cdot 1600 + 5,7\cdot 1400 + 7,7\cdot 800) = 381,7\,\text{V} < 406,1\text{V}\ .$$

Volumul de material conductor necesar, în ipoteza a) de dimensionare, este:

$$V = 3 \cdot 150 \cdot 10^{-6} \cdot 7700 = 3,465 \text{ m}^3.$$

b) Ipoteza densității de curent constante în toate tronsoanele linie (J=const.)

Se determină succesiv:

➢ Densitatea de curent J, corespunzătoare valorii maxime admise ΔU_a a componentei active a căderii de tensiune:

$$J = \frac{\Delta U_a}{\sqrt{3}\rho \sum_{k=1}^{n} l_k \cos\varphi_k},$$

unde $\cos\varphi_k$ este factorul de putere corespunzător defazajelor din tronsoane.

$$J = \frac{32 \cdot 406,1}{\sqrt{3}\left(3200 \cdot 0,827 + 2500 \cdot 0,846 + 2000 \cdot 0,75\right)} = 1,2 \text{ A/mm}^2.$$

Secțiunile tronsoanelor liniei de alimentare sunt:

$$s_1' = \frac{I_1}{J} = \frac{S_1}{\sqrt{3}U_n J}; \quad s_1' = \frac{4595}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,2} = 210,55 \text{ mm}^2;$$

$$s_2' = \frac{I_2}{J} = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_n J}; \quad s_2' = \frac{2599}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,2} = 119,09 \text{ mm}^2;$$

$$s_3' = \frac{I_3}{J} = \frac{S_3}{\sqrt{3}U_n J}; \quad s_3' = \frac{1067}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,2} = 48,89 \text{ mm}^2;$$

➢ Se aleg secțiunile standardizate ale cablurilor cu conductoare din aluminiu, izolație și manta din PVC [6]:

✓ s_1=240 mm^2; I_{adm1}=356 A, r_{01}=0,13 Ω/km;

✓ s_2=120 mm^2; I_{adm2}=243 A, r_{02}=0,261 Ω/km;

✓ s_3=50 mm^2; I_{adm3}=146 A, r_{03}=0,625 Ω/km;

➢ Cablurile alese se verifică la încălzire. Pentru aceasta se calculează curenții ceruți din tronsoanele liniei:

$$I_1 = \frac{S_1}{\sqrt{3}U_n}; \quad I_1 = \frac{4595}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 252,66 \text{ A};$$

$$I_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_n}; \quad I_2 = \frac{2599}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 142,9 \text{ A};$$

$$I_3 = \frac{S_3}{\sqrt{3}U_n}; \quad I_3 = \frac{1067}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 58,67 \text{ A}.$$

Deoarece $I_k < I_{admk}$ (k=1÷3), cablurile alese corespund sub aspectul solicitărilor termice;

➢ Se calculează valoarea componentei active a căderii de tensiune în linia de alimentare:

$$\Delta U_a = \frac{\sum_{k=1}^{n} r_{0k} l_k P_k}{U_n};$$

$$\Delta U_a = \frac{0,13 \cdot 3,2 \cdot 3800 + 0,261 \cdot 2,5 \cdot 2200 + 0,625 \cdot 2 \cdot 800}{10,5} = 382,5 \text{ V} < 406,1 \text{ V}$$

Volumul de material conductor necesar, în ipoteza b) de dimensionare, este:

$$V_b = 3 \cdot \left(240 \cdot 3200 + 120 \cdot 2500 + 50 \cdot 2000\right) \cdot 10^{-6} = 3,504 \text{ m}^3.$$

c) Ipoteza volumului minim de material conductor

➢ Se calculează secțiunile tronsoanelor:

$$s'_i = K'\sqrt{P_i}; \quad K' = \frac{\rho}{\Delta U_a U_n}\sum_{k=1}^{n} l_k \sqrt{P_k};$$

$$K' = \frac{1}{32 \cdot 406{,}1 \cdot 10{,}5} \cdot \left(3200\sqrt{3800} + 2500\sqrt{2200} + 2000\sqrt{800}\right) = 2{,}72;$$

$$s'_1 = K'\sqrt{P_1} = 2{,}72\sqrt{3800} = 167{,}67\,\text{mm}^2;$$
$$s'_2 = K'\sqrt{P_2} = 2{,}72\sqrt{2200} = 127{,}58\,\text{mm}^2;$$
$$s'_3 = K'\sqrt{P_3} = 2{,}72\sqrt{800} = 76{,}93\,\text{mm}^2;$$

➢ se aleg secțiunile standardizate ale cablurilor cu conductoare din aluminiu, izolație și manta din PVC [6]:

✓ s_1=185 mm^2; I_{adm1}=307 A, r_{01}=0,169 Ω/km;
✓ s_2=120 mm^2; I_{adm2}=243 A, r_{02}=0,261 Ω/km;
✓ s_3=70 mm^2; I_{adm3}=179 A, r_{03}=0,447 Ω/km;

➢ deoarece curenții din tronsoane I_k sunt mai mici decât curenții maximi admiși corespunzători, $I_k<I_{admk}$ (k=1÷3), cablurile alese corespund sub aspectul solicitărilor termice;

➢ se calculează valoarea componentei active a căderii de tensiune în linia de alimentare:

$$\Delta U_a = \frac{\sum_{k=1}^{n} r_{0k} l_k P_k}{U_n};$$

$$\Delta U_a = \frac{0{,}169 \cdot 3{,}2 \cdot 3800 + 0{,}261 \cdot 2{,}5 \cdot 2200 + 0{,}447 \cdot 2 \cdot 800}{10{,}5} = 400{,}55\,\text{V} < 406{,}1\,\text{V}.$$

Volumul de material conductor necesar, în ipoteza c) de dimensionare, este:

$$V_c = 3 \cdot \left(185 \cdot 3200 + 120 \cdot 2500 + 70 \cdot 2000\right) \cdot 10^{-6} = 3{,}096\ \text{m}^3.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și distribuția energiei electrice, Cluj-Napoca, U.T. Press, 2014 ISBN 978-973-662-960-0.
[2]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Cristian Barz, Instalații electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-262-5.
[3]. Dan Călin Peter, Instalații de distribuție a energiei electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2000, ISBN 973-97791-6-6.
[4]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru Transportul și Distribuția energiei electrice, U.T. Press, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0.
[5]. NTE 401/03/00. Metodologie privind determinarea secțiunii economice a conductoarelor în instalații electrice de distribuție de 1-110 kV.
[6]. NTE 007/08/00. Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice. Anexe.

12. PIERDERI DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN REȚELELE ELECTRICE

12.1. PREAMBUL

Transportul și distribuția energiei electrice sunt însoțite, în mod inevitabil, de pierderi de energie activă și reactivă, care se produc atât în liniile de transport și de distribuție cât și în transformatoarele stațiilor și posturilor de transformare.

Pierderile electrice în rețea reprezintă diferența dintre energia electrică injectată în rețea și energia vândută consumatorilor. Aceste pierderi se compun din:

- Consumul propriu tehnologic aferent procesului de transport și distribuție a energiei electrice, în condițiile prevăzute prin proiectul instalației;
- Pierderi tehnice, determinate de abaterile de la regimul de funcționare proiectat, din cauza dezvoltării incomplete a rețelei sau funcționării necorespunzătoare;
- Pierderi comerciale, rezultate din erorile introduse de grupurile de măsură și organizarea evidenței energiei; în această categorie se includ și consumurile nemăsurate ale transformatoarelor de măsură și contoarelor, precum și furturile de energie electrică.

Repartizarea pierderilor în liniile și transformatoarele rețelei de distribuție exprimată în procente din pierderile totale din rețeaua de transport și distribuție este prezentată orientativ în tabelul 12.1.

Tabelul 12.1. Repartizarea pierderilor de putere și de energie pe elementele rețelei de distribuție, exprimate în procente din pierderile totale din rețeaua electrică

Elementele sistemului / Tensiunea nominală [kV]	Pierderi de putere [%]			Pierderi de energie [%]		
	Linii	Transformatoare	Total	Linii	Transformatoare	Total
$10<U_n\leq110$	8	2	10	6,9	3	9,9
$0,1\leq U_n\leq10$	51,7	13,8	65,5	47,8	16,6	64,4
Total	59,7	15,8	75,5	54,7	19,6	74,3

În consecință, în sistem, pentru fiecare 1000 MW la vârful curbei de sarcină, trebuie instalată o putere suplimentară pentru acoperirea pierderilor de cel puțin (100÷150) MW. În aceste condiții, problema reducerii pierderi-lor de energie se impune atât în faza de proiectare cât și în cea de exploatare a instalațiilor de transport și distribuție a energiei electrice.

Pierderile de energie activă din rețelele electrice reprezintă suma consumurilor tehnologice localizate în:

- Conductoarele liniilor electrice și înfășurările transformatoarelor sau autotransformatoarelor, datorită curentului electric, prin efect termic;
- Miezul magnetic al transformatoarelor sau autotransformatoarelor, datorită prezenței câmpului magnetic, prin curenți turbionari și prin histerezis;
- Liniile cu tensiuni $u_n \geq 220$ kV, datorită prezenței câmpului electric, prin efect corona;
- Dielectricul izolației, în cazul liniilor în cablu cu tensiunea $u_n \geq 220$ kV sau a liniilor în cablu de medie tensiune cu izolație din PVC, datorită prezenței câmpului electric.

În rețelele dimensionate corect și care funcționează la încărcarea pentru care au fost construite, pierderile prin efect termic au ponderea principală. O pondere importantă în pierderile totale o au pierderile din izolația de PVC a cablurilor de medie tensiune.

În general, într-un element de rețea se produc pierderi de energie longitudinale, dependente de sarcină (pierderile prin efect termic) și pierderi de energie transversale, independente de sarcină (pierderi datorită magnetizării transformatoarelor, efectului corona și pierderi în dielectric).

12.2. PARAMETRII CURBELOR DE SARCINĂ UTILIZAȚI ÎN CALCULELE DE PIERDERI

Pentru determinarea pierderilor de energie electrică în linii și transformatoare, trebuie să se țină seama de curbele de sarcină ale consumatorilor.

În curbele de sarcină clasate, sarcinile electrice sunt reprezentate în ordine descrescătoare, începând de la valoarea maximă. Din aceste curbe rezultă durata de utilizare a unei anumite sarcini. Curbele de sarcină clasate anuale se obțin pornind de la curbele de sarcină clasate zilnice. În figura 12.1 este redată curba de sarcină clasată anuală (sub formă de curent).

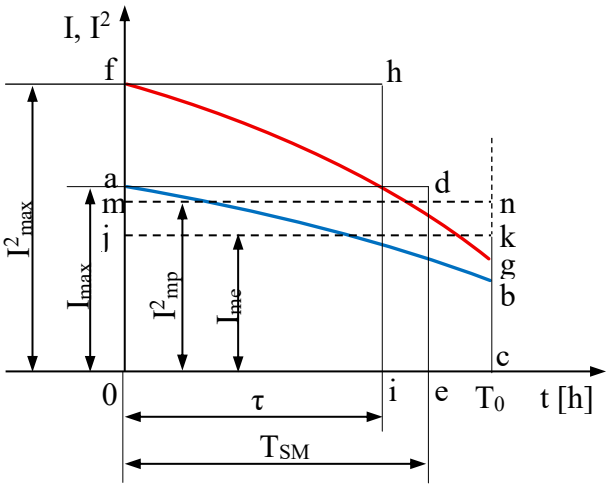


Fig. 12.1. Curba de sarcină clasată anuală și curba pierderilor anuale pentru determinarea duratei de utilizare a sarcinii maxime T și a timpului pierderilor τ.

Parametrii curbelor de sarcină care intervin în calculul pierderilor de energie sunt: valorile maximă, medie și medie pătratică ale mărimilor reprezentate în graficele de sarcină (curenți sau puteri), durata de utilizare a sarcinii maxime și durata pierderilor maxime.

Se vor defini acești parametri considerând că sarcina este exprimată prin curent, deci pentru graficul de sarcină I(t). Relații similare pentru parametrii curbelor de sarcină se obțin în cazul în care sarcinile sunt exprimate prin puteri, adică pentru S(t) sau P(t) și Q(t).

A. Valoarea maximă a curentului sau valoarea vârfului reprezintă cea mai mare valoare a curentului efectiv (I_{max}, în **Error! Reference source not found.**) absorbit de consumator în intervalul de timp considerat T_0.

B. Valoarea medie a curentului în intervalul de timp T_0 se calculează cu relația:

$$I_{med} = \frac{1}{T_0}\int_0^{T_0} I dt . \qquad (12.1)$$

C. Durata de utilizare a sarcinii maxime reprezintă o durată convențională, notată T_{SM}, în care dacă sarcina ar rămâne constantă și egală cu I_{max}, energia consumată ar fi aceeași ca și la funcționarea după graficul real de sarcină, în intervalul de timp T_0.

Pentru calculul duratei de utilizare a sarcinii maxime trebuie avut în vedere faptul că energia care se consumă într-un interval de timp T_0 (de exemplu un an), atunci când sarcina este variabilă în timp, iar tensiunea și factorul de putere sunt constante, este proporțională cu suprafața cuprinsă între axele de coordonate și curba de variație a curentului (suprafața 0abc în figura 12.1). Evident că aceeași cantitate de energie ar putea fi consumată într-un interval de timp $T_{SM}<T_0$, dacă sarcina ar rămâne constantă și egală cu sarcina maximă I_{max}. În acest caz, aceeași cantitate de energie ar fi proporțională cu aria dreptunghiului având ca laturi I_{max} și T_{SM}

(suprafața 0ade în figura 12.1). Grafic valoarea timpului T_{SM} se determină construindu-se dreptunghiul 0ade, de suprafață egală cu 0abc, iar analitic scriind că:

$$\int_0^{T_0} I dt = I_{max} T_{SM} , \tag{12.2}$$

din care rezultă:

$$T_{SM} = \frac{\int_0^{T_0} I dt}{I_{max}} . \tag{12.3}$$

Dacă ne referim la graficul de sarcină al puterii active P(t) și se consideră T_0=8760 h, durata de utilizare anuală T_P a puterii active maxime se calculează cu relația:

$$T_p = \frac{\int_0^{T_0} P dt}{P_{max}} = \frac{W_{an}}{P_{max}} \text{ [ore/an]}, \tag{12.4}$$

în care:

- W_{an} este energia activă totală consumată în decursul unui an;
- P_{max} - valoarea maximă a puterii active în același interval de timp.

În mod similar se definește durata de utilizare T_Q a puterii reactive maxime:

$$T_Q = \frac{\int_0^{T_0} Q \cdot dt}{Q_{max}} = \frac{W_{ran}}{Q_{max}} \text{ [ore/an]}, \tag{12.5}$$

în care:

- W_{ran} este energia reactivă totală consumată în decursul unui an;
- Q_{max} - valoarea maximă a puterii reactive măsurate în același interval de timp.

D. Durata pierderilor maxime sau pe scurt *timpul pierderilor* reprezintă o durată convențională $\tau<T_0$ în care instalația, dacă ar funcționa la sarcină maximă constantă, ar avea aceleași pierderi de energie ca și în cazul în care ar funcționa după curba de sarcină reală.

Pentru determinarea duratei pierderilor maxime τ, în figura 12.1 s-a trasat curba de variație a pătratului curentului cerut de consumator. Suprafața limitată de curba pătratului curentului $I^2(t)$ și de axele de coordonate (0fgc) reprezintă, la o scară oarecare, diferită de aceea a curentului, cantitatea de energie pierdută în intervalul de timp T_0. Aceeași cantitate de energie s-ar pierde într-un interval de timp $\tau<T_0$, dacă sarcina absorbită ar fi constantă și egală cu curentul maxim. În acest caz pierderile de energie sunt proporționale cu suprafața dreptunghiului având ca laturi pe I^2_{max} și τ (suprafața 0hfi în figura 12.1). Timpul pierderilor τ se poate determina grafic din egalitatea celor două suprafețe, iar analitic, egalând pierderile de energie în situația reală și cea echivalentă:

$$\int_0^{T_0} I^2 dt = I^2_{max} \tau , \tag{12.6}$$

din care rezultă:

$$\tau = \frac{\int_0^{T_0} I^2 dt}{I^2_{max}} \cong \frac{\int_0^{T_0} S^2 dt}{S^2_{max}} . \tag{12.7}$$

În mod similar, se poate defini o durată a pierderilor maxime τ_P, corespunzătoare puterii active, respectiv τ_Q, corespunzătoare puterii reactive:

$$\tau_P = \frac{\int_0^{T_0} P^2 dt}{P_{max}^2}; \quad \tau_Q = \frac{\int_0^{T_0} Q^2 dt}{Q_{max}^2}. \tag{12.8}$$

Utilizarea relațiilor (12.7) și (12.8) pentru determinarea lui τ nu este rațională deoarece impune efectuarea integrării grafice. De obicei, valoarea lui τ se determină empiric sau prin regresii, dependent de mărimile caracteristice ale curbelor de sarcină.

În România au o largă utilizare curbele construite de Glazunov (Fig.12.2), care permit determinarea timpului pierderilor anuale τ în funcție de timpul T_P de utilizare anuală a puterii active maxime și factorul de putere total al sarcinii [2].

Din familia de curbe τ=f(T), reprezentate în figura 12.2, se observă că pentru o anumită valoare a lui T_P, τ este cu atât mai mic cu cât factorul de putere al consumatorului este mai mare.

Se precizează că curbele lui Glazunov au fost stabilite numai pentru sarcini industriale și factor de putere constant pe întreaga perioadă de calcul. Utilizarea lor în alte condiții poate introduce erori de calcul de 30÷50 %.

Curbele din figura 12.2 sunt acceptate pentru calcule orientative, când $\cos\varphi$ nu oscilează între limite mari.

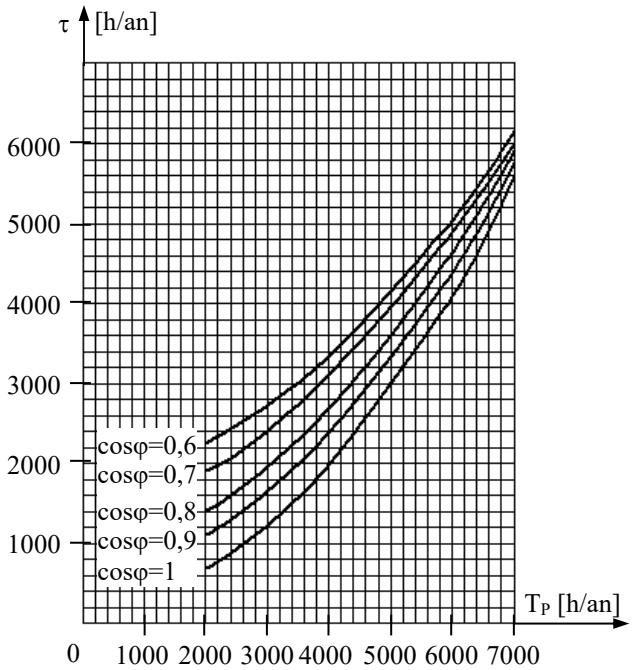


Fig.12.2. Dependența dintre timpul pierderilor τ și durata de utilizare anuală a sarcinii active maxime T_P, după Glazunov.

Pentru calcule mai exacte, când cosφ variază de la 0,6 la 0,9, se recomandă utilizarea relației:

$$\tau = (0{,}124 + \frac{T_{SM}}{10000})^2 \cdot 8760 \ \text{[h]}, \tag{12.9}$$

în care T_{SM} se calculează astfel:

$$T_{SM} = \frac{\sqrt{W^2 + W_r^2}}{S_{max}}. \tag{12.10}$$

E. Curentul mediu pătratic în intervalul de timp T_0 reprezintă un curent fictiv de valoare constantă, care în intervalul T_0, produce aceleași pierderi ca și în cazul real de funcționare, când curentul variază conform graficului de sarcină.

Curentul mediu pătratic I_{mp} se poate determina pe cale grafică, egalând suprafața 0fgc cu suprafața dreptunghiului 0mnc (Fig.12.1) sau analitic:

$$\int_0^{T_0} I^2 dt = I_{mp}^2 T_0 , \tag{12.11}$$

de unde rezultă:

$$I_{mp} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_0} I^2 dt}{T_0}} . \tag{12.12}$$

Din relațiile (12.7) și (12.12) rezultă:

$$I_{max}^2 \tau = I_{mp}^2 T_0 \tag{12.13}$$

sau

$$I_{mp} = I_{max} \sqrt{\frac{\tau}{T_0}} , \tag{12.14}$$

deci curentul mediu pătratic se poate determina, în lipsa curbei de sarcină, cu ajutorul curentului maxim și al timpului pierderilor.

Similar cu (12.12) se definesc puterile medii pătratice:

$$P_{mp} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_0} P^2 dt}{T_0}}; \quad Q_{mp} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_0} Q^2 dt}{T_0}}; \quad S_{mp} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_0} S^2 dt}{T_0}} . \tag{12.15}$$

F. Coeficientul de umplere al curbei de sarcină k_u (coeficientul de aplatizare), definit prin relația:

$$k_u = \frac{I_{med}}{I_{max}} = \frac{\int_0^{T_0} I dt}{T_0 I_{max}} = \frac{T_{SM}}{T_0} , \tag{12.16}$$

constituie un indicator orientativ asupra mărimii pierderilor de energie pentru diferite tipuri de curbe de sarcină.

G. Coeficientul de formă al curbei de sarcină reprezintă raportul dintre curentul mediu pătratic și curentul mediu, într-un anumit interval de timp T_0:

$$k_f = \frac{I_{mp}}{I_{med}} = \frac{I_{max}\sqrt{\frac{\tau}{T_0}}}{I_{med}} = \frac{T_0}{T_{SM}}\sqrt{\frac{\tau}{T_0}} = \frac{\sqrt{\tau T_0}}{T_{SM}} , \tag{12.17}$$

Coeficientul de formă caracterizează neuniformitatea graficului de sarcină în timp și are valoarea minimă k_f=1, când sarcina este constantă.

H. Coeficientul de pierderi al curbei de sarcină reprezintă raportul dintre pătratul curentului mediu pătratic și pătratul curentului maxim, într-un anumit interval de timp T_0:

$$k_p = \frac{I_{mp}^2}{I_{max}^2} = \frac{I_{max}^2 \frac{\tau}{T_0}}{I_{max}^2} = \frac{\tau}{T_0} . \tag{12.18}$$

Între indicatorii curbelor de sarcină, definiți prin relațiile (12.16), (12.17) și (12.18) există relația:

$$k_p = k_f^2 \cdot k_u^2 . \tag{12.19}$$

Evident că acești coeficienți se pot exprima și prin rapoarte de puteri active, reactive sau aparente.

12.3. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN LINIILE ELECTRICE

12.3.1. Calculul pierderilor de putere în liniile cu un singur consumator

Pierderile de putere activă, prin efect Joule, într-o linie trifazată de curent alternativ, cu o sarcină concentrată S la capăt, se calculează cu relația:

$$\Delta P = 3RI^2 = R\frac{P^2 + Q^2}{U^2}, \tag{12.20}$$

în care:

- R este rezistența pe fază a liniei în Ω, care se consideră practic constantă cu temperatura;
- P, Q - puterile trifazate cerute, activă și reactivă, în MW, respectiv Mvar;
- U - tensiunea la sfârșitul liniei, sau în calcule aproximative tensiunea nominală a liniei, în kV;
- I - curentul în linie, corespunzător puterii cerute, în A.

Pierderile de putere reactivă, în aceeași linie, se calculează cu o relație analoagă:

$$\Delta Q = 3XI^2 = X\frac{P^2 + Q^2}{U^2}, \tag{12.21}$$

în care X reprezintă reactanța inductivă pe fază a liniei.

Pierderile de putere aparentă în linie se determină cu relația:

$$\Delta \underline{S} = \Delta P + j\Delta Q = \left(R + jX\right)\frac{P^2 + Q^2}{U^2}. \tag{12.22}$$

Cu ajutorul relațiilor (12.20) și (12.21) se pot determina pierderile de putere pe o linie existentă sau în fază de proiectare în funcție de sarcina măsurată, respectiv adoptată și de parametrii liniei. Aceste relații sunt valabile în ipoteza neglijării pierderilor transversale, ipoteză valabilă în cazul liniilor de distribuție ($U_n \leq 110$ kV), cu excepția liniilor în cablu de lungime mare, în special a celor cu izolație din PVC.

12.3.2. Calculul pierderilor de energie în liniile cu un singur consumator

Pierderile de energie prin efect Joule într-o linie trifazată cu o sarcină concentrată S la capăt, în intervalul de timp T_0, dacă sarcina rămâne constantă în acest interval de timp, se calculează cu relația:

$$\Delta W = \Delta P\, T_0 = 3RI^2\, T_0 = R\frac{P^2 + Q^2}{U^2}T_0. \tag{12.23}$$

Dacă sarcina consumatorului este variabilă, pierderile de energie se determină cu relația:

$$\Delta W = 3R\int_0^{T_0} I^2 dt, \tag{12.24}$$

unde:

- I este valoarea efectivă a curentului la momentul t;
- R - rezistența pe fază a liniei;
- T_0 - intervalul de timp considerat, care poate fi o zi, o lună, un an.

Pierderile de energie (12.24) se pot calcula și în funcție de puteri:

$$\Delta W = \frac{R}{U_n^2}\int_0^{T_0} S^2 dt = \frac{R}{U_n^2}\int_0^{T_0} P^2 dt + \frac{R}{U_n^2}\int_0^{T_0} Q^2 dt, \tag{12.25}$$

în care s-a considerat $U=U_n$=const.

Pentru efectuarea integralelor din expresiile pierderilor de energie este necesară cunoașterea legilor de variație în timp a curentului sau a puterilor prin linie. În cazul general, aceste legi nu pot fi exprimate matematic. De aceea au fost elaborate diferite metode pentru calculul valorii integralelor din expresiile pierderilor de energie.

12.3.2.1. Metoda curentului mediu pătratic

Pierderile de energie pot fi calculate cu ajutorul curentului mediu pătratic (12.12) cu relația:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I_{mp}^2 \cdot T_0 = 3 \cdot R \cdot k_f^2 \cdot I_{med}^2 \cdot T_0 , \qquad (12.26)$$

în care s-a ținut seama de expresia coeficientului de formă k_f (12.17) al curbei de sarcină.

În cazul în care se lucrează cu puteri, pierderile de energie se calculează cu relația:

$$\Delta W = R \cdot k_f^2 \cdot T_0 \cdot \left(\frac{S_{med}}{U_n} \right)^2 . \qquad (12.27)$$

La scrierea relației (12.27) s-a considerat că tensiunea se menține la valoarea nominală, U_n, pe toată perioada de timp considerată. Dacă tensiunea variază în limite largi, în locul tensiunii nominale se va considera tensiunea medie U_{med}.

Dacă pentru calculul curentului mediu pătratic se apelează la integrarea grafică, metoda curentului mediu pătratic poate fi considerată ca o altă formă de aplicare a metodei integrării grafice. În practică, calculul pierderilor de energie cu ajutorul curentului mediu pătratic este corespunzătoare pentru rețelele de distribuție, în special cele de MT. În acest caz curentul mediu pătratic I_{mp} se poate determina, în funcție de curentul maxim I_{max} și de durata T_{SM} de utilizare a sarcinii maxime, printr-o relație empirică de forma:

$$I_{mp} = I_{max} (0,12 + T_{SM} \cdot 10^{-4}) . \qquad (12.28)$$

12.3.2.2. Metoda timpului pierderilor

Pierderile de energie într-o linie cu o singură sarcină, utilizând timpul pierderilor τ, se determină cu relația:

$$\Delta W = 3RI_{max}^2 \tau \qquad (12.29)$$

sau

$$\Delta W = R \cdot \left(\frac{S_{max}}{U} \right)^2 \cdot \tau , \qquad (12.30)$$

unde U este tensiunea la sarcina maximă S_{max}, cel mai adesea aproximată cu tensiunea nominală U_n.

Valoarea lui τ se poate determina cu una din relațiile de calcul sau din curbele lui Glazunov.

Utilizarea metodei timpului de pierderi conduce la erori medii cuprinse între ±(10÷20)%. Pentru ca eroarea să nu depășească ± 5% este necesar să se țină seama de curba de sarcină, de dinamica factorului de putere, de posibilitatea ca în perioada analizată maximul de putere activă să nu coincidă cu cel de putere reactivă. De asemenea, pentru creșterea preciziei în calculul pierderilor de energie, se propun în literatură metode care apelează la statistica matematică și calculul probabilităților.

Relațiile pentru calculul energiei se simplifică considerabil dacă sarcina este constantă pe durata de timp T_0 considerată sau variază în trepte, astfel:

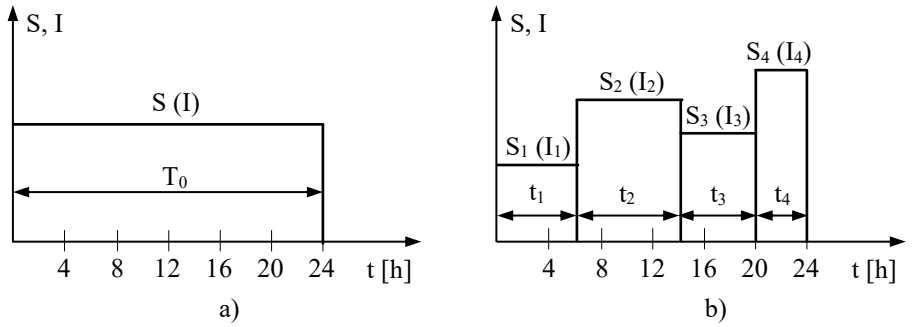


Fig.12.3. Curbe de sarcină: a-consum constant; b-consum în trepte.

- pentru consum constant (Fig.12.3, a),

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot T_0 = R \cdot \left(\frac{S}{U}\right)^2 \cdot T_0 ; \tag{12.31}$$

- pentru consum în trepte (Fig.12.3, b),

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \sum_{i=1}^{n} I_i^2 \cdot t_i = R \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{S_i}{U_i}\right)^2 \cdot t_i , \tag{12.32}$$

unde: U_i este tensiunea la care se funcționează în treapta i, când prin linie se vehiculează sarcina S_i, respectiv curentul I_i. De obicei U_i se aproximează cu tensiunea nominală U_n.

12.4. PIERDERI DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN TRANSFORMATOARE

Pierderile de putere în transformatoare sunt de două categorii:

- Pierderi în fier, independente de sarcina transformatorului;
- Pierderi în cupru, variabile cu sarcina.

12.4.1. Calculul pierderilor de putere și de energie în transformatoare

Calculul pierderilor de putere activă și reactivă în transformatoare se face pe baza datelor de catalog ale acestora: pierderile în fier ΔP_{Fe}, pierderile în cupru (în înfășurări) la sarcina nominală ΔP_{Cun}, curentul de mers în gol i_0% și tensiunea de scurtcircuit u_{sc}%.

Pierderile de putere activă în fierul transformatorului ΔP_{Fe} sunt egale cu pierderile la mersul în gol ΔP_0 deoarece la funcționarea în gol, curentul fiind foarte mic, pierderile în înfășurarea alimentată sunt practic neglijabile, deci:

$$\Delta P_{Fe} = \Delta P_0 . \tag{12.33}$$

Pierderile de putere reactivă în fierul transformatorului ΔQ_{Fe} sunt egale cu puterea de magnetizare la mersul în gol. Ele se calculează în funcție de curentul de mers în gol al transformatorului, care se exprimă în procente din curentul nominal al înfășurării alimentate (i_0%=(I_0/I_n)100) și de puterea nominală S_n a acestuia.

Pentru calculul lui ΔQ_{Fe} se pleacă de la expresia puterii aparente absorbite de transformator, la funcționarea în gol:

$$S_0 = \sqrt{3} U_n I_0 \left(\frac{I_n}{I_n}\right) = \frac{i_0}{100} S_n . \tag{12.34}$$

În practică se constată că $P_0 << S_0$, deci se poate considera că:

$$\Delta Q_{Fe} = \Delta Q_0 \approx S_0 = \frac{i_0}{100} S_n . \tag{12.35}$$

Pierderile de putere activă în cuprul transformatorului, la sarcină nominală ΔP_{Cun} sunt egale cu pierderile la scurtcircuit ΔP_{sc}.

Pierderile de putere reactivă în cupru, se calculează în funcție de tensiunea de scurtcircuit ($u_{sc}\%=(U_{sc}/U_n)100$) și puterea nominală a transformatorului.

Astfel, puterea aparentă absorbită de transformator la proba de scurtcircuit poate fi scrisă sub forma:

$$S_{sc} = \sqrt{3}\, U_{sc} I_n \left(\frac{U_n}{U_n}\right) = \frac{u_{sc}}{100} S_n \,. \tag{12.36}$$

Măsurătorile efectuate la transformatoarele de putere funcționând în scurtcircuit arată că $P_{sc} << S_{sc}$ și

$$\Delta Q_{Cun} \approx S_{sc} = \frac{u_{sc}}{100} S_n \,. \tag{12.37}$$

În concluzie, pierderile totale de putere activă și reactivă în transformator se calculează cu relațiile:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cun} \,; \\ \Delta Q_T &= \frac{i_0}{100} S_n + \frac{u_{sc}}{100} S_n \,, \end{aligned} \tag{12.38}$$

valabile la sarcina nominală.

La o încărcare oarecare a transformatorului, caracterizată prin coeficientul de încărcare $\alpha=S/S_n$, sunt afectate pierderile în cupru, expresiile pierderilor totale de putere (12.44) devenind:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= \Delta P_{Fe} + \alpha^2 \Delta P_{Cun} \,; \\ \Delta Q_T &= \frac{i_0}{100} S_n + \frac{u_{sc}}{100} \alpha^2 S_n \,. \end{aligned} \tag{12.39}$$

Când sarcina este distribuită pe mai multe transformatoare identice, conectate în paralel, pierderile totale de putere se calculează cu relația:

$$(\Delta P_T) = N\, \Delta P_{Fe} + \alpha^2 \frac{\Delta P_{Cun}}{N} \,, \tag{12.40}$$

unde N este numărul de transformatoare conectate în paralel, iar coeficientul de încărcare α corespunde sarcinii totale, respectiv:

$$\alpha = \frac{I_{tot}}{I_n} = \frac{S_{tot}}{S_n} \,. \tag{12.41}$$

Pierderile de energie într-un transformator, conectat la rețea timp de T_0 ore, se determină cu relația:

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe}\, T_0 + 3R_T \int_0^{T_0} I^2 dt = \Delta P_{Fe}\, T_0 + \frac{\Delta P_{Cun}}{I_n^2} \int_0^{T_0} I^2 dt \,, \tag{12.42}$$

în care $R_T = \Delta P_{Cun} / 3I_n^2$ este rezistența echivalentă a transformatorului.

În mod frecvent, pierderile de energie se calculează cu relația echivalentă cu (12.42),

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe}\, T_0 + \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n^2} \int_0^{T_0} S^2 dt \,. \tag{12.43}$$

După modul de evaluare a integralei din relația precedentă, pentru pierderile de energie se obțin următoarele expresii:

- utilizând metoda sarcinii medii pătratice,

$$\Delta W_T = \left(\Delta P_{Fe} + \alpha_{mp}^2 \cdot \Delta P_{Cu\,n}\right) T_0 = \left(\Delta P_{Fe} + k_f^2 \cdot \alpha_{med}^2 \cdot \Delta P_{Cu\,n}\right) T_0 , \qquad (12.44)$$

unde:

- ✓ $\alpha_{mp}=S_{mp}/S_n$ este coeficientul de încărcare a transformatorului, corespunzător sarcinii medii pătratice;
- ✓ $\alpha_{med}=S_{med}/S_n$ - coeficientul de încărcare a transformatorului, corespunzător sarcinii medii;
- ➢ utilizând metoda timpului pierderilor,

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe}\, T_0 + \alpha_{max}^2 \cdot \Delta P_{Cu\,n} \cdot \tau , \qquad (12.45)$$

unde $\alpha_{max}=S_{max}/S_n$ este coeficientul de încărcare a transformatorului, corespunzător sarcinii maxime, pentru care s-a considerat valoarea lui τ.

În cazul când într-o stație sunt mai multe transformatoare, pentru calculul pierderilor de energie trebuie să se cunoască regimul de funcționare a fiecărui transformator.

12.4.2. Optimizarea regimurilor de funcționare a transformatoarelor din stațiile electrice

În stațiile de transformare de sistem și în cele de distribuție a energiei electrice la consumatori, care necesită nivel ridicat de rezervare, se instalează, de regulă, mai multe transformatoare (două în majoritatea cazurilor), funcționarea lor fiind posibilă separat sau în paralel.

În cazul funcționării separate, fiecare transformator alimentează un sistem de bare colectoare. În acest fel se reduc solicitările la scurtcircuit, ceea ce ușurează condițiile de dimensionare pentru instalații. Adesea însă acest regim de funcționare este mai puțin economic decât cu ambele transformatoare funcționând în paralel sau cu un transformator alimentând integral consumul stației (ambele secții de bare în paralel).

Funcționarea în paralel a transformatoarelor este posibilă dacă sunt îndeplinite următoarele condiții [1]:

- ➢ Grupele de conexiuni trebuie să fie identice;
- ➢ Raportul puterilor nominale să nu fie mai mare decât 3;
- ➢ Tensiunile de scurtcircuit să nu difere cu mai mult de 10%;
- ➢ Tensiunile pe prize să nu difere cu mai mult de 0,5%.

Regimul economic de funcționare corespunde unei încărcări a transformatoarelor proporțională cu puterile lor nominale. Acest regim se stabilește dacă transformatoarele au aceeași parametri. În practică există situații în care transformatoarele din stații au parametri diferiți, ceea ce conduce la o repartiție a sarcinii pe transformatoare diferită de cea optimă economic, datorită apariției curenților de echilibrare. În acest caz, repartiția sarcinii pe transformatoare este proporțională cu puterea lor nominală și invers proporțională cu tensiunile lor de scurtcircuit. Deoarece tensiunea de scurtcircuit crește, de regulă, cu creșterea puterii nominale, la mărirea sarcinii stației se va produce o încărcare suplimentară a transformatoarelor cu puterea nominală mai mică.

În orele de sarcină redusă este rațional să se deconecteze o serie de transformatoare, pentru menținerea nivelului de siguranță fiind introduse anclanșări automate de rezervă (AAR) pe întreruptoarele transformatoarelor deconectate. Prin aceasta se reduc pierderile de mers în gol.

Problema optimizării regimurilor de funcționare a transformatoarelor se reduce la o serie de probleme de extrem.

Pentru un singur transformator, sarcina optimă (economică) se stabilește punând condiția ca pierderile de putere activă în transformator (12.45), raportate la puterea cedată rețelei alimentate,

$$\frac{\Delta P_T}{S} = \frac{\Delta P_{Fe} + \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \Delta P_{Cun}}{S} = \frac{\Delta P_{Fe}}{S} + \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n^2} S \tag{12.46}$$

să fie minime. Minimul pierderilor raportate se obține la sarcina S_{ec}, care verifică condiția $\partial(\Delta P_T / S)/\partial S = 0$. După efectuarea calculelor rezultă:

$$S_{ec} = S_n \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe}}{\Delta P_{Cun}}}. \tag{12.47}$$

Relația (12.47) a fost stabilită neglijând pierderile active suplimentare în rețeaua de alimentare datorate tranzitului puterii reactive consumate de transformator. Valoarea pierderilor suplimentare se determină cu relația:

$$\Delta P = \lambda \Delta Q_T = \lambda (\Delta Q_{Fe} + \Delta Q_{Cu}), \tag{12.48}$$

în care λ este echivalentul energetic al puterii reactive, adică puterea activă pierdută în rețea pentru transportul unității de putere reactivă, în kW/kvar, a cărui valoare depinde de locul în care sunt instalate transformatoarele în raport cu sursele de putere reactivă și de încărcarea sistemului. Valorile lui λ sunt indicate în tabelul 12.2.

Tabelul 12.2 Valori ale echivalentului energetic al puterii reactive

Locul de instalare a transformatorului	λ [kW/kVar]	
	La sarcină maximă	La gol de sarcină
Transformatoare alimentate direct de la barele centralelor	0,01	0,01
Transformatoare alimentate la MT, care nu sunt racordate direct la barele centralelor	0,15	0,10
Transformatoare montate în stații a căror sarcină reactivă este compensată local	0,05	0,03
Transformatoare din stații de distribuție de 110 kV/ MT	0,10	0,06

Pierderile totale de putere se calculează, în acest caz, prin însumarea pierderilor în transformator și a celor suplimentare în rețea:

$$\Delta P_t = \Delta P_T + \Delta P = (\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}) + (\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun}) \left(\frac{S}{S_n}\right)^2. \tag{12.49}$$

Punând condiția ca pierderile totale raportate să fie minime, se obține expresia sarcinii optime, în acesta caz:

$$S_{opt} = S_n \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}}{\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun}}}. \tag{12.50}$$

În stațiile cu mai multe transformatoare, conectarea sau deconectarea unei unități, la variațiile sarcinii totale, se face urmărind în permanență graficul mersului economic.

Sarcinile la care vor fi conectate diversele unități pot fi stabilite grafic sau analitic. Pierderile totale într-un transformator (12.49) sunt de forma:

$$\Delta P_t = a + b S^2, \tag{12.51}$$

în care s-au făcut notațiile: $a = \Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}$ și $b = (1/S_n^2)(\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun})$.

A. Pe cale grafică, se trasează parabolele $\Delta P_t = f(S)$ (12.51), pentru fiecare transformator și pentru combinațiile de 2, 3, …, N transformatoare (N fiind numărul total de transformatoare din stație). Punctele de intersecție ale celor mai apropiate curbe de axa absciselor corespund sarcinilor la care trebuie să fie conectate, respectiv deconectate transformatoarele. Nu este recomandabilă deconectarea unui transformator pentru un timp mai scurt de 2÷3 ore.

În figura 12.4 este reprezentat graficul pierderilor, pentru o stație de transformare cu două unități diferite T_1 și T_2.

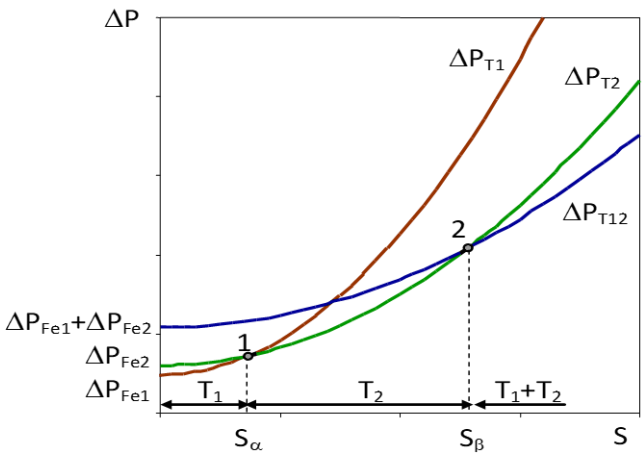


Fig. 12.4. Stabilirea regimului economic de încărcare pentru o stație cu două transformatoare.

B. Pe cale analitică, se vor examina două cazuri particulare, destul de des întâlnite în practică:
B.1. Cazul unei stații cu două transformatoare de puteri inegale $S_{n1}<S_{n2}$.

Dacă ținem seama numai de pierderile din transformatoare, ΔP_{Fe} și ΔP_{Cun}, regimul de funcționare optim va fi următorul:

➢ La sarcini mici, respectiv pentru $S<S_\alpha$, S_α fiind sarcina corespunzătoare punctului de intersecție 1 a curbelor de pierderi $\Delta P_{T1}=f(S)$ și $\Delta P_{T2}=f(S)$ în cele două transformatoare, la funcționarea individuală (Fig.12.4), se va funcționa numai cu transformatorul 1, având puterea nominală S_{n1}. Expresia lui S_α se determină din condiția:

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_{T2}, \tag{12.52}$$

în care:

$$\begin{cases} \Delta P_{T1} = \Delta P_{Fe1} + \alpha_1^2 \Delta P_{Cun1} \\ \Delta P_{T2} = \Delta P_{Fe2} + \alpha_2^2 \Delta P_{Cun2} \end{cases}, \tag{12.53}$$

unde $\alpha_1=S_1/S_{n1}$ și $\alpha_2=S_2/S_{n2}$ reprezintă factorii de încărcare ai celor două transformatoare ($S_1=S_2=S$).

După efectuarea calculelor, se obține:

$$S_\alpha = \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe2} - \Delta P_{Fe1}}{\frac{\Delta P_{Cun1}}{S_{n1}^2} - \frac{\Delta P_{Cun2}}{S_{n2}^2}}}; \tag{12.54}$$

➢ Pentru valori ale sarcinii cuprinse între S_α și S_β, sarcina S_β corespunzând punctului de intersecție 2 a curbelor de pierderi $\Delta P_{T2}=f(S)$ și $\Delta P_{T12}=f(S)$, ultima relație reprezentând variația pierderilor de putere în funcție de sarcină la funcționarea în paralel a transformatoarelor (Fig.12.4), se va funcționa numai cu transformatorul 2 (S_{n2}), transformatorul 1 fiind deconectat. Pentru determinarea expresiei lui S_β, se pune condiția:

$$\Delta P_{T2} = \Delta P_{T12}, \tag{12.55}$$

în care:

$$\begin{cases} \Delta P_{T2} = \Delta P_{Fe2} + \alpha_1^2 \Delta P_{Cun2} \\ \Delta P_{T12} = \Delta P_{Fe1} + \Delta P_{Fe2} + \alpha_1^2 \Delta P_{Cun1} + \alpha_2^2 \Delta P_{Cun2} \end{cases}, \tag{12.56}$$

unde α_1 și α_2 reprezintă factorii de încărcare ai celor două transformatoare, la funcționarea în paralel ($S_1+S_2=S$).

Înainte de a pune condiția (12.55), se va exprima ΔP_{T12} în funcție de sarcina totală S. Pentru aceasta se ține seama că la funcționarea în paralel a două transformatoare cu puteri diferite, acestea se vor încărca astfel încât raportul coeficienților de încărcare să fie egal cu raportul invers al tensiunilor de scurtcircuit ale transformatoarelor, deci:

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_2}=\frac{u_{sc2}}{u_{sc1}}. \tag{12.57}$$

Ținând seama și de relația $S=S_1+S_2$, se obține:

$$\begin{cases}\alpha_1=\dfrac{u_{sc2}\,S}{u_{sc1}\,S_{n2}+u_{sc2}\,S_{n1}}\\[2ex] \alpha_2=\dfrac{u_{sc1}\,S}{u_{sc1}\,S_{n2}+u_{sc2}\,S_{n1}}\end{cases}. \tag{12.58}$$

Din condiția (12.57), ținând seama de relațiile (12.56) și (12.58), se obține:

$$S_\beta=\sqrt{\frac{\Delta P_{Fe1}}{(1-k_2^2)\dfrac{\Delta P_{Cun2}}{S_{n2}^2}-k_1^2\dfrac{\Delta P_{Cun1}}{S_{n1}^2}}}, \tag{12.59}$$

în care:

$$\begin{cases}k_1=\dfrac{S_1}{S}=\dfrac{u_{sc2}\,S_{n1}}{u_{sc1}\,S_{n2}+u_{sc2}\,S_{n1}}\\[2ex] k_2=\dfrac{S_2}{S}=\dfrac{u_{sc1}\,S_{n2}}{u_{sc1}\,S_{n2}+u_{sc2}\,S_{n1}}\end{cases}$$

sunt coeficienții de repartizare a puterii totale pe cele două transformatoare în paralel;

- La sarcini mai mari decât S_β se va funcționa cu ambele transformatoare în paralel deoarece, așa cum reiese și din figura 12.4, acest regim conduce la pierderi minime de putere.

B2. Cazul a două transformatoare identice

În această situație sunt valabile relațiile următoare:

$$S_\alpha=0;\qquad S_\beta=S_n\sqrt{\frac{2\Delta P_{Fe}}{\Delta P_{Cun}}}. \tag{12.60}$$

Dacă se iau în considerare pierderile active suplimentare în rețeaua de alimentare, datorate tranzitului puterii reactive consumate de transformatoare, pentru două transformatoare identice, se obține:

$$S'_\beta=S_n\sqrt{\frac{2(\Delta P_{Fe}+\lambda\,\Delta Q_{Fe})}{\Delta P_{Cun}+\lambda\,\Delta Q_{Cun}}}. \tag{12.61}$$

12.5. APLICAȚII

Aplicația 12.1. Se consideră două linii electrice aeriene, având aceeași tensiune nominală U_n, prima fiind trifazată, iar a doua monofazată. Prin cele două linii se vehiculează aceeași putere aparentă S, la același factor de putere. Să se determine raportul dintre secțiunea s^{3f} a unui conductor de fază al liniei trifazate și secțiunea s^{1f} a unui conductor al liniei monofazate, în condițiile în care pierderile de putere activă ΔP pe cele două linii sunt aceleași.

Soluție:

Pierderile de putere activă în cele două linii se calculează cu relațiile:

$$\Delta P^{3f} = R\frac{S^2}{U_n^2} = \frac{\rho \cdot l}{s^{3f}} \cdot \frac{S^2}{U_n^2};$$

$$\Delta P^{1f} = 2R\frac{S^2}{U_n^2} = 2\frac{\rho \cdot l}{s^{1f}} \cdot \frac{S^2}{U_n^2}.$$

Din egalitatea pierderilor de putere, rezultă:

$$\frac{s^{3f}}{s^{1f}} = \frac{1}{2},$$

deci, în condițiile menționate, secțiunea conductorului liniei trifazate este egală cu jumătate din secțiunea conductorului liniei monofazate.

Între volumele de material conductor, necesar pentru realizarea celor două linii, se poate stabili următoare relație:

$$V^{1f} = 2 \cdot l \cdot s^{1f} = 2 \cdot l \cdot 2 \cdot s^{3f} = 4/3 \cdot l \cdot 3 \cdot s^{3f} = 4/3 \cdot V^{3f} \Rightarrow \frac{V^{3f}}{V^{1f}} = 3/4 = 0,75.$$

În concluzie, la aceeași putere transportată și la aceeași pierdere de putere activă pe linie, volumul necesar de material conductor este cu 25% mai mic în cazul liniei trifazate față de linia monofazată.

Aplicația 12.2. La un post de transformare, echipat cu două transformatoare de 20/0,4 kV și 630 kVA, sunt conectați doi consumatori, care au curbele de sarcină anuale clasate reprezentate în figura 1. Primul consumator (Fig.12.5, a) este alimentat printr-un cablu de cupru cu secțiunea de 150 mm^2 și lungimea de 300 m, iar al doilea (Fig.12.5, b) prin trei cabluri de aluminiu cu secțiunea de 120 mm^2 și lungimea de 250 m. Se cunosc pierderile de putere în fiecare transformator al postului: ΔP_{Cun}=9,72 kW, ΔP_{Fe}=1,92 kW, ΔQ_{Cun}=37,8 kvar, ΔQ_{Fe}=12,6 kvar și echivalentul energetic al puterii reactive λ=0,12 kW/kvar. Să se calculeze pierderile anuale de energie electrică.

Soluție:

Se determină pierderile anuale de energie în postul de transformare și în liniile de alimentare a celor doi consumatori.

Pierderile anuale de energie în postul de transformare se determină utilizând metoda sarcinii medii pătratice.

Se calculează sarcina de la care, din motive economice, trebuie conectat al doilea transformator:

$$S = S_n\sqrt{\frac{2(\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe})}{\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun}}} = 630\sqrt{\frac{2 \cdot (1,92 + 0,12 \cdot 12,6)}{9,72 + 0,12 \cdot 37,8}} = 437 \text{ kVA}.$$

Se ridică curba de sarcină anuală clasată a postului de transformare (Fig.12.5, c), din care se observă că până la S=412 kVA se va funcționa cu un singur transformator, iar de la S=533 kVA se vor conecta ambele transformatoare ale postului.

Se determină coeficienții de încărcare corespunzători sarcinii medii pătratice pentru cazul când se funcționează cu un transformator (α_{mp1}), respectiv cu două transformatoare (α_{mp2}):

$$\alpha_{mp1}^2 = \frac{S_{mp1}^2}{S_n^2} = \frac{\int_0^{T_{01}} S^2 dt}{T_{01} \cdot S_n^2} = \frac{412^2 \cdot 2000 + 250^2 \cdot 2760}{4760 \cdot 630^2} = 0,271;$$

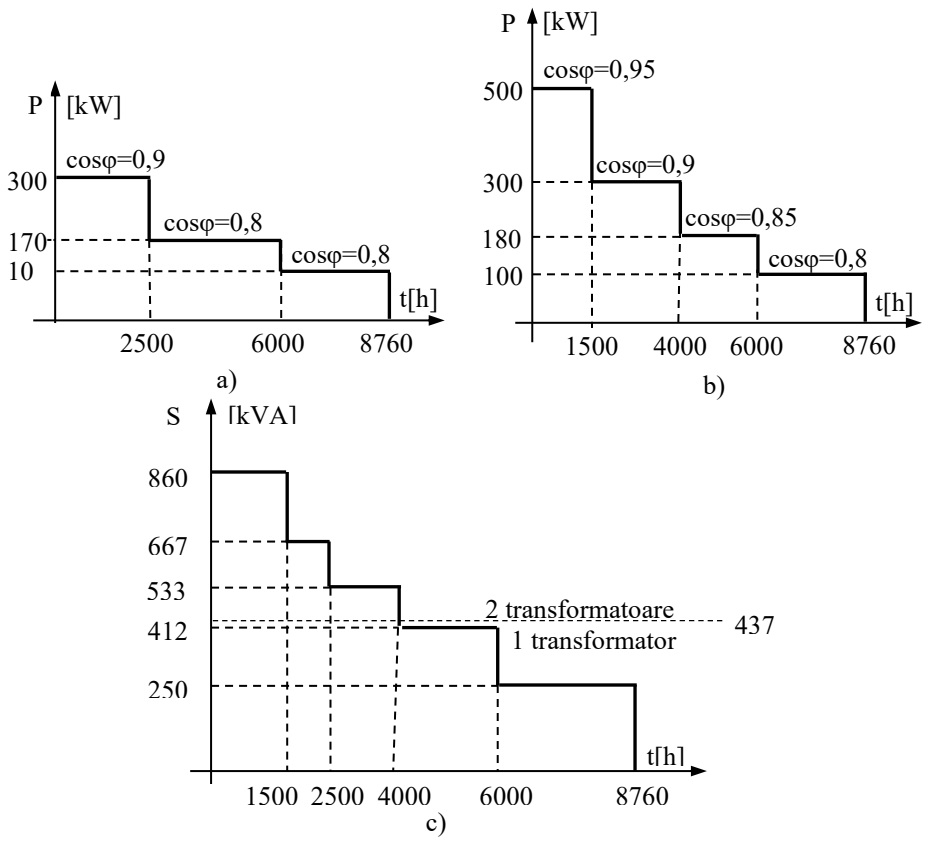


Fig.12.5. Curbele de sarcină anuale clasate pentru:
a) primul consumator (1); b) al doilea consumator (2); c) postul de transformare.

$$\alpha_{mp2}^2 = \frac{S_{mp2}^2}{S_n^2} = \frac{\int_0^{T_{02}} S^2 dt}{T_{02} \cdot S_n^2} = \frac{860^2 \cdot 1500 + 667^2 \cdot 1000 + 533^2 \cdot 1500}{4000 \cdot 630^2} = 1,247 .$$

Se calculează pierderile anuale de energie în transformatoarele postului cu relația:

$$\Delta W_T = (\Delta P_{Fe} + \alpha_{mp1}^2 \Delta P_{Cun}) T_{01} + (2 \cdot \Delta P_{Fe} + \alpha_{mp2}^2 \frac{\Delta P_{Cun}}{2}) T_{02} =$$

$$= (1,92 + 0,271 \cdot 9,72) \cdot 4760 + \left(2 \cdot 1,92 + 1,247 \cdot \frac{9,72}{2} \right) \cdot 4000 = 61279 \text{ kWh}.$$

Pierderile anuale de energie în cablul de cupru, cu secțiunea s_1=150 mm^2 și lungimea l_1=0,3 km, care alimentează primul consumator. Rezistența specifică a cablului este r_{01}=0,1224 Ω/km.

$$R_1 = r_{01} \cdot l_1 = 0,1224 \cdot 0,3 = 0,0367\ \Omega.$$

Dacă curba de sarcină a consumatorului este în trepte, pierderile de energie în cablul de alimentare se pot calcula cu relația:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \sum_{i=1}^{n} I_i^2 \cdot t_i = R \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{S_i}{U_n} \right)^2 \cdot t_i ,$$

în care I_i, respectiv S_i reprezintă curentul sau puterea aparentă prin linia de alimentare în treapta i de durată t_i.

Pentru cablul care alimentează primul consumator, conform figurii 1, a, se poate scrie relația:

$$\Delta W_1 = 3 \cdot R_1 \cdot \sum_{i=1}^{3} I_i^2 \cdot t_i = R_1 \cdot \sum_{i=1}^{3} \left(\frac{S_i}{U_n} \right)^2 \cdot t_i = \frac{0,0367}{0,4^2} \cdot \left[\left(\frac{300}{0,9} \right)^2 \cdot 2500 + \right.$$

$$\left. + \left(\frac{170}{0,85} \right)^2 \cdot 3500 + \left(\frac{100}{0,8} \right)^2 \cdot 2760 \right] = 105720 \text{ kWh.}$$

Pierderile anuale de energie în cablurile de aluminiu, cu secțiunea s_2=120 mm^2 și lungimea l_2=0,25 km, care alimentează al doilea consumator. Rezistența specifică a unui cablu este r_{02}=0,241 Ω/km.

Rezistența echivalentă a celor trei cabluri este:

$$R_2 = \frac{r_{02} \cdot l_2}{3} = \frac{0,241 \cdot 0,25}{3} = 0,02\ \Omega \cdot$$

Pierderile anuale de energie în linia de alimentare se calculează la fel ca pentru primul consumator. Pe baza figurii 1, b, se poate scrie relația:

$$\Delta W_2 = 3 \cdot R_2 \cdot \sum_{i=1}^{4} I_i^2 \cdot t_i = R_2 \cdot \sum_{i=1}^{4} \left(\frac{S_i}{U_n} \right)^2 \cdot t_i = \frac{0,02}{0,4^2} \cdot \left[\left(\frac{500}{0,95} \right)^2 \cdot 1500 + \right.$$

$$\left. + \left(\frac{300}{0,9} \right)^2 \cdot 2500 + \left(\frac{180}{0,85} \right)^2 \cdot 2000 + \left(\frac{100}{0,8} \right)^2 \cdot 2760 \right] = 103263 \text{ kWh.}$$

Pierderile totale anuale de energie electrică sunt:

$$\Delta W_t = \Delta W_T + \Delta W_1 + \Delta W_2 = 61279 + 105720 + 103263 = 270262 \text{ kWh}.$$

Energiile anuale cerute de cei doi consumatori se pot determina pe baza curbelor anuale de sarcină (Fig.1, a și b):

$$W_1 = \int_0^{8760} P dt = \sum_{i=1}^{3} P_i t_i = 300 \cdot 2500 + 170 \cdot 3500 + 100 \cdot 2760 = 1621000 \text{ kWh;}$$

$$W_2 = \int_0^{8760} P dt = \sum_{i=1}^{4} P_i t_i = 500 \cdot 1500 + 300 \cdot 2500 + 180 \cdot 2000 + 100 \cdot 2760 = 2136000 \text{ kWh.}$$

Energia totală anuală absorbită din rețea este:

$$W_t = W_1 + W_2 + \Delta W_t = 1621000 + 2136000 + 270262 = 4027262 \text{ kWh,}$$

iar pierderile procentuale de energie se calculează astfel:

$$\Delta W_t \% = \frac{\Delta W_t}{W_t} \cdot 100 = \frac{270262}{4027262} \cdot 100 = 6,71\%.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și Distribuția Energiei Electrice, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca 2014, ISBN 978-973-662-960-0

[2]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Cristian Barz, Instalații electrice, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-262-5

13. REGIMUL PERMANENT DE FUNCȚIONARE AL SEE

13.1. REGIMURILE DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE

Prin regimul de funcționare al unei rețele electrice se înțelege starea ei la un moment dat, caracterizată prin valorile unor mărimi fizice (parametrii regimului), în diferite puncte, precum și prin condițiile de funcționare [1].

Starea normală se caracterizează prin concordanța dintre cerințe (consum) și producție (generare), frecvența și tensiunile fiind în limitele operaționale.

Parametrii regimului se pot clasifica în: cantitativi (valorile puterilor active și reactive, valorile curenților, a factorului de putere etc.) și calitativi (valoarea tensiunii și a frecvenței, simetria sistemului de tensiuni și curenți, valoarea armonicilor etc.).

Referitor la condițiile de funcționare, este posibil ca rețeaua să funcționeze cu toate elementele sau, în urma unui incident care a avut loc în rețea, o parte din elementele rețelei să fie scoase din funcțiune dar rețeaua să continue să funcționeze.

Clasificarea regimurilor de funcționare a rețelelor electrice este prezentată în tabelul 13.1.

Tabelul 13.1 Clasificarea regimurilor de funcționare a rețelelor electrice

Criteriul de clasificare	Modul de variație a mărimilor în timp	Gradul în care este afectată simetria celor trei faze	Natura regimului în raport cu intenția operatorului
Regimurile RE	- staționare (permanente) - nestaționare lente - nestaționare rapide	- simetrice - nesimetrice	- normale - de avarie

În funcție de solicitarea și comportarea elementelor componente, în exploatarea rețelelor electrice se evidențiază următoarele regimuri de funcționare [1]:

- **Regimul permanent normal**, este regimul normal și simetric de exploatare a rețelelor electrice. Este un regim de lungă durată, în care parametrii rețelei au valori egale sau foarte apropiate de cele nominale. Pe baza acestui regim se efectuează calculul și proiectarea elementelor rețelei. El impune condițiile cele mai severe privind: solicitările maxime admisibile, calitatea energiei furnizate, economicitatea funcționării etc.;
- **Regimul nestaționar (tranzitoriu) normal** cuprinde stările de trecere între două regimuri normale. Aceste stări tranzitorii pot fi lente sau rapide, dependent de propagarea în sistem a undelor electromagnetice și pot fi simultane sau consecutive unor modificări normale în structura rețelelor și sistemelor electrice: conectarea și deconectare voită (de serviciu) a unor elemente componente (linii, transformatoare, baterii de compensare etc.), trecerea de la funcționarea în sarcină la funcționarea în gol și invers etc. Acest regim se caracterizează prin supratensiuni, numite supratensiuni interne sau de comutație și supracurenți. Supratensiunile solicită suplimentar izolația, iar supracurenții, căile de curent;
- **Regimul nestaționar (tranzitoriu) de avarie** cuprinde stările nestaționare (lente sau rapide), care apar în urma unei avarii de natură electrică sau mecanică la unul din elementele componente ale rețelei. Aceste regimuri sunt provocate de: scurtcircuite, puneri la pământ, ruperea conductoarelor cu întreruperea fazelor etc. Toate aceste avarii, cu excepția punerilor simple la pământ, determină în elementele componente ale rețelei curenți de scurtcircuit, care depășesc de câteva ori valorile nominale, scăderea tensiunii în nodurile rețelei sau apariția unor supratensiuni;
- **Regimul permanent de avarie** este regimul care se stabilește după eliminarea avariei de către protecții, de aceea unii autori îl numesc regim staționar de după avarie. În timp ce regimul tranzitoriu de avarie durează cel mult câteva secunde, până la acționarea protecțiilor, regimul

permanent de avarie poate dura câteva minute, până la câteva ore. În acest regim, cu durată limitată, se admit abateri mai mari ale tensiunii, frecvenței etc. față de valorile nominale, în comparație cu regimul permanent normal.

Se menționează că regimul staționar simetric normal stă la baza proiectării și exploatării elementelor rețelei electrice, iar celelalte regimuri stau la baza verificării lor.

13.2. GENERALITĂȚI PRIVIND CALCULUL REGIMULUI PERMANENT

13.2.1. Laturile și nodurile unei rețele electrice

Scopul calculului electric al rețelelor în regim permanent este determinarea tensiunilor nodurilor din rețea, a circulației curenților sau a puterilor în fiecare ramură a acestora, a variațiilor de tensiune în nodurile de racordare a consumatorilor și a pierderilor de putere și de energie [1].

Analiza rețelelor electrice se bazează pe legile și teoremele fundamentale din electrotehnică și anume: legea lui Ohm, teoremele lui Kirchhoff, metoda potențialelor la noduri, metoda curenților ciclici, legea lui Joule-Lenz etc.

Calculul regimului permanent al unei rețele electrice cuprinde următoarele etape [1]:

- alegerea schemei echivalente pentru fiecare element de rețea și determinarea parametrilor acesteia;
- conectarea schemelor echivalente ale elementelor de rețea în concordanță cu situația reală existentă;
- stabilirea metodei de analiză a rețelei;
- îmbunătățirea soluției de bază prin modificarea rapoartelor de transformare, a injecțiilor de puteri reactive etc.

Calculul de regim permanent este necesar [2]:

1. În activitatea de planificare a dezvoltării rețelelor electrice pentru stabilirea configurației lor;
2. În activitatea de exploatare pentru alegerea regimului de funcționare;
3. Pentru analiza capacității de transport, în vederea testării limitelor puterilor de transfer (limita termică $I_{max,adm}$);
4. Pentru controlul on-line, al funcționării sistemului electric, folosind estimatoare de stare și calculatoare de proces;
5. Pentru optimizarea regimurilor de funcționare;
6. În studiul și alegerea protecțiilor prin relee și automatizărilor;
7. În calculele de stabilitate statică, tranzitorie și de tensiune etc.

Punctul de pornire în calculul regimului permanent îl constituie schema monofilară a sistemului, căreia i se atașează un graf ale cărui noduri și laturi descriu topologia rețelei.

O rețea electrică este constituită din [3]:

- **laturi**, care modelează elemente din structura SEE (linii electrice, transformatoare, bobine de reactanță, generatoare etc.) și care corespund unei scheme echivalente reprezentate printr-un dipol sau cuadripol liniar;
- **noduri**, care reprezintă extremitatea unei laturi sau punctul de întâlnire a două sau mai multe laturi și este asociat barelor colectoare din stațiile și posturile de transformare sau punctului neutru. Aici sunt conectate generatoare și/sau consumatori. Generatoarele sunt reprezentate prin curenți/puteri injectați la noduri în timp ce sarcinile prin impedanțe sau prin curenți/puteri ce ies din noduri. Sensul vehiculării curentului/puterii este definit prin semnul asociat „+” pentru curentul/puterea „introdusă” în nod de surse și „-” pentru curentul / puterea „extrasă” din nod de consumatori. Punctul neutru este nod de referință în timp ce restul nodurilor sunt noduri independente.

Schemele echivalente ale diferitelor elemente din sistem conțin:

- **laturi longitudinale**, sunt laturi definite între două noduri independente;
- **laturi transversale**, sunt definite între un nod independent și nodul de referință.

Se disting trei tipuri caracteristice de noduri și anume [2]:

1. **Noduri de tip generator** PU (noduri cu tensiune controlată) pentru care se dau P și $|\underline{U}|$ precum și limitele în care trebuie să se încadreze puterea reactivă (Q_{min}, Q_{max}). Fixarea unei anumite tensiuni la acest tip de nod se poate face datorită posibilităților de reglaj a puterii reactive a generatoarelor. În urma calculului, se determină puterea reactivă generată Q_{gi} și argumentul tensiunii θ_{gi} *acestea fiind necunoscutele din nod*. La nodul generator „hibrid", puterea injectată în nod va fi egală cu suma algebrică dintre puterea debitată de generator și cea absorbită de consumatorul local;
2. **Noduri de tip consumator PQ**, caracterizate de mărimile P și Q (pot fi și noduri de tip generator fără reglaj de tensiune) sau numai una din puteri și un parametru de tip conductanță (G_c) sau susceptanță (B_c). În această categorie se încadrează și nodurile pasive cu puteri injectate nule, noduri în care nu există consumatori racordați sau dacă există aceștia sunt reprezentați prin admitanța (Y_c) sau impedanța constantă (Z_c). *Necunoscutele care trebuie determinate* sunt tensiunile în modul $|\underline{U}|$ și argument θ;
3. **Nod de echilibrare** a puterilor active și reactive din sistem (notat E), la care se impun $|\underline{U}|$ și θ. Introducerea acestui nod, în care sunt conectate surse de putere activă și reactivă, este necesară din următoarele motive:

- puterea activă a generatorului conectat la acest nod va echilibra pierderile totale din sistem, necunoscută a problemei. Din această cauză el se mai numește și generator adaptabil după puterea activă;
- tensiunea $|\underline{U}_e|$ a nodului de echilibrare fixează nivelul general al tensiunilor din nodurile sistemului, atunci când lipsesc nodurile cu tensiune controlată;
- argumentele θ ale tensiunilor celorlalte noduri sunt raportate la argumentul tensiunii nodului de echilibrare, luat de obicei egal cu zero;
- introducerea în calcule a nodului de echilibrarea a puterilor active corespunde cu ipoteza frecvenței unice în sistem. Astfel, dacă generatorul adaptabil din acest nod nu este capabil să compenseze puterea totală ΔP_1 pierdută în sistem la frecvența f_1, echilibrul poate fi totuși realizat la frecvența $f_2 < f_1$ când $\Delta P_2 = P_e$;
- echilibrarea puterilor reactive se realizează cu contribuția tuturor nodurilor la care s-a impus $|\underline{U}|$;
- rolul generatoarelor, adaptabile după puterea reactivă, conectate în aceste noduri, este de a menține tensiunile nodale, privite ca variabile locale ale sistemului, într-o plajă de variație dorită, prin influențarea bilanțurilor zonale de putere reactivă;
- dacă se scrie ecuația de bilanț global a puterilor în sistem [4]:

$$\sum_{i\in n_g} \underline{S}_{gi} + \underline{S}_e = \sum_{j\in n_c} \underline{S}_{cj} + \Delta\underline{S}, \tag{13.1}$$

rezultă că puterea la nodul de echilibru este dată de relația:

$$\underline{S}_e = \sum_{j\in n_c} \underline{S}_{cj} + \Delta\underline{S} - \sum_{i\in n_g} \underline{S}_{gi}\,. \tag{13.2}$$

În relația (13.2) se cunosc cu exactitate puterile cerute de consumatori și cele disponibile ale surselor, în schimb pierderile de putere din rețea $\Delta\underline{S}$ sunt evaluate cu aproximație. Ca atare nodul de echilibrare trebuie ales astfel încât să poată prelua inexactitățile introduse de pierderile de putere din rețea. De regulă acest rol este îndeplinit de cea mai importantă centrală din sistem. Puterea activă (P_e) și reactivă (Q_e) în acest nod se determină la sfârșitul calculului regimului permanent fiind *mărimile necunoscute în acest nod*.

În figura 13.1 este reprezentată simbolic reprezentarea nodurilor din SEE [3].

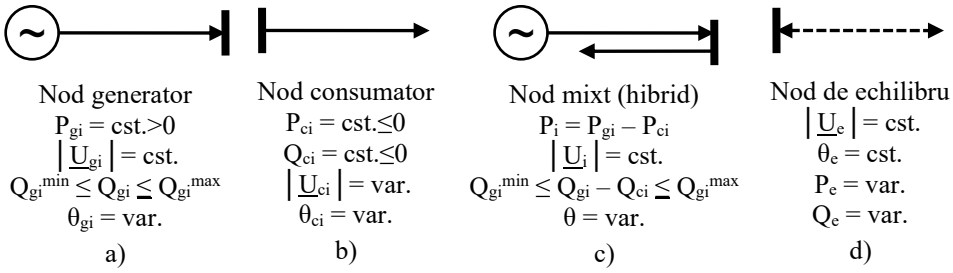


Fig.13.1 Caracterizarea nodurilor unui SEE (convenția de semn a injecțiilor):
a) nod generator; b) nod consumator; c) nod mixt (hibrid); d) nod de echilibru.

13.2.2. Clasificarea variabilelor de sistem

Pentru a stabili sistemul de ecuații de rezolvat, este necesar ca, în funcție de tipul nodului să se facă o clasificare a variabilelor sistemului, astfel deosebim:

- **Variabile de cerere**, P_c, Q_c, - toate puterile active și reactive consumate;
- **Variabile de intrare sau de control** - toate mărimile care pot fi „manipulate" pentru a satisface echilibrul dintre consum și generare, în condițiile în care SEE funcționează cu restricții și funcții obiectiv. În cele mai multe cazuri acestea sunt:
  - ✓ *modulul tensiunilor* la toate nodurile generatoare;
  - ✓ *puterea generată* la toate nodurile generatoare cu excepția nodului de echilibru, la care puterea se calculează la final închizându-se balanța prin acoperirea pierderilor în sistem;
  - ✓ *prizele* de funcționare ale transformatoarelor cu reglaj sub sarcină;
- **Variabilele de stare** - care odată calculate permit calculul altor mărimi de interes. Mărimile de stare sunt tensiunile complexe în toate nodurile din sistem;
- **Variabilele de ieșire** - sunt funcții de variabile de stare, de cele de intrare și de cerere:
  - ✓ *circulația de puteri* active și reactive pe liniile electrice;
  - ✓ *puterea reactivă generată*;
  - ✓ *puterile P_e și Q_e* generate la nodul de echilibru;
  - ✓ *intensitatea curenților* în liniile electrice.

13.3. FORMULAREA PROBLEMEI DE REGIM PERMANENT. MODELUL MATEMATIC DE BAZĂ

Pentru efectuarea calculului de regim permanent se iau în considerare următoarele ipoteze:

- Sistemul trifazat de tensiuni este simetric de secvență pozitivă;
- Rețeaua este echilibrată;
- Parametrii elementelor de rețea sunt constanți în timp;
- Rețeaua funcționează într-un regim staționar (permanent);

În aceste condiții în calcule se utilizează diagrama monofazată de secvență directă.

Se consideră un nod i al unei rețele electrice (Fig.13.2) conectat prin laturi longitudinale cu alte noduri ($\underline{y}_{ik}$, k=1…n), respectiv cu nodul de referință 0 prin admitanțe de forma $\underline{y}_{ik0}$ (k=1…n). Admitanțele nodurilor cu care nodul i nu este conectat se consideră nule. Se scrie **Legea I a lui Kirchhoff** pentru nodul i:

$$\underline{I}_i - (\underline{I}_{i1} + \ldots + \underline{I}_{ik} + \ldots + \underline{I}_{in}) - (\underline{I}_{i10} + \ldots + \underline{I}_{ik0} + \ldots + \underline{I}_{in0}) = 0,\ i = 1\ldots n, \quad (13.3)$$

sau

$$\underline{I}_i - \left(\underline{y}_{i10} + \ldots + \underline{y}_{ik0} + \ldots + \underline{y}_{in0}\right)\underline{U}_i - \underline{y}_{i1}\left(\underline{U}_i - \underline{U}_1\right) - \ldots - \underline{y}_{ik}\left(\underline{U}_i - \underline{U}_k\right) - \ldots - \underline{y}_{in}\left(\underline{U}_i - \underline{U}_n\right) =$$

$$= \underline{I}_i - \left(\underline{y}_{i10} + \ldots + \underline{y}_{ik0} + \ldots + \underline{y}_{in0}\right)\underline{U}_i - \left(\underline{y}_{i1} + \ldots + \underline{y}_{ik} + \ldots + \underline{y}_{in}\right)\underline{U}_i + ,$$

$$+\left(\underline{y}_{i1}\underline{U}_1 + \ldots + \underline{y}_{ik}\underline{U}_k + \ldots + \underline{y}_{in}\underline{U}_n\right) = 0,\ i = 1\ldots n$$

(13.4)

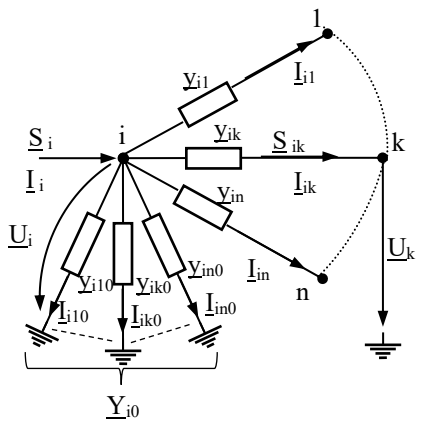


Fig.13.2. Conexiunile nodului.

Se procedează la separarea necunoscutelor (potențialele nodurilor) de termenul liber (mărime cunoscută, la fel ca admitanțele laturilor) curentul injectat $\underline{I}_i$ (puterea injectată $\underline{S}_i$):

$$\left(\sum_{\substack{k=1\\k\neq i}}^{n}\underline{y}_{ik}+\sum_{\substack{k=1\\k\neq i}}^{n}\underline{y}_{i0}\right)\underline{U}_i+\sum_{\substack{k=1\\k\neq i}}^{n}\left[\left(-\underline{y}_{ik}\right)\underline{U}_k\right]=\underline{I}_i,\ i=1\ldots n\,. \tag{13.5}$$

Se fac următoarele notații:

$$\begin{cases}\underline{Y}'_{ii}=\sum\limits_{\substack{k=1\\k\neq i}}^{n}\underline{y}_{ik};\quad \underline{Y}_{i0}=\sum\limits_{\substack{k=1\\k\neq i}}^{n}\underline{y}_{ik0};\\ \underline{Y}_{ii}=\underline{Y}'_{ii}+\underline{Y}_{i0},\quad i=1\ldots n\end{cases} \tag{13.6}$$

și

$$\underline{Y}_{ik}=\underline{Y}_{ki}=-\underline{y}_{ik}\,, \tag{13.7}$$

astfel încât relația (13.5) se poate scrie:

$$\underline{Y}_{ii}\cdot\underline{U}_i+\sum_{\substack{k=1\\k\neq i}}^{n}\left(\underline{Y}_{ik}\cdot\underline{U}_k\right)=\underline{I}_i,\ i=1\ldots n \tag{13.8}$$

Ecuațiile (13.7) pot fi puse sub formă matriceală:

$$\left[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{nn}}\right]_{n\times n}\cdot\left[\underline{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}\right]_{n\times 1}=\left[\underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{n}}\right]_{n\times 1}, \tag{13.9}$$

ecuația (13.9) reprezentând modelul matematic de bază pentru calculul regimului permanent al SEE.

În studiul rețelelor și sistemelor electrice pentru caracterizarea structurii și parametrilor elementelor acestora se utilizează așa-zisele matrice de sistem:

- **Matricea admitanțelor nodale** $[\underline{Y}_{nn}]$;
- sau **Matricea impedanțelor nodale** $[\underline{Z}_{nn}]=[\underline{Y}_{nn}]^{-1}$.

Matricea $[\underline{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}]$ este matricea coloană (n×1) a potențialelor nodurilor (tensiune de linie), iar matricea $[\underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{n}}]$ este matricea coloană (n×1) a curenților injectați în noduri (pozitivi în cazul generatoarelor, negativi în cazul consumatorilor) multiplicați cu $\sqrt{3}$.

13.4. METODE DE SOLUȚIONARE A ECUAȚIILOR REGIMULUI PERMANENT

13.4.1. Cazul rețelelor complexe

Având în vedere numărul mare al mărimilor electrice de determinat $\underline{U}_i$ (tensiunile în

nodurile rețelei), curenții în laturi ($\underline{I}_{ik}$), căderile de tensiune pe laturi ($\Delta\underline{U}_{ik}$) și pierderile de putere pe laturi ($\Delta\underline{S}_{ik}$), pentru formarea și rezolvarea sistemului general de ecuații al rețelei electrice, se utilizează metode matriceale de cele mai multe ori.

Dacă sarcinile electrice sunt exprimate prin puteri atunci relația (13.9) devine:

$$[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{nn}}]\cdot[\underline{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}]=\left[\frac{\underline{\mathbf{S}}_{\mathbf{n}}^{*}}{\underline{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}^{*}}\right], \tag{13.10}$$

unde

$$\underline{I}_i=\frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*}=\frac{P_i-j\cdot Q_i}{\underline{U}_i^*}. \tag{13.11}$$

Matricile [$\underline{\mathbf{Y}}_{nn}$] și [$\underline{\mathbf{Z}}_{nn}$] pot fi formate pentru rețeaua cuprinzând nodul de referință (pământul) conform relațiilor (13.6), (13.7), (13.8) și utilizate astfel în relațiile (13.9) și (13.10), sau pentru rețeaua (longitudinală) care nu include acest nod.

În a doua variantă (rețea longitudinală) legăturile liniare ale nodurilor cu pământul (elemente șunt) sunt înlocuite prin curenți nodali [2]:

$$\underline{I}_{i0}=-\underline{Y}_{i0}\cdot\underline{U}_i,\ i=0,1...,n, \tag{13.12}$$

care formează elementele unui vector [$\underline{\mathbf{I}}_{n0}$] al curenților nodali suplimentari, astfel ecuațiile matriceale devin:

$$[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{nn}}]\cdot[\underline{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}]=[\underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{n}}]+[\underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{n0}}], \tag{13.13}$$

$$[\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{nn}}]\cdot[\underline{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}]=\left[\frac{\mathbf{P_n}-\mathbf{j}\cdot\mathbf{Q_n}}{\underline{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}^{*}}\right]+[\underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{n0}}], \tag{13.14}$$

Dintre abordările cele mai semnificative, propuse pentru soluționarea problemei formulate prin (13.9), (13.10), (13.14), se disting următoarele [2]:

- transformarea problemei neliniare într-o succesiune de probleme liniare și rezolvarea exactă a acestor probleme. Fac parte așa-zisele metode „directe” care folosesc inversa matricelor de coeficienți, sau procedee de factorizare a acestor matrice de tipul eliminării Gauss, Gauss – Jordan etc. După determinarea soluției, aceasta se folosește succesiv pentru corectarea termenului liber;
- iterarea, sau corectarea pas cu pas a soluției problemei neliniare. Aceste metode nu asigură – până la etapa finală – verificarea ecuațiilor și deci nu oferă soluții exacte unor probleme liniare. Face parte din categoria așa-ziselor metode „iterative” în care se înscriu metodele : Gauss – Jacobi, Gauss – Seidel, relaxației;
- corectarea soluției problemei neliniare ([$\underline{U}_n$] sau [J_n] în funcție de erorile comise la puterile nodale $\underline{S}_p$. Acestei grupe îi aparțin metodele “variaționale” Newton – Raphson și Ward. Prin diferențierea sistemului de ecuații neliniare în raport cu variabilele și aproximarea diferențialelor prin diferențe finite se obține un sistem de ecuații liniarizat. Necunoscutele reprezintă elementele unui vector de corecție a soluției iar termenul liber, vectorul erorilor introduse la calcularea puterilor S_p din soluția precedentă;
- utilizarea unor procedee hibride. Termenul semnifică fie folosirea unor matrice mixte de coeficienți obținute prin substituția parțială a variabilelor, fie folosirea combinată a unor metode directe și iterative sau uneori a unei tehnici analog – numerice etc.

13.4.2. Regimul permanent al rețelelor radiale

13.4.2.1. Particularități ale rețelelor radiale

Configurațiile radiale sunt specifice distribuțiilor în medie și joasă tensiune. Deși în zonele aglomerate, rețelele sunt puternic buclate, din considerente tehnico-economice, în condiții normale ele funcționează radial.

Principala particularitate constă în faptul că astfel de rețele sunt alimentate dintr-o singură sursă (dacă se neglijează generarea locală, distribuită), numit nod sursă.

Vehicularea puterii este unidirecțională astfel încât orice nod de derivație primește energie de la un singur nod anterior (amonte), printr-o ramură incidentă, și transmite energie nodului următor (aval), sau în cazul în care este nod final numai transmite energie.

O rețea buclată poate fi descompusă în subrețele radiale. Fiecare subrețea conține un nod sursă, unul sau mai multe noduri de sarcină cât și noduri de derivație care pot sau nu să aibă consum.

În absența surselor distribuite există numai două tipuri de noduri în rețea [4]:

1. **noduri de sarcină**, pentru care se scrie expresia puterii complexe sub forma

$$\underline{S} = \left(P_c + jQ_c\right) + \sqrt{3}\underline{U}\left(I_{ac} + jI_{rc}\right) + U^2\left(G_c + jB_c\right), \qquad (13.15)$$

cu:

- P_c și Q_c componente constante ale puterii complexe injectate/ejectate în nod;
- I_{ac} și I_{rc} componente constante ale curentului complex injectat/ejectat în nod
- G_c și B_c componente constante ale admitanței conectate în nod;
- $\underline{U}$ tensiunea de linie a nodului;

2. **nod sursă**, care este nodul de injecție a puterii în rețea, este caracterizat prin valoarea efectivă a tensiunii $\left|\underline{U}\right|$ și argumentul θ.

13.4.2.2. Metoda de calculul a rețelelor radiale prin baleiere ascendent/descendentă

Aceasta este una dintre metodele specifice de calculul al rețelelor radiale [5], care se bazează pe faptul că în aceste rețele fără bucle, cele 2(n-1) necunoscute (n-1 curenți din laturi și n-1 potențiale ale nodurilor rețelei – n fiind numărul de noduri) se pot determina utilizând prima teorema a lui Kirchhoff, respectiv legea lui Ohm pentru determinarea căderilor de tensiuni pe laturi.

Metoda constă în efectuarea repetată a doi pași (iterații repetate) [5]:

1. **Baleierea ascendentă** – conform Fig.13.3, a, se pleacă de la nodul final, se calculează curenții în noduri și în fiecare latură aplicând prima lege a lui Kirchhoff, nod cu nod înspre nodul sursă;

2. **Baleierea descendentă** – conform Fig.13.3, b, se pleacă de la nodul sursă se calculează căderile de tensiune pe fiecare latură (curenții în laturi fiind determinați la pasul anterior) înspre nodul final și se determină potențialele fiecărui nod.

În cazul rețelelor cu sarcini exprimate prin curenți constanți (sistem de ecuații liniare), soluția se obține după o singură iterație. Pentru rețele neliniare, cu noile valori ale potențialelor nodurilor se reia baleierea, până când între ultimele două determinări ale puterii aparente injectate în nodul sursă, sau între ultimele două tensiuni calculate pentru nodurile de sarcină, diferența este mai mică decât cea impusă (decât eroare de putere sau tensiune acceptată).

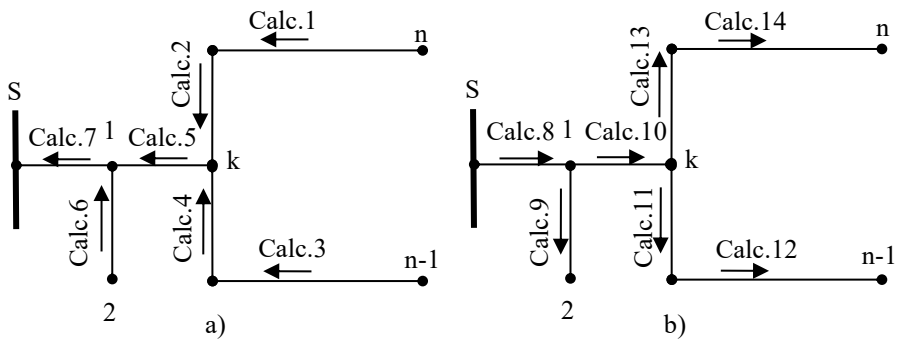


Fig.13.3 Schema de calcul prin metoda ascendent/descendentă:
a) calculul curenților prin laturi; b) calculul tensiunilor nodale.

Algoritmul se desfășoară astfel:

0. Pasul p se inițializează cu valoarea 0 (p=0), tensiunile tuturor nodurilor se inițializează cu tensiunea impusă de sursă:

$$\underline{U}_k^{(0)} = \underline{U}_S, \quad k = 1,2,..n, \quad k \neq S; \tag{13.16}$$

1. *Baleiere ascendentă:*

1.1. Dacă sarcinile sunt date prin puteri constante se calculează curentul în nodul k:

$$\underline{I}_k^{(p)} = \frac{\underline{S}_k^*}{\sqrt{3}U_k^{(p-1)*}}; \tag{13.17}$$

1.2. Se calculează curenții din laturile incidente nodului k

$$\underline{I}_{ik}^{(p)} = \frac{1}{N_{ik}}\left(\underline{I}_k^{(p)} + \sum_{j=next(k)} I_{kj}^{(p)}\right), \tag{13.18}$$

cu:

- i nodul din amonte de k;
- next(k) nod care urmează după nodul k (din aval);
- N_{ik} operator care ține seama de raportul de transformare a laturii (N_{ik}=1 dacă latura nu conține transformatoare).

2. *Baleiere descendentă:*

2.1. Se calculează căderile de tensiune pe laturi:

$$\Delta\underline{U}_{ik}^{(p)} = \sqrt{3}\underline{Z}_{ik} \cdot \underline{I}_{ik}^{(p)}; \tag{13.19}$$

2.2. Se calculează noile tensiuni ale nodurilor:

$$\underline{U}_k^{(p)} = \frac{1}{N_{ik}}\left(\underline{U}_i^{(p)} - \Delta\underline{U}_{ik}^{(p)}\right); \tag{13.20}$$

3. Se calculează puterea injectată prin nodul sursă:

$$S_S^{(p)} = \sqrt{3}\underline{U}_S \sum_{j=next(S)} \underline{I}_{Sj}^{(p)*}; \tag{13.21}$$

4. Dacă modelul este liniar (p=0) se trece la pasul 6;

5. Dacă modelul este neliniar (p=p+1 și $\left|S_S^{(p)} - S_S^{(p-1)}\right| \geq \varepsilon_{imp.}$ (ε este eroarea de putere, injectată în nodul sursă, impusă) se revine la pasul 1;

6. Se calculează pierderile de puteri prin laturi.

13.4.2.3. Aplicație

Se consideră rețeaua radială a cărei schemă monofilară este prezentată în figura 13.4 având următoarele caracteristici:

- tensiunea sursei $\underline{U}_S$= 10 kV;
- valoarea sarcinilor sunt prezentate în tabelul 13.2.
- caracteristicile liniilor electrice în tabelul 13.3;
- caracteristicile transformatorului (Tabelul 13.4);

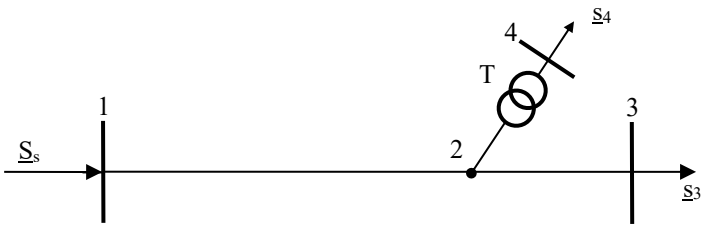


Fig.13.4 Schema monofilară a rețelei în studiu.

Tabelul 13.2

$\underline{i}_3$ [A]	$\underline{s}_3$ [kVA]	$\underline{i}_4$ [A]	$\underline{s}_4$ [kVA]
$100-j50=112\cdot e^{-j26,6°}$	$1730+j865=1934\cdot e^{j26,6°}$	$200-j125=236\cdot e^{-j32°}$	$138,4+j86,5=163\cdot e^{j32°}$

Tabelul 13.3

LEC	R_L [Ω]	X_L [Ω]	Z_L [Ω]	B_L [mS]	Y_L [mS]
L_{1-2}	2,0	0,9	$2,0+j0,9=2,2\cdot e^{j24,2°}$	0,90	$j0,90=0,9\cdot e^{j90°}$
L_{2-3}	1,2	0,5	$1,2+j0,5=1,3\cdot e^{j22,6°}$	0,44	$j0,44=0,44\cdot e^{j90°}$

Tabelul 13.4

	S_N [kVA]	U_1/U_2	u_{sc} [%]	P_{Sc} [kW]	P_{Fe} [kW]	$i_{0\%}$ [%]
T	250	10/0,4	6	4,4	0,660	2,9

Se cere să se calculeze circulația curenților în rețea, potențialele nodurilor și puterea debitată de sursă în ipoteza sarcinilor exprimate atât prin curenți constanți cât și prin puteri constante. Se va utiliza metoda ascendent/descendentă în maxim două iterații.

Se vor lua în considerare următoarele scheme echivalente ale elementelor de rețea:

- ➢ pentru transformator o schema în Γ cu parametrii raportați la secundar:
- ✓ impedanța: $z_T=0,0113+j0,0384=0,040\cdot e^{j73,6°}$ Ω;
- ✓ admitanța: $y_T=4,125-j45=45,2\cdot e^{-j84,8°}$ mS;
- ➢ liniile electrice L_{12} și L_{23} (LEC) se vor modela prin scheme în Π.

Soluție:

Schema electrică monofazată este prezentată în figura 13.5.

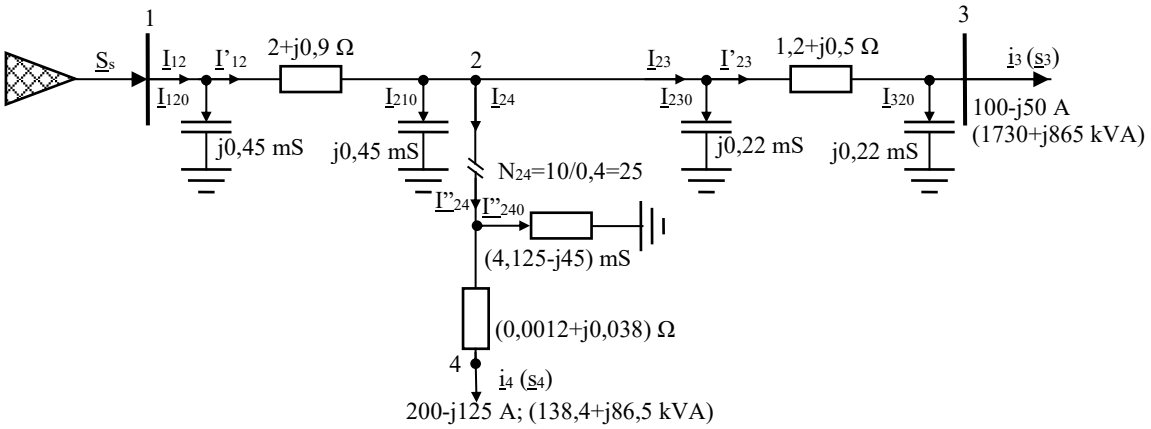


Fig.13.5 Schema electrică echivalentă monofazată a rețelei aflată în studiu.

Cazul I. Se consideră că sarcinile sunt exprimate prin curenți constanți ($\underline{i}_3$=ct., $\underline{i}_4$=ct.).

Inițializare

Se consideră tensiunile tuturor nodurilor egale cu 10 kV (secundar trafo 0,4 kV):

$$\underline{U}_1=\underline{U}_2=\underline{U}_3=\underline{U}_S=10\cdot e^{j0°}\ \text{kV};\quad \underline{U}_4=0,4\cdot e^{j0°}\ \text{kV}.$$

1: Iterația 1

Calculul ascendent (calculul curenților)

Latura 2-3:

$$\underline{i}_3^{(1)}=100-j50=112\cdot e^{-j26,6°}\ \text{A};$$

$$\underline{I}_{320}^{(1)} = \frac{\underline{U}_3^{(0)} \cdot (jB_{23}/2)}{\sqrt{3}} = j\frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0{,}22 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = j1{,}27\text{A};$$

$$\underline{I}'^{(1)}_{23} = \underline{i}_3^{(1)} + \underline{I}_{320}^{(1)} = (100 - j50) + j1{,}27 = 100 - j48{,}73 = 111{,}24 \cdot e^{-j26°}\text{A};$$

$$\underline{I}_{23}^{(1)} = \underline{I}'^{(1)}_{23} + \underline{I}_{230}^{(1)} = (100 - j48{,}5) + j1{,}27 = (100 - j47{,}46)\text{A};$$

Latura 2-4:

$$\underline{U}_4^{(0)} = 400\text{ V}$$

$$\underline{i}_4^{(1)} = 200 - j125 = 236 \cdot e^{-j32°}\text{ A}$$

$$\underline{I}''^{(1)}_{240} = \frac{\left(\underline{U}_2^{(0)}/N_{24}\right) \cdot \underline{y}_T}{\sqrt{3}} = \frac{400 \cdot 45{,}2 \cdot e^{-j84{,}8°} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 10{,}45 \cdot e^{-j84{,}8°} = 0{,}947 - j10{,}4\text{ A};$$

$$\underline{I}''^{(1)}_{24} = \underline{i}_4^{(1)} + \underline{I}''^{(1)}_{240} = (200 - j125) + (0{,}947 - j10{,}4) = (200{,}947 - j135{,}4) = 242{,}3 \cdot e^{-j33{,}97°}\text{ A}$$

$$\underline{I}_{24}^{(1)} = \frac{\underline{I}''^{(1)}_{24}}{N_{24}} = \frac{(200{,}947 - j135{,}4)}{25} = (8{,}04 - j5{,}4)\text{ A}$$

Latura 1-2:

$$\underline{I}_{210}^{(1)} = \frac{\underline{U}_2^{(0)} \cdot (jB_{12}/2)}{\sqrt{3}} = j\frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0{,}45 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = j2{,}6\text{A}$$

$$\underline{I}'^{(1)}_{12} = \underline{I}_{23}^{(1)} + \underline{I}_{24}^{(1)} + \underline{I}_{210}^{(1)} = (100 - j48{,}73) + (8{,}04 - j5{,}4) + j2{,}6 = 108{,}04 - j51{,}53 = 119{,}7 \cdot e^{-j25{,}5°}\text{A};$$

$$\underline{I}_{12}^{(1)} = \underline{I}'^{(1)}_{12} + \underline{I}_{120}^{(1)} = (108{,}04 - j51{,}53) + j2{,}6 = 108{,}04 - j48{,}93\text{ A}$$

Calculul descendent (calculul tensiunilor)

Latura 1-2

$$\Delta\underline{U}_{12}^{(1)} = \sqrt{3}\underline{I}'^{(1)}_{12} \cdot \underline{z}_{L12} = \sqrt{3} \cdot 119{,}7 \cdot e^{-j25{,}5°} \cdot 2{,}2 \cdot e^{j24{,}2°} = 455{,}6 \cdot e^{-j1{,}3°} = (455{,}5 - j10{,}33)\text{V}$$

$$\underline{U}_2^{(1)} = \underline{U}_S - \Delta\underline{U}_{12}^{(1)} = 10000 - (455{,}6 - j10{,}33) = 9544{,}4 + j10{,}33\text{ V};$$

$$\frac{\left|\underline{U}_2^{(1)}\right|}{\left|\underline{U}_S\right|} = \frac{\sqrt{9544{,}4^2 + 10{,}33^2}}{10000} = 0{,}95444$$

Latura 2-4:

$$\Delta\underline{U}_{24}^{(1)} = \sqrt{3}\underline{i}_4^{(1)} \cdot \underline{z}_T = \sqrt{3} \cdot 236 \cdot e^{-j32°} \cdot 0{,}04 \cdot e^{j73{,}6°} = 16{,}33 \cdot e^{j41{,}6°} = (12{,}21 + j10{,}84)\text{V}$$

$$\underline{U}_4^{(1)} = \frac{\underline{U}_2^{(1)}}{N_{24}} - \Delta\underline{U}_{24}^{(1)} = \frac{(9544{,}4 + j10{,}33)}{25} - (12{,}21 + j10{,}84) = (369{,}57 - j10{,}43)\text{ V};$$

$$\frac{\left|\underline{U}_4^{(1)}\right|}{\left|\underline{U}_S/N_{24}\right|} = \frac{\sqrt{369{,}57^2 + 10{,}84^2}}{400} = 0{,}924$$

Latura 2-3:

$$\Delta\underline{U}_{23}^{(1)} = \sqrt{3}\underline{I}'^{(1)}_{23} \cdot \underline{z}_{L23} = \sqrt{3} \cdot 111{,}24 \cdot e^{-j26°} \cdot 1{,}3 \cdot e^{j22{,}6°} = 250{,}18 \cdot e^{-j3{,}4°} = (249{,}74 - j14{,}84)\text{V};$$

$$\underline{U}_3^{(1)} = \underline{U}_2^{(1)} - \Delta\underline{U}_{23}^{(1)} = (9544{,}4 + j10{,}33) - (249{,}74 - j14{,}84) = (9294{,}66 + j23{,}17)\text{ V};$$

$$\frac{\left|\underline{U}_3^{(1)}\right|}{\left|\underline{U}_S\right|} = \frac{\sqrt{9294{,}66^2 + 23{,}17^2}}{10000} = 0{,}929;$$

Calculul puterii injectate

$$\underline{S}_S^{(1)} = \sqrt{3}\,\underline{U}_S \cdot \underline{I}_{12}^{(1)*} = \sqrt{3}\cdot 10\cdot 10^3 \cdot (108{,}04 + j48{,}93) = (1869 + j846{,}5)\text{kVA};$$

$$S_S^{(1)} = 2051{,}76\ \text{kVA}.$$

2: *Valorile finale ale tensiunilor nodurilor sunt cele calculate, deoarece consumatorii sunt consumatori la curent constat (putere variabilă în funcție de tensiunea nodurilor)*

<u>Cazul II</u>. Se consideră că sarcinile sunt reprezentate prin puteri constante ($\underline{s}_3$=ct., $\underline{s}_4$=ct.).

Deoarece:

$$\underline{i}_3^{(1)} = \frac{\underline{s}_3^{\,*}}{\sqrt{3}\,\underline{U}_3^{(0)*}} = \frac{(1730 - j865)10^3}{\sqrt{3}\cdot 10\cdot 10^3} = (100 - j50)\ \text{A} \ \text{și}$$

$$\underline{i}_4^{(1)} = \frac{\underline{s}_4^{\,*}}{\sqrt{3}\,\underline{U}_4^{(0)*}} = \frac{(138{,}4 - j86{,}5)10^3}{\sqrt{3}\cdot 0{,}4} = (200 - j125)\ \text{A},$$

sunt curenții de sarcină de la Cazul I, se poate trece direct la iterația a 2-a, luând ca valori inițiale ale tensiunilor tensiunile calculate deja la *Cazul Precedent*.

Inițializare

Se consideră tensiunile inițiale ale nodurilor egale cu:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_1^{(1)} = \underline{U}_S = 10^4 \cdot e^{j0^\circ}\ \text{V};$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_2^{(1)} = 9544{,}4 + j10{,}33 = 9544{,}4\cdot e^{j0{,}062^\circ}\ \text{V};$$

$$\underline{U}_3 = \underline{U}_3^{(1)} = 9294{,}66 + j23{,}17 = 9294{,}68\cdot e^{j0{,}143^\circ}\ \text{V};$$

$$\underline{U}_4 = \underline{U}_4^{(1)} = 369{,}57 - j10{,}43 = 369{,}72\cdot e^{-j4{,}92^\circ}\ \text{V};$$

1: Iterația (2)

Calculul ascendent (calculul curenților)

$$\underline{i}_3^{(2)} = \frac{\underline{s}_3^{\,*}}{\sqrt{3}\,\underline{U}_3^{(2)*}} = \frac{1934\cdot e^{-j26{,}6^\circ}\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 9294{,}68\cdot e^{-j0{,}143^\circ}} = 120{,}275\cdot e^{-j26{,}743^\circ} = (107{,}4 - j54{,}12)\,\text{A};$$

$$\underline{i}_4^{(2)} = \frac{\underline{s}_4^{\,*}}{\sqrt{3}\,\underline{U}_4^{(2)*}} = \frac{163\cdot e^{-j32^\circ}\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 369{,}72\cdot e^{j4{,}92^\circ}} = 254{,}84\cdot e^{-j27{,}08^\circ} = (226{,}9 - j116)\,\text{A};$$

Latura 2-3:

$$\underline{I}_{320}^{(2)} = \frac{\underline{U}_3^{(1)}\cdot (jB_{23}/2)}{\sqrt{3}} = \frac{9294{,}68\cdot e^{j0{,}143^\circ}\cdot 0{,}22\cdot e^{j90^\circ}\cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 1{,}18\cdot e^{j90{,}143^\circ} \approx j1{,}18\,\text{A}$$

$$\underline{I}'^{(2)}_{23} = \underline{i}_3^{(2)} + \underline{I}_{320}^{(2)} = (107{,}4 - j54{,}12) + j1{,}18 = 107{,}4 - j52{,}94 = 119{,}74\cdot e^{-j26{,}24^\circ}\text{A}$$

$$;$$

$$\underline{I}_{230}^{(2)} = \frac{\underline{U}_2^{(1)}\cdot (jB_{23}/2)}{\sqrt{3}} = \frac{9544{,}4\cdot e^{j0{,}062^\circ}\cdot 0{,}22\cdot e^{j90^\circ}\cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 1{,}21\cdot e^{j90{,}062^\circ} \approx j1{,}21\,\text{A}$$

$$\underline{I}_{23}^{(2)} = \underline{I}'^{(1)}_{23} + \underline{I}_{230}^{(1)} = (107{,}4 - j52{,}94) + j1{,}21 = (107{,}4 - j51{,}73)\text{A}$$

Latura 2-4:

$$\underline{I}''^{(2)}_{240} = \frac{\left(\underline{U}_2^{(1)}/N_{24}\right)\cdot \underline{y}_T}{\sqrt{3}} = \frac{9544{,}4\cdot e^{j0{,}062^\circ}\cdot 45{,}2\cdot e^{-j84{,}8^\circ}\cdot 10^{-3}}{25\cdot\sqrt{3}} = 9{,}97\cdot e^{-j84{,}738^\circ} = 0{,}91 - j9{,}93\,\text{A};$$

$$\underline{I}''^{(2)}_{24} = \underline{i}_4^{(2)} + \underline{I}''^{(2)}_{240} = (226{,}9 - j116) + (0{,}91 - j9{,}93) = 227{,}81 - j125{,}93 = 260{,}3\cdot e^{-j28{,}93^\circ}\ \text{A};$$

$$\underline{I}_{24}^{(2)} = \frac{\underline{I}''^{(2)}_{24}}{N_{24}} = \frac{227{,}81 - j125{,}93}{25} = (9{,}1 - j5{,}0)\,\text{A};$$

Latura 1-2:

$$\underline{I}_{210}^{(2)} = \frac{\underline{U}_2^{(1)} \cdot (jB_{12}/2)}{\sqrt{3}} = \frac{9544{,}4 \cdot e^{j0{,}062^\circ} \cdot 0{,}45 \cdot e^{j90^\circ} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 2{,}48 \cdot e^{j90{,}062^\circ} \approx j2{,}48A\,;$$

$$\underline{I}_{12}^{(2)} = \underline{I}_{23}^{(2)} + \underline{I}_{24}^{(2)} + \underline{I}_{210}^{(2)} = (107{,}4 - j51{,}73) + (9{,}1 - j5{,}0) + j2{,}48 = 116{,}5 - j54{,}25 = 128{,}5 \cdot e^{-j25^\circ} A$$

$$\underline{I}_{120}^{(2)} = \frac{\underline{U}_S \cdot (jB_{12}/2)}{\sqrt{3}} = \frac{10^4 \cdot 0{,}45 \cdot e^{j90^\circ} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = j2{,}6A \qquad ;$$

$$\underline{I}_{12}^{(2)} = \underline{I}_{12}^{(2)} + \underline{I}_{120}^{(2)} = (116{,}5 - j54{,}25) + j2{,}6 = 116{,}5 - j51{,}65\ A$$

Calculul descendent (calculul tensiunilor)

Latura 1-2

$$\Delta\underline{U}_{12}^{(2)} = \sqrt{3}\underline{I}_{12}^{(2)} \cdot \underline{z}_{L12} = \sqrt{3} \cdot 128{,}5 \cdot e^{-j25^\circ} \cdot 2{,}2 \cdot e^{j24{,}2^\circ} = 489 \cdot e^{-j0{,}8^\circ} = (488{,}95 - j6{,}82)V$$

$$\underline{U}_2^{(2)} = \underline{U}_S - \Delta\underline{U}_{12}^{(2)} = 10000 - (488{,}95 - j6{,}82) = 9511 + j6{,}82 = 9511 \cdot e^{j0{,}041^\circ}\ V \qquad ;$$

$$\frac{\left|\underline{U}_2^{(2)}\right|}{\left|\underline{U}_S\right|} = \frac{\sqrt{9511^2 + 6{,}82^2}}{10000} = 0{,}9511$$

Latura 2-4:

$$\Delta\underline{U}_{24}^{(2)} = \sqrt{3}\underline{i}_4^{(2)} \cdot \underline{z}_T = \sqrt{3} \cdot 254{,}84 \cdot e^{-j27{,}08^\circ} \cdot 0{,}040 \cdot e^{j73{,}6^\circ} = 17{,}63 \cdot e^{j46{,}52^\circ} = (12{,}13 + j12{,}8)\,V$$

$$\underline{U}_4^{(2)} = \frac{\underline{U}_2^{(2)}}{N_{24}} - \Delta\underline{U}_{24}^{(2)} = \frac{(9511 + j6{,}82)}{25} - (12{,}13 + j12{,}8) = 368{,}31 - j12{,}52 = 368{,}52 \cdot e^{-j1{,}94^\circ}\ V\,;$$

$$\frac{\left|\underline{U}_4^{(2)}\right|}{\left|\underline{U}_S/N_{24}\right|} = \frac{368{,}52}{400} = 0{,}9213$$

Latura 2-3:

$$\Delta\underline{U}_{23}^{(2)} = \sqrt{3}\underline{I}_{23}^{(2)} \cdot \underline{z}_{L23} = \sqrt{3} \cdot 119{,}74 \cdot e^{-j26{,}24^\circ} \cdot 1{,}3 \cdot e^{j22{,}6^\circ} = 269{,}3 \cdot e^{-j3{,}64^\circ} = (268{,}76 - j15{,}97)V$$

$$\underline{U}_3^{(2)} = \underline{U}_2^{(2)} - \Delta\underline{U}_{23}^{(2)} = (9511 + j6{,}82) - (268{,}76 - j15{,}97) = 9242{,}24 + j22{,}8 = 9242{,}26 \cdot e^{j0{,}14^\circ}\ V.$$

$$\frac{\left|\underline{U}_3^{(2)}\right|}{\left|\underline{U}_S\right|} = \frac{9242{,}26}{10000} = 0{,}9242;$$

Calculul puterii injectate

$$\underline{S}_S^{(2)} = \sqrt{3}\underline{U}_S \cdot \underline{I}_{12}^{(2)*} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot (116{,}5 + j51{,}65) = (2015 + j894)\,kVA$$

$$S_S^{(2)} = 2204\,kVA \qquad .$$

Eroarea de putere față de pasul anterior în valori absolute este:

$$\varepsilon = \left|\underline{S}_S^{(2)} - \underline{S}_S^{(1)}\right| = \left|(2015 + j894) - (1869 + j846{,}5)\right| = \left|146 + j47{,}5\right| = 153{,}5\ kVA\ ,$$

iar procentual eroarea este:

$$\varepsilon\% = \frac{\left|\underline{S}_S^{(2)} - \underline{S}_S^{(1)}\right|}{\left|\underline{S}_S^{(2)}\right|} 100 = \frac{153{,}5}{2204} 100 = 6{,}96\%\,.$$

Dacă $\varepsilon\% \le \varepsilon\%_{imp.}$ se trece la pasul următor 2. Dacă $\varepsilon\% > \varepsilon\%_{imp}$ se revine la pasul 1.

2: Valorile finale ale tensiunilor nodurilor sunt cele obținute în ultima iterație (în acest caz iterația 2):

$$\underline{U}_1 = 10000 = 10000 \cdot e^{j0,0^\circ} \text{ V};$$
$$\underline{U}_2 = 9511 + j6,82 = 9511 \cdot e^{j0,041^\circ} \text{ V}$$
$$\underline{U}_3 = 9242,24 + j22,8 = 9242,26 \cdot e^{j0,14^\circ} \text{ V};$$
$$\underline{U}_4 = 368,31 - j12,52 = 368,52 \cdot e^{-j1,94^\circ} \text{ V}.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și Distribuția Energiei Electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2014, ISBN 978-973-662-960-0.
[2]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru Transportul și Distribuția energiei electrice, U.T. Press, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0.
[3]. M. Gavrilaș, Sisteme Electroenergetice - Note de curs, http://iota.ee.tuiasi.ro/~mgavril/, accesat octombrie 2017.
[4]. Rețele-Electrice-Note-de-Curs, https://www.scribd.com/document/92804615/Retele-Electrice-Note-de-Curs, accesat octombrie 2017.
[5]. Eremia M., Bulac C. ș.a. Electric Power Systems. Volume 1 Electric Networks, Editura Academiei Române, București, 2006.

14. DEFECTE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE - REGIMUL DE SCURTCIRCUIT

14.1. DEFECTE ȘI REGIMURI ANORMALE DE FUNCȚIONARE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE

După natura lor, defectele în instalațiile electrice pot fi grupate în:

➢ **Defecte cauzate de deteriorarea izolației** (străpungere sau conturnare). Marea majoritate a defectelor reprezintă o formă sau alta a deteriorării izolației. Formele sub care se manifestă aceste defecte sunt scurtcircuitele și punerile la pământ simple sau duble;

➢ **Defecte cauzate de distrugerea integrității circuitelor electrice**, care conduce la întreruperea acestora. Întreruperea circuitelor este o consecință a ruperii conductoarelor, arderii unei siguranțe pe o fază, deschiderii unui separator pe o singură fază etc.

În analiza defectelor se urmărește determinarea modificărilor care survin față de situația normală de funcționare: apariția unor fenomene nedorite (arcul electric), solicitări suplimentare, modificări ale valorilor și formelor de undă ale curenților, dispariția unor tensiuni pe faze, apariția unor supratensiuni, modificări ale structurii sistemului etc.

În rețelele electrice pot să apară următoarele tipuri de defecte [1]:

➢ **Scurtcircuitul** este un defect care constă în contactul accidental printr-o impedanță de valoare relativ mică (la limită nulă) între două sau mai multe conductoare aflate sub tensiune. Este cel mai grav defect care poate să apară într-o rețea electrică deoarece curenții care se stabilesc în circuit sunt cu mult mai mari decât valorile nominale;

➢ **Punerea la pământ într-un punct** - defect care apare în rețelele cu neutrul izolat sau în rețelele compensate și constau în crearea unei legături accidentale, printr-o impedanță nulă sau finită, între o fază și pământ. Un asemenea defect nu constituie un pericol iminent și în anumite condiții poate fi chiar tolerat un anumit interval de timp. De cele mai multe ori acest defect este începutul unui defect mai grav – *scurtcircuitul*;

➢ **Dubla punere la pământ** se întâlnește numai în rețelele cu curent mic de punere la pământ și constă în punerea la pământ, prin arc electric sau netă, a două faze diferite în două puncte diferite ale rețelei. Este echivalentă cu un scurtcircuit bifazat prin rezistență dar se deosebește de acesta prin deplasarea punctului neutru și diagrama de tensiuni;

➢ **Întreruperea fazelor** poate să apară în următoarele situații:

✓ ruperea unui conductor, fără apariția unei puneri la pământ sau a unui scurtcircuit;
✓ ruperea unui conductor, însoțită de un scurtcircuit monofazat;
✓ întrerupere programată pentru repararea conductorului defect;
✓ după deconectarea, prin dispozitivul de reanclanșare automată rapidă, a unei singure faze defecte, în cazul unui scurtcircuit monofazat sau bifazat.

Funcționarea unei instalații cu o fază întreruptă poate fi admisă numai dacă sunt rezolvate o serie de probleme care apar în funcționare cum ar fi:

✓ solicitarea generatoarelor de către componenta negativă;
✓ comportarea transformatoarelor și a liniilor în regim nesimetric;
✓ comportarea consumatorilor;
✓ perturbațiile cauzate liniilor de comunicații de către componenta zero.

Cele mai frecvente regimuri anormale de funcționare a instalațiilor electrice sunt reprezentate de:

➢ **Suprasarcini**, care reprezintă creșterea curentului într-o instalație peste valoarea nominală și pot fi cauzate de:

✓ apariția unui defect în instalație (punerea la pământ a unei faze, scurtcircuit între faze prin rezistență mare, întreruperea unei faze);
✓ subdimensionarea unei instalații față de sarcina cerută;
✓ creșterea consumului într-o instalație peste valoarea nominală și care produc următoarele efecte nedorite:
▪ încălzirea echipamentului prin care circulă curentul de suprasarcină la o temperatură mai mare de cât cea nominală. Dacă încălzirea excesivă durează un timp mai îndelungat, se produce îmbătrânirea izolației, ceea ce favorizează apariția unor defecte de natura scurtcircuitului sau a punerii la masă;
▪ creșterea căderilor de tensiune, mai ales în rețelele încărcate inductiv, care poate provoca o creștere a suprasarcinii, care să ducă la o cădere suplimentară de tensiune și așa mai departe. Se poate ajunge la așa numita avalanșă de tensiune, care poate conduce la deconectarea pe rând a generatoarelor.
➢ **Pendulări ale mașinilor sincrone**, cauzate de încărcarea bruscă a acestora, schimbările rapide ale configurației sistemului sau de eliminarea cu întârziere a scurtcircuitelor. Se caracterizează prin variații importante ale curenților, tensiunilor și puterilor debitate de generatoare și pot conduce la ieșirea generatoarelor din sincronism.

14.2. TIPURI DE SCURTCIRCUITE. FACTORII CARE AFECTEAZĂ SEVERITATEA SCURTCIRCUITULUI

După numărul de faze scurtcircuitate se deosebesc:
➢ **Scurtcircuite polifazate** - trifazate cu sau fără punere la pământ, scurtcircuite bifazate cu sau fără punere la pământ; pot să apară în rețelele electrice indiferent de situația neutrului acestora;
➢ **Scurtcircuite monofazate**, fiind posibil numai în rețelele cu neutrul legat direct la pământ.

În **rețelele cu neutrul izolat sau legat la pământ printr-o bobină de stingere**, contactul accidental dintre un conductor de fază și pământ constituie *o punere simplă la pământ*.

În tabelul 14.1 este prezentată simbolizarea curenților de scurtcircuit, corespunzători principalelor tipuri de scurtcircuit, ținând cont de situația neutrului rețelei electrice.

Tabelul 14.1 Tipuri de scurtcircuit

Situația neutrului transformatorului	Tipuri de scurtcircuit	Simbol
Transformator cu neutrul legat la pământ sau tratat prin rezistență:	Trifazat	$I_k^{(3)}$
	Bifazat	$I_k^{(2)}$
	Bifazat cu punere la pământ	$I_k^{(2p)}$
	Monofazat	$I_k^{(1)}$
Transformator cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de stingere:	Trifazat	$I_k^{(3)}$
	Bifazat	$I_k^{(2)}$

Frecvența de apariție a diferitelor tipuri de scurtcircuit în rețelele electrice este prezentată în tabelul 14.2.

Tabelul 14.2. Frecvența de apariție a diferitelor tipuri de scurtcircuit

Tipul de scurtcircuit	Frecvența de apariție în rețea
Scurtcircuit trifazat	5 %
Scurtcircuit bifazat	15 %
Scurtcircuit bifazat cu pământare	10 %
Scurtcircuit monofazat	70 %

Regimul de scurtcircuit se caracterizează prin apariția unor curenți cu intensități foarte mari, care depășesc cu mult intensitățile curenților de regim permanent. În intervalul tranzitoriu

de scurtă durată, care caracterizează trecerea rețelei de la un regim de funcționare normală la un regim permanent de scurtcircuit, pot apărea vârfuri de curenți de 10÷20 ori mai mari decât curentul nominal al instalației, care produc șocuri de cuplu, forțe electrodinamice mari etc. În regimul stabilizat, valorile ridicate ale curenților de scurtcircuit produc o solicitare termică deosebită a instalațiilor.

Valoarea curenților de scurtcircuit depinde de:

- puterea surselor care alimentează scurtcircuitul;
- distanța dintre sursă și locul de scurtcircuit, adică impedanța echivalentă a circuitului electric dintre sursă și locul scurtcircuitului;
- timpul scurs din momentul apariției scurtcircuitului;
- tipul scurtcircuitului.

Curenții de scurtcircuit sunt însoțiți întotdeauna de scăderi apreciabile ale tensiunii, atât la locul defectului, unde, în cazul scurtcircuitului net, tensiunea este nulă, cât și în nodurile în care sunt racordați consumatorii, a căror funcționare este perturbată, iar uneori chiar compromisă.

14.3. DEFINIȚII ȘI NOTAȚII

Se definesc principalii termenii, aferenți instalațiilor electrice, utilizați în analiza regimurilor de scurtcircuit [1]:

- **Scurtcircuit** - legătura galvanică, accidentală sau voită printr-o impedanță de valoare relativ redusă, între două sau mai multe puncte ale unui circuit care, în regim normal, au tensiuni diferite;
- **Curent de scurtcircuit** - curentul care se închide la locul de scurtcircuit;
- **Curent aport la scurtcircuit** - curentul care parcurge laturile rețelei în condițiile unui scurtcircuit într-un punct al acesteia;
- **Curent inițial de scurtcircuit** I''_k - valoarea efectivă a componentei simetrice a curentului alternativ de scurtcircuit în momentul producerii scurtcircuitului, dacă impedanța rămâne constantă. Se iau în considerare reactanțele supratranzitorii ale generatoarelor, X''_d;
- **Puterea de scurtcircuit inițială** S''_k - valoarea fictivă definită prin:

$$S''_k = \sqrt{3} U_n \cdot I''_k, \tag{14.1}$$

unde U_n este tensiunea nominală a rețelei;

- **Curentul de rupere** I_r - valoarea efectivă a unei perioade complete a componentei simetrice de curent alternativ la un scurtcircuit net *în momentul separării contactelor primului pol al unui aparat de comutație*;
- **Curentul tranzitoriu de scurtcircuit** I'_k - valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit, determinată considerând reactanțele rețelei și reactanțele tranzitorii longitudinale X'_d ale generatoarelor;
- **Curentul permanent de scurtcircuit** I_k - valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit stabilizat, care rămâne după trecerea fenomenelor tranzitorii (Fig.14.2, b). Această valoare depinde de caracteristicile rețelei și de caracteristicile reglajului de tensiune a generatoarelor;
- **Tensiunea sursei echivalente de tensiune**, $c \cdot U_n / \sqrt{3}$ - tensiunea unei surse ideale, care se aplică în punctul unde se produce scurtcircuitul, în rețeaua de secvență pozitivă, ca singura tensiune activă a sistemului. Introducerea *factorului de tensiune c* este necesară, deoarece:
  - ✓ pe de o parte, tensiunea variază în timp și spațiu, datorită schimbării ploturilor la transformatoare;

✓ pe de altă parte, în cazul adoptării unor metode simplificate de calcul al curenților de scurtcircuit (în care se neglijează sarcinile și capacitățile), el are rolul unui factor de corecție. Valorile lui c sunt prezentate în tabelul 14.3;

Tabelul 14.3. Valorile factorului de tensiune c [1]

Tensiuni nominale U_n	Factorul de tensiune c, pentru	
	Regim de scurtcircuit maxim	Regim de scurtcircuit minim
100÷1000 V (joasă tensiune)	1,05	0,95
1÷20 kV (medie tensiune)	1,1	1
20÷220 kV (înaltă tensiune)	1,1	1
400 kV	1	1

➢ **Scurtcircuit departe de generator** - un scurtcircuit în timpul căruia valoarea componentei simetrice de curent alternativ rămâne practic constantă. În acest caz este valabilă relația:

$$I''_k = I_r = I_k \; ; \tag{14.2}$$

➢ **Scurtcircuit aproape de generator** - un scurtcircuit în care cel puțin o mașină sincronă contribuie cu un curent de scurtcircuit net inițial, care este mai mare decât dublul curentului său nominal, sau un scurtcircuit la care motoarele sincrone și asincrone contribuie cu peste 5% din I''_k fără aportul motoarelor. În acest caz există două situații:

✓ cazul generatoarelor fără înfășurări de amortizare – nu există regimul supratranzitoriu:

$$I''_k = I'_k > I_r > I_k \; ; \tag{14.3}$$

✓ cazul generatoarelor fără înfășurări de amortizare – cu regim supratranzitoriu:

$$I''_k > I_r > I_k \; ; \tag{14.4}$$

➢ **Impedanțe de scurtcircuit la locul de defect**, K:

✓ Z_k^+ - impedanța de secvență pozitivă a unui sistem trifazat de c.a.;

✓ Z_k^- - impedanța de secvență negativă a unui sistem trifazat de c.a.;

✓ Z_k^0 - impedanța de secvență zero a unui sistem trifazat de c.a.;

➢ **Regimul maxim de scurtcircuit** - caracterizat prin:

✓ numărul maxim previzibil de generatoare, linii și transformatoare în funcțiune, în zona analizată;

✓ numărul maxim posibil de transformatoare cu neutrul legat la pământ în zona analizată;

✓ considerarea aportului motoarelor electrice;

✓ considerarea cuplelor de bare închise.

Calculele de dimensionare a echipamentului și a elementelor de construcție din instalațiile electrice, a prizelor de pământ, a protecției liniilor de telecomunicații, trebuie să se efectueze pentru „regimul maxim” de scurtcircuit și - la proiectare - pentru o etapă de perspectivă suficient de îndepărtată;

➢ **Regimul minim de scurtcircuit** - caracterizat prin:

✓ numărul minim previzibil de generatoare, linii și transformatoare în funcțiune, în zona analizată;

✓ numărul minim posibil de transformatoare cu neutrul legat la pământ în zona analizată;

✓ neglijarea aportului motoarelor asincrone.

Pentru *verificarea condițiilor* pe care le impune sistemului prezența unor consumatori caracterizați prin șocuri de putere activă și reactivă, respectiv pentru *verificarea condițiilor* de siguranță a protecției prin relee ș.a., este necesar să se considere „regimul minim” de

scurtcircuit. De exemplu, protecțiile trebuie să permită pornirea mașinilor electrice, dar în același timp să detecteze scurtcircuitele cu valori minime ale curentului.

14.4. MODELAREA PROCESULUI DE SCURTCIRCUIT

14.4.1. Modelarea scurtcircuitului departe de generator (sursă de putere infinită)

În acest caz, tensiunea la barele sistemului rămâne practic constantă și după apariția defectului, generatorul fiind considerat o sursa de putere infinită [1]. O asemenea sursă ipotetică se caracterizează prin aceea că impedanța sa internă este nulă (X_G=0; R_G=0), iar tensiunea sa, la frecvență constantă, are o amplitudine constantă. Practic, sursa generatoare poate fi considerată de putere infinită, dacă reactanța sa reprezintă cel mult 10 % din reactanța totală de scurtcircuit, considerată de la sursă până la locul defectului.

Se consideră o rețea trifazată (Fig.14.1, a), alimentată de la o sursă generatoare de putere infinită, în care se presupune că apare un scurtcircuit trifazat metalic în punctul K.

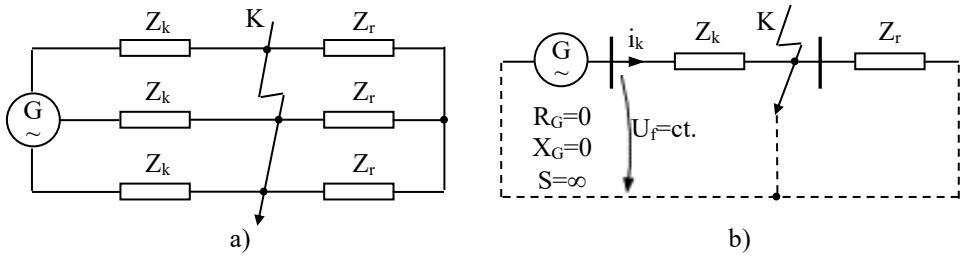


Fig.14.1 Modelarea procesului de scurtcircuit:
a) schema simplificată a circuitului trifazat scurtcircuitat; b) schema simplificată monofilară a circuitului trifazat scurtcircuitat.

Apariția scurtcircuitului nu schimbă condițiile de simetrie a rețelei și, în consecință, variația curentului se poate studia folosind schema electrică monofazată (Fig.14.1, b), căreia i se aplică tensiunea de fază a sursei generatoare:

$$u_f(t) = \sqrt{2}U_f \sin(\omega t + \psi). \tag{14.5}$$

La apariția scurtcircuitului impedanța pe care debitează sursa generatoare se micșorează. În consecință, curentul va suferi o variație de la valoarea sa normală dinaintea apariției scurtcircuitului, până la o valoare corespunzătoare curentului de scurtcircuit permanent. Trecerea de la regimul normal la cel permanent de scurtcircuit se face printr-un proces tranzitoriu. Valoarea instantanee a curentului de scurtcircuit trifazat în regim tranzitoriu reprezintă soluția generală a ecuației diferențiale obținute prin aplicarea teoremei a doua a lui Kirchhoff schemei electrice monofazate din figura 14.1, b:

$$u_f = R_k i_k + L_k \frac{di_k}{dt}, \tag{14.6}$$

Soluția generală a ecuației (14.3) este:

$$i_k(t) = \sqrt{2}I_p \sin(\omega t + \psi - \varphi_k) + Ce^{-t/T_a} = i_p(t) + i_a(t), \tag{14.7}$$

în care:

- i_p reprezintă componenta periodică a curentului de scurtcircuit;
- i_a este componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit;
- I_p - valoarea efectivă a componentei periodice a curentului de scurtcircuit;
- ψ este faza inițială a tensiunii;
- φ_k = arctg(X_k/R_k) - argumentul impedanței de scurtcircuit sau unghiul de defazaj dintre tensiunea u_f și curentul i_k din circuitul scurtcircuitat;
- R_k - rezistența echivalentă de la sursă la punctul de scurtcircuit;

- X_k - reactanța echivalentă de la sursă la punctul de scurtcircuit;
- $T_a=L_k/R_k=X_k/\omega R_k$ - constanta de timp a amortizării componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit;
- C este o constantă de integrare, egală cu valoarea inițială a componentei aperiodice ($C=i_{a0}$) și care se determină aplicând una din teoremele comutației, conform căreia într-un circuit care conține inductanțe, curentul nu se poate modifica brusc deoarece ar rezulta o tensiune indusă ($u_L=L\cdot(di/dt)$) infinită. Înainte de apariția scurtcircuitului, curentul de sarcină are expresia:

$$i(t)=\sqrt{2}I\sin(\omega t+\psi-\varphi), \tag{14.8}$$

în care I este valoarea efectivă a curentului de sarcină, iar φ reprezintă defazajul dintre curent si tensiune înaintea producerii defectului. În momentul producerii scurtcircuitului (t=0), conform teoremei comutației rezultă că $i_k(0+)=i(0)$. Aplicând această condiție relației(14.7), se obține:

$$C=\sqrt{2}I\sin(\psi-\varphi)-\sqrt{2}I_p\sin(\psi-\varphi_k). \tag{14.9}$$

Expresia curentului de scurtcircuit trifazat (14.7) devine:

$$i_k(t)=\sqrt{2}I_p\sin(\omega t+\psi-\varphi_k)+\left[\sqrt{2}I\sin(\psi-\varphi)-\sqrt{2}I_p\sin(\psi-\varphi_k)\right]e^{-t/T_a}. \tag{14.10}$$

Pentru situația în care curentul de sarcină anterior defectului este nul sau poate fi neglijat (i(0)=0), pentru i_k se obține relația:

$$i_k(t)=\sqrt{2}I_p\sin(\omega t+\psi-\varphi_k)-\sqrt{2}I_p\sin(\psi-\varphi_k)e^{-t/T_a}. \tag{14.11}$$

sau

$$i_k(t)=\sqrt{2}I_p\left[\sin(\omega t-\alpha)+\sin\alpha\cdot e^{-t/T_a}\right]. \tag{14.12}$$

în care $\alpha=\varphi_k-\psi$ reprezintă unghiul de conectare.

Particularizarea relației (14.12) pentru anumite condiții conduce la următoarele situații:

- α=0 ($\varphi_k=\psi$), când curentul total de scurtcircuit are numai componentă periodică, i_p, iar curentul de scurtcircuit se numește simetric și are expresia:

$$i_k(t)=i_p(t)=\sqrt{2}I_p\sin\omega t. \tag{14.13}$$

- α=π/2, când curentul de scurtcircuit are asimetrie maximă și are valoarea:

$$i_k(t)=\sqrt{2}I_p\left[e^{-t/T_a}-\cos\omega t)\right]. \tag{14.14}$$

Evoluția în timp a acestui curent este prezentată în figura 14.2. Se consideră că componenta aperiodică (i_a) se amortizează în perioada tranzitorie (cu o durată de până la 25 de perioade, respectiv 0,5 s, la frecvența de 50Hz), după care urmează regimul permanent când intervine numai componenta periodică.

În cazul scurtcircuitului departe de generator, componenta periodică a curentului de scurtcircuit are o amplitudine constantă pe întreaga perioadă a scurtcircuitului, deci:

$$I''_k=I_k=I_p. \tag{14.15}$$

În perioada tranzitorie curentul de scurtcircuit nu este simetric în raport cu axa timpului, prezentând o valoarea instantanee maximă, numită curent de șoc, $i_{șoc}$, care se atinge după cca. o jumătate de perioadă din momentul producerii scurtcircuitului (la f=50 Hz, după t=0,01 s). Valoarea curentului de șoc se poate calcula cu relația (14.14), în care se înlocuiește ωt=π:

$$i_{șoc}=\sqrt{2}\,I_p\left(1+e^{-\frac{\pi}{\omega T_a}}\right)=\sqrt{2}\,I_p\left(1+e^{-\pi\frac{R_k}{X_k}}\right)=\sqrt{2}\,K_{șoc}I_p, \tag{14.16}$$

unde:

$$K_{șoc}=1+e^{-\pi\frac{R_k}{X_k}} \tag{14.17}$$

se numește coeficient de șoc și indică raportul dintre curentul de șoc la scurtcircuit și amplitudinea componentei periodice. Variația coeficientului de șoc în funcție de R_k/X_k, respectiv X_k/R_k, este reprezentată în figura 14.3.

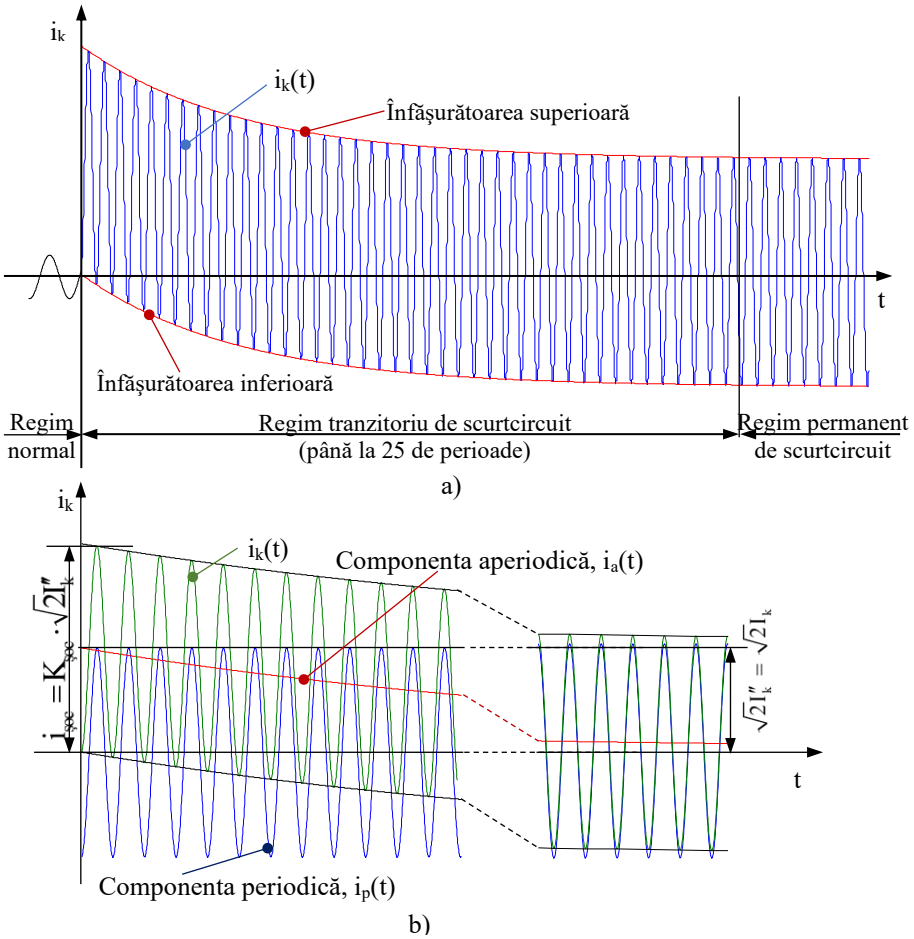


Fig.14.2 Variația curentului de scurtcircuit trifazat în cazul unui defect departe de generator [1]: a) curentul total de scurtcircuit; b) componentele curentului de scurtcircuit.

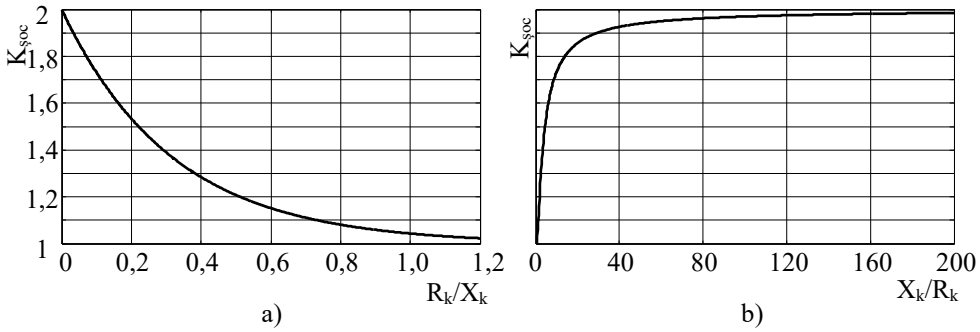


Fig.14.3 Variația coeficientului de șoc pentru circuite serie în funcție de: a) raportul R_k/X_k; b) raportul X_k/R_k.

În baza relației (14.7) se pot determine valorile extreme ale coeficientului de șoc:

- $K_{șoc}=1$, dacă $X_k \approx 0$, deci circuitul este pur rezistiv. În acest caz nu există componentă aperiodică, iar durata regimului tranzitoriu de scurtcircuit este zero;

➢ $K_{șoc}$=2, dacă $R_k \approx 0$, deci circuitul este pur inductiv. Componenta aperiodică este teoretic neamortizată, curentul de scurtcircuit având asimetrie maximă.

Practic, rezistența unui circuit nu este nulă și, ca urmare, $K_{șoc}$<2, iar componenta aperiodică se amortizează într-un timp relativ scurt. Din cele două cazuri limită, rezultă:

$$1 < K_{șoc} < 2 . \qquad (14.18)$$

În rețelele de JT, $K_{șoc}$=1,2÷1,3, dacă scurtcircuitul are loc la tabloul de joasă tensiune al transformatorului de MT/JT și este aproximativ 1, la scurtcircuite în puncte mai îndepărtate ale rețelei. **În rețelele de înaltă tensiune** valoarea medie a coeficientului de șoc este de cca. 1,8. Valorile inițiale ale componentelor aperiodice ale curenților de scurtcircuit pe cele trei faze sunt întotdeauna diferite, astfel încât curentul de șoc definit anterior nu poate să apară decât pe una dintre faze. *Prin urmare, definirea scurtcircuitului trifazat ca un regim simetric este corectă numai cu referire la componentele periodice ale curentului de scurtcircuit.*

În cazul scurtcircuitului cu asimetrie maximă, prezintă importanță practică valoarea efectivă a curentului total de scurtcircuit. Conform relației (14.11) curentul total de scurtcircuit nu este strict periodic. El poate fi considerat ca fiind compus dintr-o componentă sinusoidală, cu valoarea efectivă I_p și o componentă de curent continuu, cu valoarea constantă I_{at}, egală cu valoarea componentei aperiodice la momentul t.

14.4.2. Modelarea scurtcircuitului aproape de generator (sursă de putere finită)

În cazul scurtcircuitului aproape de generator, ponderea reactanței generatorului este preponderentă în valoarea impedanței totale de scurtcircuit. Pe parcursul desfășurării scurtcircuitului, generatorul sincron va interveni printr-o reactanță crescătoare în trei etape, corespunzătoare regimurilor succesive ale procesului de scurtcircuit și anume [1]:

➢ **Regimul supratranzitoriu**, cu o durată de (½÷1) perioadă, respectiv (10÷20) ms, la frecvența de 50 Hz. În acest regim, generatorul intervine prin reactanța supratranzitorie X''_d;

➢ **Regimul tranzitoriu**, cu o durată de până la 25 de perioade, respectiv până la 500 ms, la frecvența de 50 Hz. În acest regim, generatorul intervine prin reactanța tranzitorie X'_d;

➢ **Regimul permanent**, în care generatorul intervine prin reactanța sincronă.

Reactanța supratranzitorie are valoarea cea mai mică, iar reactanța sincronă are valoarea cea mai mare.

Pe parcursul desfășurării scurtcircuitului și tensiunea electromotoare a generatorului este o mărime variabilă în raport cu timpul. Pentru simplitate, se consideră tensiunea electromotoare constantă, având valoarea efectivă pe fază E.

Pe perioada regimului tranzitoriu, curenții induși în barele de amortizare ale generatorului și în înfășurarea rotorică au un caracter tranzitoriu. În prima etapă se anulează curenții din înfășurarea de amortizare, care are o constantă de timp mai mică, iar după aceea se anulează curenții din înfășurarea rotorică, care are o constantă de timp mai mare. În consecință, componenta periodică a curentului de scurtcircuit se amortizează în două etape, cu două constante de timp diferite, T_1 și T_2, corespunzătoare regimului supratranzitoriu și tranzitoriu. Componenta aperiodică se amortizează cu constanta de timp T_0.

Dacă scurtcircuitul apare chiar la bornele generatorului, expresia curentului total de scurtcircuit este [1]:

$$i_k(t) = \sqrt{2}\left[\left(I''_k - I'_k\right)\sin(\omega t - \alpha)e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(I'_k - I_k\right)\sin(\omega t - \alpha)e^{-\frac{t}{T_2}} + I_k \sin(\omega t - \alpha) + I''_k \sin\alpha e^{-\frac{t}{T0}}\right], \qquad (14.19)$$

în care :

- $I''_k = \dfrac{E}{X''_d}$ reprezintă valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit supratranzitoriu;
- $I'_k = \dfrac{E}{X'_d}$ - valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit tranzitoriu;
- $I_k = \dfrac{E}{X_d}$ - valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit permanent.

Curentul de scurtcircuit cu asimetrie maximă se obține pentru α=π/2.

În aceasta situație relația (14.19) devine:

$$i_k(t) = \sqrt{2}\left\{ I''_k e^{-\frac{t}{T0}} - \left[\left(I''_k - I'_k\right)e^{-\frac{t}{T_1}} + \left(I'_k - I_k\right)e^{-\frac{t}{T_2}} + I_k \right]\cos\omega t \right\}. \qquad (14.20)$$

În figura 14.4 este reprezentată, conform (14.20), variația curentului total de scurtcircuit ca este sumă a patru componente, primele trei fiind periodice (componenta supratranzitorie, tranzitorie și permanentă), iar a patra este componenta aperiodică.

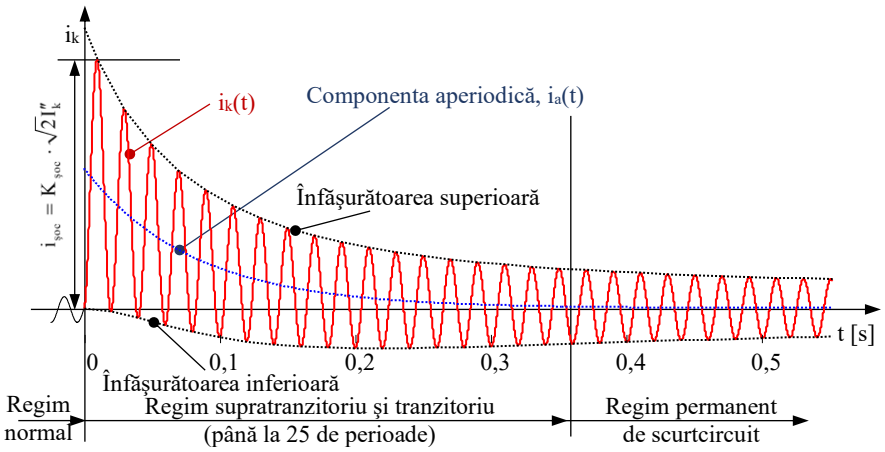


Fig.14.4 Variația curentului total de scurtcircuit în cazul unui scurtcircuit aproape de generator [1].

14.5. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

14.5.1. Domenii de aplicare

Calculul curenților de scurtcircuit este necesar pentru [1]:

- dimensionarea instalațiilor noi (evaluarea solicitărilor dinamice și termice);
- verificarea instalațiilor existente la solicitări de scurtcircuit, în condiții de dezvoltare a instalațiilor sistemului energetic național;
- stabilirea protecției prin relee și a automatizărilor de sistem, ca tipuri și reglaje;
- determinarea influenței liniilor electrice de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații, în vederea stabilirii măsurilor de protecție a acestora din urmă;
- determinarea nivelului supratensiunilor de comutație;
- caracterizarea sistemului energetic în raport cu o anumită bară a sistemului, atunci când se fac studii privind posibilitățile de racordare a unui consumator cu anumite caracteristici deosebite (regim deformant, șocuri de putere reactivă etc.);

- analiza funcționării unor consumatori nesimetrici (de exemplu cuptoare electrice cu arc, cale ferată cu alimentare monofazată ș.a.);
- întocmirea de scheme echivalente necesare în studii de stabilitate statică sau dinamică, optimizări de regim;
- evaluarea tensiunilor post defect.

14.5.2. Ipoteze în calculul curenților de scurtcircuit

Pentru determinarea solicitărilor la scurtcircuit în rețelele de înaltă tensiune este suficientă utilizarea metodei de calcul aproximative, care se bazează pe următoarele ipoteze simplificatoare:

- egalitatea în modul și argument a tuturor tensiunilor electromotoare (t.e.m.);
- neglijarea rezistențelor rețelelor aeriene, considerându-se liniile ca simple reactanțe;
- neglijarea susceptanței capacitive a liniilor în schemele de secvență pozitivă și negativă;
- neglijarea sarcinilor, considerându-se numai aportul motoarelor sau compensatoarelor sincrone precum și al motoarelor asincrone, dacă sunt în apropierea locului de defect și au o anumită putere totală.

Acest gen de calcule, numite din cauza ipotezei făcute asupra t.e.m. metodă de curent continuu, se poate face manual pentru scheme simple și cu ajutorul unor programe adecvate, utilizând calculatoare personale sau stații de lucru în cazul unor rețele complexe.

În rețelele de medie și joasă tensiune, premisele de calcul sunt aceleași ca în calculele rețelelor de înaltă tensiune cu mențiunea că, în cazul utilizării metodei simplificate liniile aeriene și cablurile electrice se consideră prin rezistențele și reactanțele lor inductive.

Pentru anumite situații prevăzute de standarde sau prescripții, se poate considera la locul de defect o rezistență, astfel:

- pentru verificarea la solicitări termice în caz de scurtcircuit a elementelor liniilor electrice aeriene se consideră la locul de defect o rezistență de 5 Ω;
- la verificarea influenței liniilor de energie electrică asupra liniilor de telecomunicații se consideră o rezistență având următoarele valori:
- 15 Ω pentru defecte pe linii aeriene cu conductoare de protecție;
- 50 Ω pentru defecte pe linii aeriene fără conductoare de protecție.

În calculele de scurtcircuit, generatoarele vor fi reprezentate prin:

- reactanța supratranzitorie (X″), pentru calculul solicitărilor dinamice și termice;
- reactanța tranzitorie (X′), pentru determinarea valorii curentului de scurtcircuit la t=0,1 s, studiul stabilității dinamice în cazul în care se consideră un reglaj de tensiune ideal (E'_q=const), stabilirea generatorului echivalent al sistemului în vederea determinării repartiției șocurilor de putere reactivă ș.a;
- reactanța sincronă (X), pentru determinarea valorii curenților în regim de scurtcircuit pentru timpi îndelungați, studiul stabilității statice naturale ș.a.

Indicațiile CEI prevăd pentru impedanțele de scurtcircuit ale generatoarelor (debitând direct la bare sau bloc cu transformatoare) introducerea unui factor de corecție care ține seama de creșterea tensiunii electromotoare interne în funcție de factorul de putere al generatorului în regim de funcționare înainte de defect, ceea ce conduce la o micșorare a impedanței de scurtcircuit a generatorului (blocului) cu 3÷10%.

14.5.3. Metoda componentelor simetrice

Calculul curenților de scurtcircuit simetrici și nesimetrici se face utilizând metoda componentelor simetrice.

Efectuarea calculelor pentru regimurile simetrice de funcționare a rețelelor trifazate echilibrate se poate face prin reprezentarea pe fază, după o prealabilă echivalare a

transformatoarelor cu conexiune triunghi în conexiune stea. Valorile obținute pentru calculul pe fază rămân în modul aceleași pe celelalte două faze, fiind defazate cu $2\pi/3$.

Calculul regimurilor nesimetrice de funcționare a instalațiilor de distribuție se face utilizând metoda componentelor simetrice, propusă de către Fortescue (1918) [1].

Tensiunile de fază și curenții la locul de defect formează sisteme nesimetrice: ($\underline{U}_1,\underline{U}_2,\underline{U}_3$), respectiv ($\underline{I}_1,\underline{I}_2,\underline{I}_3$). Fie ($\underline{U}^+,\underline{U}^-,\underline{U}^0$), respectiv ($\underline{I}^+,\underline{I}^-,\underline{I}^0$), componentele simetrice corespunzătoare sistemelor nesimetrice ale tensiunilor și curenților la locul de defect. Între componentele simetrice ale tensiunilor și curenților se pot stabili relații de legătură, considerând pentru rețeaua simetrică și echilibrată schemele de secvență pozitivă, negativă și zero (Fig.14.5, b, c și d) și având în vedere faptul menționat anterior că, în cazul rețelelor echilibrate, componentele simetrice de secvențe diferite sunt independente.

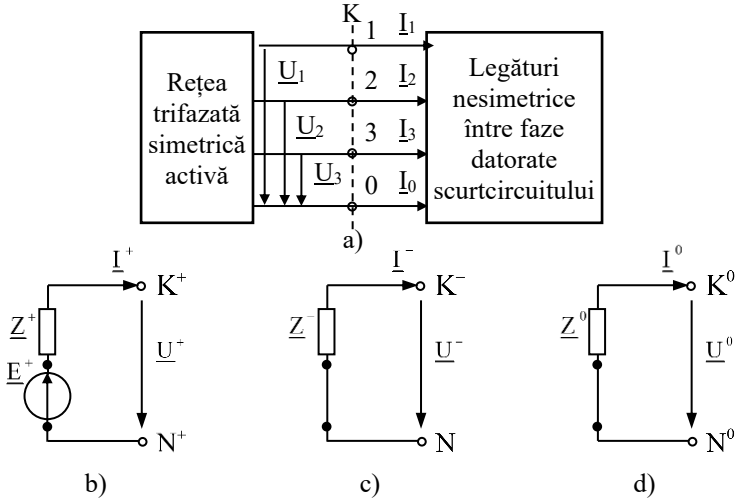


Fig.14.5 Reprezentarea schemelor echivalente pentru rețele de diferite secvențe:
a) rețea trifazată simetrică activă; b) rețea de secvență pozitivă; c) rețea de secvență negativă; d) rețea de secvență zero.

Prin convenție se stabilește că sensul pozitiv al curentului în fiecare rețea de diferite secvențe este ieșind din punctul de nesimetrie (defect) sau de dezechilibru, rezultă că în toate cele trei rețele sensul pozitiv al curenților respectivi va fi același (Fig.14.5).

Pentru stabilirea relațiilor dintre curent și tensiune la bornele schemelor de secvență se poate aplica teorema generatorului echivalent de tensiune, respectiv:

$$\underline{U}^+ = \underline{E}^+ - \underline{Z}^+\underline{I}^+;\ \underline{U}^- = \underline{E}^- - \underline{Z}^-\underline{I}^-;\ \underline{U}^0 = \underline{E}^0 - \underline{Z}^0\underline{I}^0, \qquad (14.21)$$

unde: $\underline{E}^+$, $\underline{E}^-$, $\underline{E}^0$ reprezintă componentele simetrice ale tensiunilor electromotoare ale generatorului echivalent, egale cu tensiunile la bornele rețelelor de aceeași secvență pentru funcționarea în gol;

- $\underline{Z}^+,\underline{Z}^-,\underline{Z}^0$- impedanțele echivalente ale rețelelor de secvență pozitivă, negativă și zero, pasivizate.

Generatorul echivalent de tensiune, ca sursele reale din rețea, produce în permanență un sistem simetric de tensiuni electromotoare ($\underline{E}_1$=E; $\underline{E}_2=a^2E$; $\underline{E}_3$=aE), rezultă, conform relațiilor de definiție a componentelor de secvență (0.10): $\underline{E}^+$=E; $\underline{E}^-$=0; $\underline{E}^0$=0. Cu aceste precizări, relațiile (14.21) capătă forma următoare:

$$\underline{U}^+ = \underline{E}^+ - \underline{Z}^+\underline{I}^+;\ \underline{U}^- = -\underline{Z}^+\underline{I}^+;\ \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0\underline{I}^0. \qquad (14.22$$

Aceste relații sunt valabile pentru orice tip de scurtcircuit nesimetric. Ele conțin șase necunoscute și anume trei componente de curent și trei componente de tensiune. Pentru determinarea lor mai sunt necesare încă trei ecuații, care se obțin din condițiile la limită scrise

pentru fiecare tip de scurtcircuit nesimetric. Odată determinate componentele simetrice, cu relațiile (10.7) se calculează tensiunile și curenții la locul de defect.

14.5.4. Impedanțe de secvență

Impedanțele echivalente rezultante de secvență pozitivă $\underline{Z}^+$, negativă $\underline{Z}$ și zero $\underline{Z}^0$ se calculează plecând de la impedanțele de secvență pozitivă, negativă și zero ale fiecărui element component al rețelei - generator, transformator, linie etc. și pot fi exprimate în mărimi fizice [Ω] sau în mărimi raaportate [u.r.].

Impedanța de secvență pozitivă/directă $\underline{Z}^+$ (R^+, X^+) a unui echipament electric se definește prin raportul dintre tensiunea de fază și curentul de linie, atunci când echipamentul respectiv este alimentat de la un sistem de tensiuni de secvență pozitivă (Fig.14.6, a).

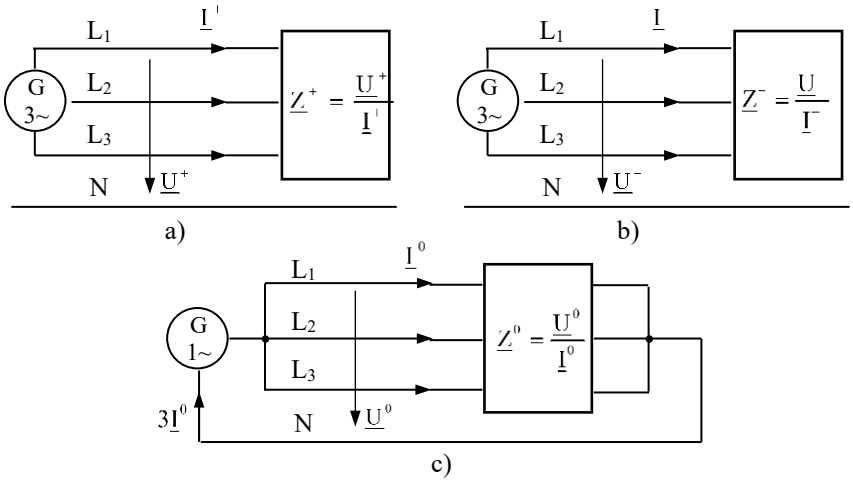


Fig.14.6 Impedanțele de secvență ale echipamentelor [1]:
a) impedanța pozitivă; b) impedanța negativă; c) impedanța zero.

Impedanțele de secvență pozitivă reprezintă impedanțele prin care se caracterizează elementele rețelei în regimul simetric normal sau în cel de scurtcircuit simetric.

Impedanța de secvență negativă/inversă $\underline{Z}$ (R, X) a unui echipament electric se definește prin raportul dintre tensiunea de fază și curentul de linie, atunci când echipamentul respectiv este alimentat de la un sistem de tensiuni de secvență negativă (Fig.14.6, b).

Impedanța de secvență zero a unei legături la pământ este egală cu de trei ori valoarea impedanței de legare la pământ (Fig.14.7).

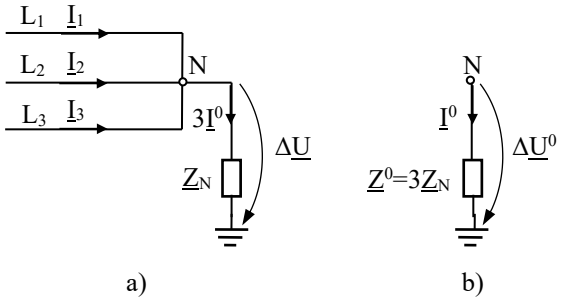


Fig.14.7 Impedanța de secvență zero a unei impedanțe de legare la pământ [1]:
a) schema electrică trifazată; b) schema de secvență zero.

În figura 14.7, a, impedanța de legare la pământ $\underline{Z}_N$ este parcursă de suma curenților de linie, egală cu triplul componentei de secvență zero a acestora ($\underline{I}_1+\underline{I}_2+\underline{I}_3=3\underline{I}^0$). Căderea de tensiune pe impedanța de legare la pământ este:

$$\Delta\underline{U} = \underline{Z}_N(3\underline{I}^0) = (3\underline{Z}_N)\underline{I}^0 . \qquad (14.23)$$

În schema de secvență zero din figura 14.7, b, impedanța de secvență zero $\underline{Z}^0$ a legăturii la pământ este parcursă de curentul de secvență $\underline{I}^0$. Căderea de tensiune pe impedanța $\underline{Z}^0$ este:

$$\Delta\underline{U}^0 = \underline{Z}^0\underline{I}^0 . \qquad (14.24)$$

Deoarece în regimurile de secvență pozitivă și negativă legătura la pământ nu este parcursă de curent, $\Delta\underline{U}=\Delta\underline{U}^0$, din care rezultă că $\underline{Z}^0=3\underline{Z}_N$.

14.5.5. Impedanțele de secvență ale echipamentelor electrice exprimate în unități relative

14.5.5.1. Sistemul unităților relative

Valoarea relativă a unei mărimi fizice oarecare reprezintă raportul acesteia față de valoarea unei alte mărimi fizice, de aceeași natură, aleasă ca unitate de bază. Pentru exprimarea diferitelor mărimi în unități relative, trebuie alese în prealabil, pentru fiecare din ele, unitățile de bază. Deoarece valorile mărimilor de bază sunt numere reale, raportarea unui fazor sau a unui număr complex, reprezentat în sistemul fizic de măsură, la mărimea de bază corespunzătoare nu modifică faza fazorului, respectiv argumentul numărului complex [2].

Mărimile electrice prin care se poate caracteriza un sistem electric sunt: curentul $\underline{I}$, tensiunea $\underline{U}$, puterea aparentă $\underline{S}$, impedanțele rețelei $\underline{Z}$ și defazajele din rețea (acestea din urmă fiind adimensionale).

Dacă se aleg în mod arbitrar puterea de bază S_b și tensiunea de bază U_b, curentul de bază I_b și impedanța de bază Z_b se pot exprima în funcție de mărimile de bază alese:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} ; \qquad (14.25)$$

$$Z_b = \frac{U_b}{\sqrt{3}I_b} = \frac{U_b^2}{S_b} . \qquad (14.26)$$

În consecință, dintre cele patru mărimi de bază doar două pot fi alese arbitrar, celelalte două rezultând din relațiile precedente. De obicei, se aleg ca mărimi de bază puterea S_b și tensiunea U_b. Alegerea mărimilor de bază trebuie făcută astfel încât operațiile de calcul să fie cât mai simple și ordinul de mărime să permită folosirea lor comodă. Se recomandă pentru puterea de bază să se aleagă o valoare care reprezintă un multiplu de 10 (100, 1000 MVA), iar tensiunile de bază se aleg, în mod uzual, egale cu tensiunile nominale ale transformatoarelor de putere [1], [2].

După alegerea mărimilor de bază, curentul, tensiunea, puterea și impedanța în mărimi relative (notate cu indicele „ur”) se determină cu relațiile [1]:

$$\underline{I}_{ur} = \frac{\underline{I}}{I_b} = \underline{I}\frac{\sqrt{3}U_b}{S_b}; \quad \underline{U}_{ur} = \frac{\underline{U}}{U_b}; \quad \underline{S}_{ur} = \frac{\underline{S}}{S_b}; \quad \underline{Z}_{ur} = \frac{\underline{Z}}{Z_b} = \underline{Z}\frac{S_b}{U_b^2} . \qquad (14.27)$$

Deoarece alegerea lui S_b și U_b este arbitrară, aceeași mărime reală poate avea valori numerice diferite când este exprimată în unități relative.

Legea lui Ohm în unități relative este identică cu cea scrisă în unități fizice:

$$\underline{U}_{ur} = \frac{\underline{U}}{U_b} = \frac{\underline{Z}\underline{I}}{Z_b I_b} = \underline{Z}_{ur} \cdot \underline{I}_{ur} . \qquad (14.28)$$

Între tensiunea de linie și cea de fază, exprimate în unități relative, există o relație de egalitate:

$$\underline{U}_{ur} = \frac{\underline{U}}{U_b} = \frac{\sqrt{3}\underline{U}_f}{\sqrt{3}U_{fb}} = \frac{\underline{U}_f}{U_{fb}} = \underline{U}_{f,ur} , \qquad (14.29)$$

iar puterile trifazată și monofazată, în unități relative, sunt numeric egale:

$$S_{ur}^{3f} = \frac{S^{3f}}{S_b^{3f}} = \frac{3 \cdot S^{1f}}{3 \cdot S_b^{1f}} = \frac{S^{1f}}{S_b^{1f}} = S_{ur}^{1f}. \qquad (14.30)$$

Regulile care se aplică în utilizarea metodei unităților relative sunt [1]:

- *valoarea numerică a puterii de bază este aceeași pentru întregul sistem în studiu; se recomandă a se adopta un multiplu de 10*;
- *tensiunile de bază se aleg în așa fel încât să respecte rapoartele de transformare ale transformatoarelor de putere*:

$$\frac{U_{b1}}{U_{b2}} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = K_T, \qquad (14.31)$$

unde U_1 și U_2 sunt tensiunile înfășurărilor de înaltă tensiune (IT), respectiv de joasă tensiune (JT), ale transformatoarelor de putere, iar K_T este raportul de transformare al transformatorului de putere, la curent nominal.

Prin aplicarea regulilor de mai sus, impedanțele transformatorului rămân nemodificate atunci când se face raportarea acestora la tensiunea primară sau secundară.

Această raportare, după rapoartele de transformare reale ale transformatoarelor, se numește raportare exactă. În calculele practice se recurge uneori la raportarea aproximativă, care constă în faptul că pentru fiecare treaptă de transformare tensiunea de bază se ia egală cu tensiunea medie nominală a treptei respective.

Dacă se modifică mărimile de bază de la S_{b1} și U_{b1} la S_{b2} și U_{b2}, se modifică valorile relative în timp ce valorile mărimilor în unități absolute rămân nemodificate, deci:

$$\underline{Z} = \underline{Z}^*_{vechi} \cdot Z_{b,vechi} = \underline{Z}_{ur,nou} \cdot Z_{b,nou} \Rightarrow \underline{Z}_{ur,nou} = \underline{Z}_{ur,vechi} \left(\frac{U_{b,vechi}}{U_{b,nou}} \right)^2 \frac{S_{b,nou}}{S_{b,vechi}}. \qquad (14.32)$$

Producătorii de echipamente electrice dau de multe ori impedanțele unor elemente de rețea (generatoare, transformatoare, bobine de reactanță) în unități relative, prin raportare la impedanța de referință Z_n, corespunzătoare parametrilor nominali ai elementului respectiv (I_n, U_n și S_n). Valorile impedanțelor relative nominale se determină cu (14.29), în care unitățile de bază se înlocuiesc cu unitățile corespunzătoare nominale, adică:

$$Z_{n,ur} = \frac{Z}{Z_n} = \frac{\sqrt{3}\, Z I_n}{U_n} = Z \frac{S_n}{U_n^2}. \qquad (14.33)$$

Transformarea impedanțelor relative nominale în impedanțe raportate la unitățile de bază (S_b și U_b), se face pe baza relației (14.34), obținându-se:

$$Z_{ur} = Z_{n,ur} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2}. \qquad (14.34)$$

În cazul schemelor cu mai multe trepte de tensiune, cuplate prin transformatoare, determinarea valorilor relative ale impedanțelor se face prin raportarea la impedanța de bază a treptei de transformare la care se găsesc impedanțele respective.

14.5.6. Rețele de secvență

La aplicarea metodei componentelor simetrice, se construiesc trei rețele separate și anume rețeaua de secvență pozitivă, negativă și zero, în scopul reprezentării mărimilor de secvență.

Rețelele de secvență, sunt rețele monofazate în care fiecare element component de rețea este reprezentat prin impedanța de secvență corespunzătoare secvenței respective. În figura 14.8 este prezentat un exemplu de întocmire a rețelelor de secvență, impedanțele elementelor componente fiind exprimate în mărimi fizice.

În cazul schemelor cu mai multe trepte de tensiune, cuplate prin transformatoare, toate impedanțele trebuie raportate la aceeași treaptă de tensiune (de regulă cea la care are loc

defectul). Această raportare permite conectarea galvanică în cadrul schemei echivalente de calcul a impedanțelor echivalente ale elementelor rețelei, care funcționează la tensiuni diferite, fiind cuplate prin intermediul transformatoarelor.

Dacă impedanțele echipamentelor au fost calculate la nivelul de tensiune U_1, iar la locul defectului tensiunea este U_2, raportarea constă în multiplicarea impedanțelor calculate la tensiunea U_1, cu raportul $(U_2/U_1)^2$, pe liniile fără transformator, respectiv se vor diviza cu pătratul raportului de transformare al transformatorului, $K_T=U_{1T}/U_{2T}$, U_{1T} fiind tensiunea înfășurării de înaltă tensiune, iar U_{2T} tensiunea înfășurării de joasă tensiune, dacă există transformatoare și $U_1/U_2 \neq U_{1T}/U_{2T}$. În cazul blocurilor generator-transformator, raportarea impedanței generatorului la tensiunea înaltă a transformatorului (ridicător) se va face prin multiplicarea acesteia cu pătratul raportului de transformare, definit anterior.

În cazul exprimării impedanțelor în unități relative, toate impedanțele trebuie raportate la o aceeași impedanță de bază sau, ceea ce este echivalent, la o aceeași putere de bază (S_b) și tensiune de bază (U_b).

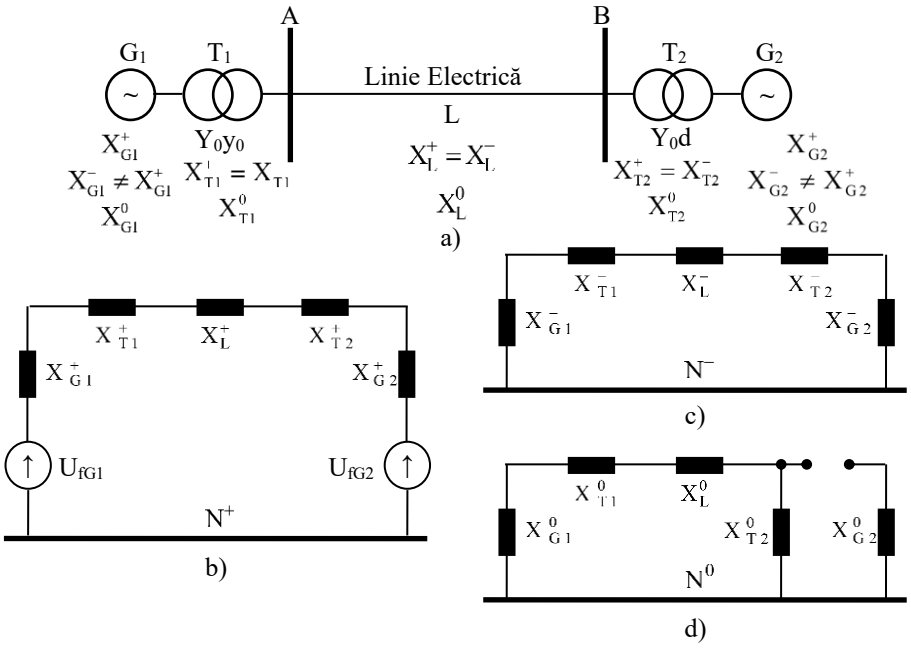


Fig.14.8 Rețelele de secvență [1]:
a) schema monofilară de conexiuni; b) rețea echivalentă de secvență pozitivă; c) rețea echivalentă de secvență negativă; d) rețea echivalentă de secvență zero.

Dacă se calculează curenții de scurtcircuit în puncte cu tensiuni diferite, impedanțele exprimate în ohmi se modifică dar, impedanțele în unități relative rămân neschimbate.

Rețeaua de secvență pozitivă (Fig.14.8, b) se obține din schema monofilară (Fig.14.8, a), în care se înlocuiește fiecare element prin impedanța sa pozitivă.

Parametrii necesari întocmirii rețelelor de secvență pozitivă sunt: parametrii transformatorului, impedanțele liniilor electrice, impedanța echivalentă a sarcinii electrice.

Deoarece generatoarele din sistem produc un sistem trifazat de tensiuni electromotoare de secvență pozitivă, ele vor apărea ca surse de tensiune numai în rețelele de secvență pozitivă.

Rețeaua de secvență negativă (Fig.14.8, c) are aceeași structură ca rețeaua de secvență pozitivă dar nu are surse de tensiune. În calculele se consideră $Z=Z^+$.

Rețeaua de secvență zero, rețea pasivă fără surse de tensiune (Fig.14.8, d), este complet diferită față de cele de secvență pozitivă și negativă. Ea reprezintă calea curentului de secvență zero și are următoarele particularități:

➢ structura rețelei este determinată de caracteristicile constructive ale liniilor electrice și de situația neutrului rețelei față de pământ, respectiv de numărul și tipul transformatoarelor cu neutrul legat direct la pământ;
➢ impedanțele de pământare din schema de conexiuni, care apar în rețeaua de secvență zero, se multiplică cu trei.

Pentru calculul curenților de scurtcircuit, la întocmirea rețelelor de secvență se introduc numai elementele care ar fi parcurse de curenții de secvență respectivi.

14.5.7. Sursa echivalentă de tensiune

Determinarea curentului de scurtcircuit la locul de defect K este posibilă cu ajutorul unei surse echivalente de tensiune, aplicată în rețeaua de secvență pozitivă, în acest punct K. Aceasta va fi singura sursă activă de tensiune a sistemului. Tensiunea acestei surse ideale reprezintă tensiunea reală la locul de scurtcircuit înainte de apariția acestuia, în condițiile cele mai grele.

Tensiunea sursei echivalente de tensiune se determină cu relația $c \cdot U_n / \sqrt{3}$. Factorul c (Tabelul 14.3) depinde de tensiunea rețelei și diferă după cum se efectuează calculul pentru curentul de scurtcircuit minim sau maxim.

Se neglijează toate capacitățile liniilor și toate admitanțele transversale ale celorlalte elemente pasive cu excepția celor de secvență zero (scurtcircuite nesimetrice în rețelele de IT). Pozițiile reale ale comutatorului de ploturi în cazul scurtcircuitelor departe de generator nu sunt importante, eroarea introdusă fiind neglijabilă.

În figura 14.9 se prezintă un exemplu de utilizare a sursei echivalente de tensiune, singura sursă activă din sistem, pentru determinarea curentului simetric inițial de scurtcircuit I''_k în punctul K.

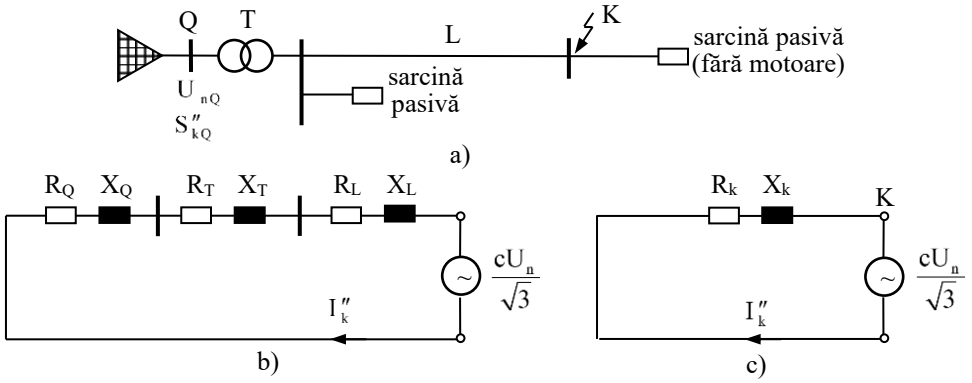


Fig.14.9 Explicativă pentru calculul curentului de scurtcircuit simetric inițial I''_k, utilizând metoda sursei echivalente de tensiune (scurtcircuit trifazat):
a) schema monofilară a sistemului; b) schema rețelei echivalente de secvență pozitivă; c) schema echivalentă de calcul, cu impedanța Z_k de scurtcircuit.

Toate celelalte tensiuni active din sistem sunt considerate egale cu zero. Astfel, alimentarea din sistem este reprezentată numai prin impedanța de scurtcircuit Z_Q a sistemului (Fig.14.9, b). Aceasta se poate determina în funcție de puterea inițială de scurtcircuit S''_{kQ} pe barele de alimentare Q.

Puterea de scurtcircuit reprezintă puterea debitată de sistem la un scurtcircuit trifazat pe bare, având expresia:

$$S''_{kQ} = \sqrt{3} U_{nQ} I''_{kQ}, \tag{14.35}$$

I''_{kQ} fiind curentul de scurtcircuit simetric inițial la nivelul barelor de alimentare.

Impedanța de scurtcircuit a sistemului se determină astfel:

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} = \frac{cU_{nQ}^2}{S''_{kQ}}. \tag{14.36}$$

Dacă nu se cunosc rezistența R_Q și reactanța X_Q a sistemului, se poate considera că [1]:

$$\begin{aligned} R_Q &= 0,1 \cdot X_Q; \\ X_Q &= 0,995 \cdot Z_Q. \end{aligned} \tag{14.37}$$

Dacă se cunoaște raportul R_Q/X_Q și impedanța de scurtcircuit Z_Q a sistemului, se poate calcula reactanța sistemului cu relația [1]:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \frac{R_Q}{X_Q}}}. \tag{14.38}$$

Pentru calculul curentului de scurtcircuit, este necesară reducerea schemei rețelei de secvența pozitivă (Fig.14.9, b) la o impedanță echivalentă, văzută de la locul de defect, care reprezintă impedanța de scurtcircuit Z_k. Dacă impedanțele sunt exprimate în unități fizice, reducerea schemei este posibilă numai după raportarea tuturor impedanțelor la tensiunea sursei echivalente (tensiunea de la locul de defect, înainte de apariția acestuia). În final, se obține schema echivalentă de calcul, cu impedanța Z_k de scurtcircuit (Fig.14.9, c), iar curentul simetric inițial de scurtcircuit I''_k se calculează cu relația:

$$I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k}. \tag{14.39}$$

14.6. APLICAREA METODEI COMPONENTELOR SIMETRICE LA CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

Pentru calculul curenților de scurtcircuit prin metoda componentelor simetrice se întocmesc schemele inițiale de secvență pozitivă, negativă și zero. Fiecare schemă de secvență se supune unor transformări și transfigurări succesive până când se reduce la o impedanță echivalentă, văzută de la locul de defect, care reprezintă impedanța de scurtcircuit, corespunzătoare secvenței respective.

Rețeaua de secvență pozitivă se consideră alimentată din sursa echivalentă de tensiune, sursă ideală a cărei tensiune electromotoare, $c \cdot U_n / \sqrt{3}$, este egală cu tensiunea reală la locul de scurtcircuit înainte de apariția acestuia.

Dacă calculele se fac în unități fizice, reducerea schemelor de secvență este posibilă numai după raportarea tuturor impedanțelor la tensiunea sursei echivalente (tensiunea de la locul de defect, înainte de apariția acestuia).

În funcție de tipul scurtcircuitului, schemele finale de secvență se pot conecta într-un mod specific defectului, ceea ce permite determinarea directă a componentelor simetrice ale curenților și tensiunilor la locul defectului.

În continuare cu U_{indice} s-au notat tensiunile pe fază!

14.6.1. Scurtcircuitul trifazat

Condițiile la locul de defect K (Fig.14.10, a) sunt [1]:

$$\begin{cases} \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0 \\ \underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3 = 0 \end{cases}. \tag{14.40}$$

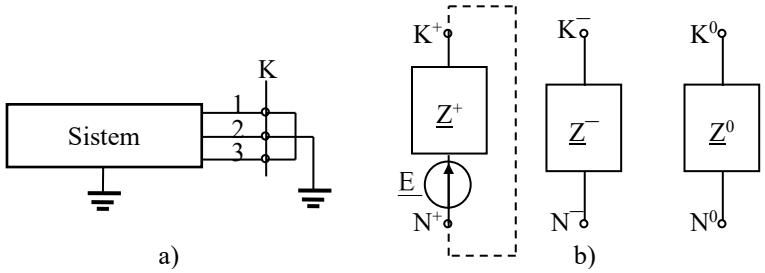


Fig.14.10 Scurtcircuit trifazat:
a) condiții la locul de defect; b) conectarea schemelor de secvență.

Curenții $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ și $\underline{I}_3$ în funcție de componentele simetrice $\underline{I}^+$, $\underline{I}$ și $\underline{I}^0$, conform (10.7), se obține:

$$\left(\underline{I}^0+\underline{I}^++\underline{I}^-\right)+\left(\underline{I}^0+a^2\underline{I}^++a\underline{I}^-\right)+\left(\underline{I}^0+a\underline{I}^++a^2\underline{I}^-\right)=0, \tag{14.41}$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0=0. \tag{14.42}$$

Tensiunile fază - pământ la locul de defect se pot exprima în funcție de componentele lor simetrice, conform relației (10.7):

$$\begin{cases}\underline{U}_1=\underline{U}^++\underline{U}^-+\underline{U}^0\\ \underline{U}_2=a^2\underline{U}^++a\underline{U}^-+\underline{U}^0\\ \underline{U}_3=a\underline{U}^++a^2\underline{U}^-+\underline{U}^0\end{cases} \tag{14.43}$$

Dacă ținem seama de relațiile (14.22), se obține:

$$\begin{cases}\underline{U}_1=\underline{E}-\underline{Z}^+\underline{I}^+-\underline{Z}^-\underline{I}^--\underline{Z}^0\underline{I}^0\\ \underline{U}_2=a^2\underline{E}-a^2\underline{Z}^+\underline{I}^+-a\underline{Z}^-\underline{I}^--\underline{Z}^0\underline{I}^0\\ \underline{U}_3=a\underline{E}-a\underline{Z}^+\underline{I}^+-a^2\underline{Z}^-\underline{I}^--\underline{Z}^0\underline{I}^0\end{cases} \tag{14.44}$$

Prin adunarea celor trei ecuații și ținând seama de proprietățile operatorului a ($1+a+a^2=0$), rezultă:

$$\underline{U}_1+\underline{U}_2+\underline{U}_3=3\underline{U}_1=0, \tag{14.45}$$

deci:

$$\underline{U}_1=\underline{U}_2=\underline{U}_3=0. \tag{14.46}$$

Dacă din prima ecuație a sistemului (14.44) se scade cea de-a doua ecuație, multiplicată cu a, se obține:

$$\underline{U}_1-a\,\underline{U}_2=\left(a^2-1\right)\underline{Z}^-\,\underline{I}^-=\left(1-a\right)\underline{U}_1=0, \tag{14.47}$$

din care rezultă că:

$$\underline{I}^-=0. \tag{14.48}$$

În final, relațiile de calcul pentru componentele simetrice ale curenților, în cazul scurtcircuitului trifazic, sunt următoarele:

$$\underline{I}^+=\frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+};\quad \underline{I}^-=0;\quad \underline{I}^0=0. \tag{14.49}$$

Din relațiile (14.49) rezultă că în cazul scurtcircuitului trifazat schemele de secvență negativă și zero sunt în gol (Fig.14.10, b).

Curenții de scurtcircuit din cele trei faze se calculează astfel:

$$\begin{cases} \underline{I}_{1k}^{(3)} = \underline{I}_1 = \underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = \underline{I}^+ = \dfrac{\underline{E}}{\underline{Z}^+} \\ \underline{I}_{2k}^{(3)} = \underline{I}_2 = \underline{I}^0 + a^2\underline{I}^+ + a\underline{I}^- = a^2\underline{I}^+ = e^{-j120°}\underline{I}^+ \\ \underline{I}_{3k}^{(3)} = \underline{I}_3 = \underline{I}^0 + a\underline{I}^+ + a^2\underline{I}^- = a\underline{I}^+ = e^{j120°}\underline{I}^+ \end{cases} . \tag{14.50}$$

Curenții de scurtcircuit trifazat din cele trei faze formează un sistem simetric de secvență pozitivă, având valoarea efectivă:

$$I_{1k}^{(3)} = I_{2k}^{(3)} = I_{3k}^{(3)} = I_k^{(3)} = \frac{E}{Z^+} . \tag{14.51}$$

După pasivizarea rețelei de secvență pozitivă și introducerea sursei echivalente de tensiune, relația (14.51) devine:

$$I_k^{(3)} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z^+} . \tag{14.52}$$

Dacă impedanțele sunt exprimate în unități relative, valoarea relativă a curentului de scurtcircuit trifazat se determină astfel:

$$I_k^{(3)*} = \frac{I_k^{(3)}}{I_b} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z^+} \cdot \frac{\sqrt{3}U_b}{S_b} = \frac{c\dfrac{U_n}{U_b}}{Z^+ \cdot \dfrac{S_b}{U_b^2}} = \frac{cU^*}{\left(Z^+\right)^*} . \tag{14.53}$$

Curentul de scurtcircuit, exprimat în unități fizice, se calculează cu relația:

$$I_k^{(3)} = I_k^{(3)*} I_b = I_k^{(3)*} \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} . \tag{14.54}$$

14.6.2. Scurtcircuitul bifazat

Condițiile în locul de defect în cazul unui scurtcircuit între fazele 2 și 3 (Fig.14.11, a) sunt:

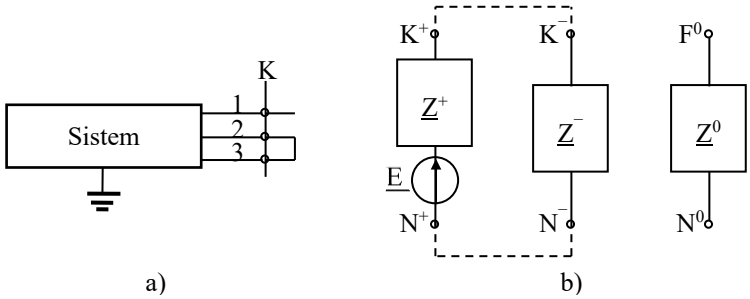


Fig.14.2 Scurtcircuit bifazat fără pământ:
a) condiții la locul de defect; b) conectarea schemelor de secvență.

$$\begin{cases} \underline{I}_1 = 0 \\ \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0 \\ \underline{U}_2 = \underline{U}_3 \end{cases} . \tag{14.55}$$

Componentele simetrice ale curentului la locul de defect sunt:

$$\begin{cases} \underline{I}^0 = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3\right) = 0 \\ \underline{I}^+ = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + a\underline{I}_2 + a^2\underline{I}_3\right) = \frac{1}{3}\left(a - a^2\right)\underline{I}_2 , \\ \underline{I}^- = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + a^2\underline{I}_2 + a\underline{I}_3\right) = \frac{1}{3}\left(a^2 - a\right)\underline{I}_2 \end{cases} \tag{14.56}$$

din care rezultă că nu există componentă zero de curent, iar componentele pozitivă și negativă ale curentului sunt egale și de sensuri opuse, deci:

$$\underline{I}^0 = 0; \quad \underline{I}^+ = -\underline{I}^- . \tag{14.57}$$

Din relațiile generale (10.10) rezultă că și tensiunea de secvență zero este nulă, deci $\underline{U}^0=0$.

Componentele simetrice $\underline{U}^+$ și $\underline{U}^-$ ale tensiunii au expresiile:

$$\begin{aligned} \underline{U}^+ &= \frac{1}{3}(\underline{U}_1 + a\underline{U}_2 + a^2\underline{U}_3) = \frac{1}{3}[\underline{U}_1 + (a + a^2)\underline{U}_2]; \\ \underline{U}^- &= \frac{1}{3}(\underline{U}_1 + a^2\underline{U}_2 + a\underline{U}_3) = \frac{1}{3}[\underline{U}_1 + (a + a^2)\underline{U}_2], \end{aligned} \tag{14.58}$$

din care rezultă că ele sunt egale. În concluzie:

$$\underline{U}^0 = 0; \quad \underline{U}^+ = \underline{U}^- . \tag{14.59}$$

Ținând cont de (14.22), (14.57) și (14.59) se obține:

$$\underline{E} - \underline{Z}^+\underline{I}^+ = -\underline{Z}^-\underline{I}^- = \underline{Z}^-\underline{I}^+ , \tag{14.60}$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^+ = -\underline{I}^- = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} . \tag{14.61}$$

Pe baza relației (14.22) se constată că schema de secvență zero este în gol, iar schemele de secvență pozitivă și negativă sunt în paralel (Fig.14.11, b).

Curenții de scurtcircuit bifazat se calculează ținând cont de (14.57), astfel:

$$\begin{cases} \underline{I}_{2k}^{(2)} = \underline{I}_2 = a^2\underline{I}^+ + a\underline{I}^- = \left(a^2 - a\right)\underline{I}^+ = -\frac{j\sqrt{3}\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} = -\frac{jcU_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} \\ \underline{I}_{3k}^{(2)} = \underline{I}_3 = -\underline{I}_2 = \frac{j\sqrt{3}\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} = \frac{jcU_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} \end{cases} . \tag{14.62}$$

Ținând cont că $\underline{U}^0 = 0$ și $\underline{U}^+ = \underline{U}^-$, se determină tensiunile:

$$\begin{cases} \underline{U}_1 = \underline{U}^+ + \underline{U}^- + \underline{U}^0 = 2\underline{U}^+ = 2\underline{U}^- = -2\underline{Z}^-\underline{I}^- = 2\underline{Z}^-\underline{I}^+ = \frac{2\underline{Z}^-}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^-}\underline{E} \\ \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = a^2\underline{U}^+ + a\underline{U}^- + \underline{U}^0 = \left(a^2 + a\right)\underline{U}^+ = -\underline{U}^+ = -\underline{U}^- = \underline{Z}^-\underline{I}^- = -\underline{Z}^-\underline{I}^+ = -\frac{\underline{U}_1}{2} \end{cases} . \tag{14.63}$$

Dacă se consideră $\underline{Z}^- = \underline{Z}^+$, rezultă:

$$\underline{U}_1 = \underline{E} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}} , \tag{14.64}$$

deci tensiunea fazei 1 rămâne neschimbată.

14.6.3. Scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ

Condițiile în locul de defect, în cazul unui scurtcircuit între fazele 2, 3 și pământ (Fig.14.12, a), sunt:

$$\begin{cases} \underline{I}_1 = 0 \\ \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = 0 \end{cases}. \tag{14.65}$$

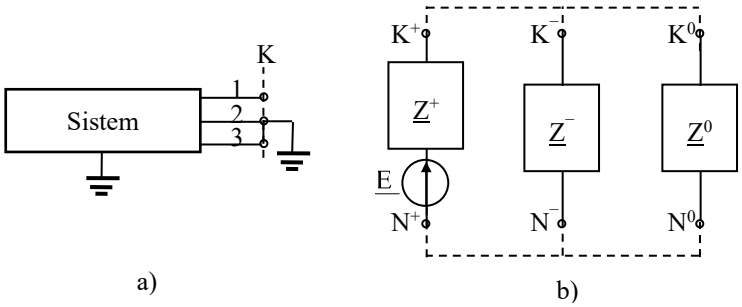


Fig.14.12 Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ:
a) condiții la locul de defect; b) conectarea schemelor de secvență.

Componentele simetrice ale tensiunilor la locul de defect, în condițiile (14.65), sunt:

$$\underline{U}^0 = \underline{U}^+ = \underline{U}^- = \frac{1}{3}\underline{U}_1 . \tag{14.66}$$

Expresia curentului $\underline{I}_1$ în funcție de componentele sale simetrice este:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = 0 . \tag{14.67}$$

Din relațiile (14.66) și (14.67) rezultă că schemele de secvență sunt conectate în paralel (Fig.14.12, b).

Expresiile tensiunilor $\underline{U}_2$ și $\underline{U}_3$, în funcție de componentele lor simetrice și ținând seama de relațiile generale (10.10), se pot scrie astfel:

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = a^2\underline{U}^+ + a\underline{U}^- + \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0\underline{I}^0 + a^2\underline{E} - a^2\underline{Z}^+\underline{I}^+ - a\underline{Z}^-\underline{I}^- = 0 \\ \underline{U}_3 = a\underline{U}^+ + a^2\underline{U}^- + \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0\underline{I}^0 + a\underline{E} - a\underline{Z}^+\underline{I}^+ - a^2\underline{Z}^-\underline{I}^- = 0 \end{cases}. \tag{14.68}$$

Se calculează:

$$\underline{U}_2 - a\underline{U}_3 = (a-1)\underline{Z}^0\underline{I}^0 - (a-1)\underline{Z}^-\underline{I}^- = 0 , \tag{14.69}$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0 = \frac{\underline{Z}^-}{\underline{Z}^0}\underline{I}^- . \tag{14.70}$$

Din relațiile (14.67) și (14.70) se obține:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = \frac{\underline{Z}^-}{\underline{Z}^0}\underline{I}^- + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = \underline{I}^+ + \frac{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0}{\underline{Z}^0}\underline{I}^- = 0 . \tag{14.71}$$

Curenții de secvența negativă și zero pot fi exprimați în funcție de curentul de secvență pozitivă:

$$\underline{I}^- = \frac{-\underline{Z}^0}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0}\underline{I}^+ ; \quad \underline{I}^0 = \frac{-\underline{Z}^-}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0}\underline{I}^+ . \tag{14.72}$$

În conformitate cu (14.67) se poate scrie:

$$\underline{U}_2 + \underline{U}_3 = -\underline{E} + \underline{Z}^+\underline{I}^+ + \underline{Z}^-\underline{I}^- - 2\underline{Z}^0\underline{I}^0 = 0 . \tag{14.73}$$

Din relațiile (14.72) și (14.73) se determină componentele simetrice ale curenților:

$$\begin{cases} \underline{I}^{+} = \dfrac{\left(\underline{Z}^{-} + \underline{Z}^{0}\right)\underline{E}}{\underline{Z}^{+}\underline{Z}^{-} + \underline{Z}^{+}\underline{Z}^{0} + \underline{Z}^{-}\underline{Z}^{0}} \\ \underline{I}^{-} = \dfrac{-\underline{Z}^{0}\underline{E}}{\underline{Z}^{+}\underline{Z}^{-} + \underline{Z}^{+}\underline{Z}^{0} + \underline{Z}^{-}\underline{Z}^{0}} \\ \underline{I}^{-} = \dfrac{-\underline{Z}^{-}\underline{E}}{\underline{Z}^{+}\underline{Z}^{-} + \underline{Z}^{+}\underline{Z}^{0} + \underline{Z}^{-}\underline{Z}^{0}} \end{cases}. \tag{14.74}$$

Expresiile curenților de scurtcircuit sunt:

$$\begin{cases} \underline{I}_{1k}^{(2p)} = \underline{I}_1 = 0 \\ \underline{I}_{2k}^{(2)} = \underline{I}_2 = a^2\underline{I}^{+} + a\underline{I}^{-} + \underline{I}^{0} = \dfrac{-\sqrt{3}\underline{E}}{2} \cdot \dfrac{\sqrt{3}\underline{Z}^{-} + j\left(\underline{Z}^{-} + 2\underline{Z}^{0}\right)}{\underline{Z}^{+}\underline{Z}^{-} + \underline{Z}^{+}\underline{Z}^{0} + \underline{Z}^{-}\underline{Z}^{0}} \\ \underline{I}_{3k}^{(2)} = \underline{I}_3 = a\underline{I}^{+} + a^2\underline{I}^{-} + \underline{I}^{0} = \dfrac{-\sqrt{3}\underline{E}}{2} \cdot \dfrac{\sqrt{3}\underline{Z}^{-} - j\left(\underline{Z}^{-} + 2\underline{Z}^{0}\right)}{\underline{Z}^{+}\underline{Z}^{-} + \underline{Z}^{+}\underline{Z}^{0} + \underline{Z}^{-}\underline{Z}^{0}} \end{cases}. \tag{14.75}$$

Curentul prin pământ reprezintă de trei ori curentul de secvență zero, deci:

$$\underline{I}_P = 3\underline{I}^{0} = \frac{-3\underline{Z}^{-}\underline{E}}{\underline{Z}^{+}\underline{Z}^{-} + \underline{Z}^{+}\underline{Z}^{0} + \underline{Z}^{-}\underline{Z}^{0}}. \tag{14.76}$$

Tensiunea fazei sănătoase față de pământ, în conformitate cu relațiile (14.63) și (14.75), se poate calcula astfel:

$$\underline{U}_1 = 3\underline{U}^{-} = -3\underline{Z}^{-}\underline{I}^{-} = \frac{3\underline{Z}^{-}\underline{Z}^{0}\underline{E}}{\underline{Z}^{+}\underline{Z}^{-} + \underline{Z}^{+}\underline{Z}^{0} + \underline{Z}^{-}\underline{Z}^{0}}. \tag{14.77}$$

14.6.4. Scurtcircuitul monofazat

Condițiile la locul de defect K (Fig.14.13, a) sunt:

$$\begin{cases} \underline{I}_2 = \underline{I}_3 = 0 \\ \underline{U}_1 = 0 \end{cases}. \tag{14.78}$$

Curenții de secvență se determină cu relațiile (9.7), ținând seama de condiția la locul de defect (14.78), astfel:

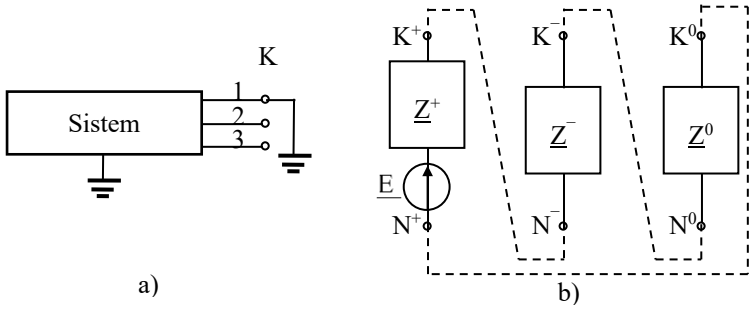


Fig.14.13 Scurtcircuit monofazat:
a) condiții la locul de defect; b) conectarea schemelor de secvență.

$$\begin{cases} \underline{I}^0 = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3\right) = \frac{1}{3}\underline{I}_1 \\ \underline{I}^+ = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + a\underline{I}_2 + a^2\underline{I}_3\right) = \frac{1}{3}\underline{I}_1 \\ \underline{I}^- = \frac{1}{3}\left(\underline{I}_1 + a^2\underline{I}_2 + a\underline{I}_3\right) = \frac{1}{3}\underline{I}_1 \end{cases}, \tag{14.79}$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0 = \underline{I}^+ = \underline{I}^- = \frac{1}{3}\underline{I}_1 . \tag{14.80}$$

Ținând seama de relațiile (14.44) și (14.80), se obține:

$$\underline{E} - (\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0)\underline{I}^+ = 0 , \tag{14.81}$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0 = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} . \tag{14.82}$$

Din relația (14.82) rezultă că în cazul scurtcircuitului monofazat schemele de secvență pozitivă, negativă și zero pot fi conectate în serie (Fig.14.13, b). Se menționează că această schemă corespunde fazei de referință (faza 1 în cazul analizat).

Cu relațiile (14.81) și (14.82) se determină intensitatea curentului $\underline{I}_1$, care reprezintă curentul de scurtcircuit monofazat:

$$\underline{I}_k^{(1)} = \underline{I}_1 = 3\underline{I}^+ = \frac{3\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} . \tag{14.83}$$

Dacă impedanțele sunt exprimate în unități relative, valoarea relativă a curentului de scurtcircuit monofazat se determină cu relația:

$$\underline{I}_k^{(1)*} = \frac{3cU^*}{\left(\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0\right)^*} . \tag{14.84}$$

Curentul de scurtcircuit, exprimat în unități fizice, se calculează cu relația:

$$I_k^{(1)} = I_k^{(1)*} I_b = I_k^{(1)*} \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} . \tag{14.85}$$

Componentele simetrice ale tensiunilor la locul de defect se calculează cu relațiile (10.10), ținând seama de (14.82):

$$\underline{U}^+ = \underline{E} - \underline{Z}^+ I^+ = (\underline{Z}^- + \underline{Z}^0)\underline{I}^+ ;\ \underline{U}^- = -\underline{Z}^- \underline{I}^+ ;\ \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0 \underline{I}^+ . \tag{14.86}$$

Expresiile tensiunilor fazelor sănătoase la locul de defect se determină cu relațiile (10.10), astfel:

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = a^2\underline{U}^+ + a\underline{U}^- + \underline{U}^0 = \underline{I}^+\left[\left(a^2 - a\right)\underline{Z}^- + \left(a^2 - 1\right)\underline{Z}^0\right] = \dfrac{\underline{E}\left[\left(a^2 - a\right)\underline{Z}^- + \left(a^2 - 1\right)\underline{Z}^0\right]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \\ \underline{U}_3 = a\underline{U}^+ + a^2\underline{U}^- + \underline{U}^0 = \underline{I}^+\left[\left(a - a^2\right)\underline{Z}^- + \left(a - 1\right)\underline{Z}^0\right] = \dfrac{\underline{E}\left[\left(a - a^2\right)\underline{Z}^- + \left(a - 1\right)\underline{Z}^0\right]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \end{cases}, \tag{14.87}$$

sau ținând seama de relația (10.2), expresiile tensiunilor devin:

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = \dfrac{-\sqrt{3}\underline{E}}{2} \cdot \dfrac{\left[\sqrt{3}\underline{Z}^0 + j\left(2\underline{Z}^- + \underline{Z}^0\right)\right]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \\ \underline{U}_3 = \dfrac{-\sqrt{3}\underline{E}}{2} \cdot \dfrac{\left[\sqrt{3}\underline{Z}^0 - j\left(2\underline{Z}^- + \underline{Z}^0\right)\right]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \end{cases}, \tag{14.88}$$

Din relațiile precedente rezultă că valorile efective ale tensiunilor fazelor sănătoase față de pământ sunt egale, deci $U_2=U_3$.

14.6.5. Compararea curenților diferitelor tipuri de scurtcircuit

Se consideră că scurtcircuitele se produc într-un punct depărtat electric față de sursă ($X^+ \approx X^-$), iar variația valorii efective a componentei periodice a curentului de scurtcircuit, în timpul procesului tranzitoriu, este neglijabilă [2].

Raportul dintre curentul de scurtcircuit nesimetric și curentul de scurtcircuit trifazat, în același punct [2]:

$$\alpha_{n-3} = \frac{I_k^{(n)}}{I_k^{(3)}}, \tag{14.89}$$

are expresii specifice pentru fiecare tip de scurtcircuit nesimetric, astfel:

- pentru scurtcircuitul monofazat:

$$\alpha_{1-3} = \frac{3}{2 + \dfrac{X^0}{X^+}} \tag{14.90}$$

și se află între limitele $0 \le \alpha_{1\text{-}3} < 1{,}5$; limita inferioară corespunde la $X^0/X^+ \to \infty$, iar limita superioară la $X^0/X^+ \to 0$;

- pentru scurtcircuitul bifazat fără pământ, rezultă:

$$\alpha_{2-3} = \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad \text{deci} \quad I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)} = 0{,}87 I_k^{(3)}; \tag{14.91}$$

- pentru scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ se obține:

$$\alpha_{2+p,3} = \sqrt{3}\sqrt{1 - \frac{X^+X^0}{\left(X^+ + X^0\right)^2}} \frac{1}{1 + \dfrac{X^0}{X^+ + X^0}} \tag{14.92}$$

și se află între limitele $\sqrt{3}/2 \le \alpha_{2+p,3} < \sqrt{3}$; limita inferioară corespunde la $X^0/X^+ \to \infty$, iar cea superioară la $X^0/X^+ \to 0$.

14.7. EFECTELE CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

Curenții de scurtcircuit se manifestă asupra echipamentelor și instalațiilor electrice prin solicitări termice și electrodinamice (mecanice), care se exercită atât asupra căilor conductoare, cât și asupra elementelor de izolație învecinate [2].

14.7.1. Efectul termic al curenților de scurtcircuit

Efectul termic al curentului de scurtcircuit este proporțional cu $\int i_k^2 dt$, în care i_k este valoarea instantanee a curentului de scurtcircuit și t durata acestuia. Mărimea

$$S(0,t) = \int_0^t i_k^2 dt \tag{14.93}$$

poartă denumirea de solicitare termică la scurtcircuit și cu ajutorul ei se poate verifica stabilitatea termică a căii conductoare, care reprezintă capacitatea acesteia de a rezista acțiunii termice a curentului de scurtcircuit în decursul unui interval de timp [2].

Cea mai folosită metodă pentru calculul S(0,t) este metoda V.D.E., care folosește diagramele și formulele de calcul elaborate de Röeper. Cu ajutorul acestei metode se calculează o solicitare termică, dată de componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit, cu relația:

$$S_a(0,t) = m\, I_k''^2\, t \tag{14.94}$$

și o solicitare termică, dată de componenta periodică a curentului de scurtcircuit, cu relația:

$$S_p = n\, I_k''^2\, t\,, \tag{14.95}$$

ambele solicitării fiind exprimate prin valoarea efectivă inițială a componentei periodice a curentului de scurtcircuit I_k''. În relațiile precedente, m este un factor de corecție pentru componenta aperiodică, n - factor de corecție pentru componenta periodică, iar t este timpul real de durată a scurtcircuitului.

Solicitarea termică dată de întregul curent de scurtcircuit se obține prin însumarea celor două solicitări, corespunzătoare componentelor aperiodică și periodică a curentului de scurtcircuit:

$$S(0,t) = (m+n) I_k''^2\, t\,. \tag{14.96}$$

Factorii m și n pot fi calculați analitic dar determinarea lor se face, de obicei, din diagrame. Astfel, în figura 14.14, a este reprezentată variația factorului m în funcție de durata t a scurtcircuitului, pentru diferite valori ale coeficientului de șoc, iar în figura 14.14, b este reprezentată variația lui n în funcție de t, parametrul pe curbă fiind raportul I_k'' / I_k, unde I_k este valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit permanent.

Pornind de la relația (14.96) se poate determina curentul echivalent I_e, constant ca valoare efectivă, care produce în timpul real de scurtcircuit același efect termic ca curentul de scurtcircuit, astfel:

$$I_e^2\, t = (m+n) I_k''^2\, t\,, \tag{14.97}$$

din care rezultă:

$$I_e = I_k''\sqrt{m+n}\,. \tag{14.98}$$

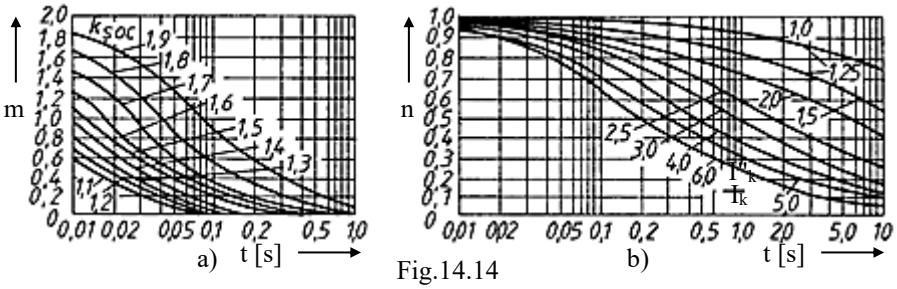


Fig.14.14

Deseori se utilizează în calcule curentul echivalent de 1 s, I_{e1s}, care este acel curent constant ca valoare efectivă, care într-o secundă produce același efect termic ca și curentul de scurtcircuit în timpul t, deci [2]:

$$I_{e1s}^2\, 1 = \int_0^t i_k^2 dt = I_k''^2 (m+n)\, t\,, \tag{14.99}$$

din care obținem:

$$I_{e1s} = I_k''\sqrt{(m+n)t/1}\,, \tag{14.100}$$

unde cifra „**1**” are semnificația de o secundă (1 s) și asigură astfel omogenitatea relației sub aspect dimensional.

Cunoscând curentul echivalent de 1 s, se poate determina secțiunea minimă stabilă din punct de vedere termic, în cazul încălzirii provocate de curentul de scurtcircuit, cu relația:

$$s_{min} = \frac{I_{e1s}}{J_{e1s}} \quad [mm^2], \tag{14.101}$$

unde J_{e1s} este densitatea de curent admisibilă, pentru o durată t=1s, în A/mm^2. Valoarea lui J_{e1s} se determină din figura 14.15, în funcție de materialul conductorului, temperatura sa inițială θ_i și temperatura maximă admisibilă θ_{sc}.

Valorile lui θ_{sc} sunt date în normative [2]:

- pentru conductoare din Cu neizolate, nevopsite sau vopsite, θ_{sc}=200 °C;
- pentru conductoare din Al neizolate, θ_{sc}=180 °C;
- pentru conductoarele aeriene tip funie din Cu, θ_{sc}=170 °C;
- pentru conductoare aeriene tip funie din Al, θ_{sc}=130 °C;
- cablurile de medie tensiune cu izolație de hârtie, indiferent de materialul conductor, au aceleași temperaturi θ_{sc}, cuprinse între 100 și 160 °C, funcție de tensiunea nominală a lor.

Stabilitatea termică la scurtcircuit a aparatelor electrice se verifică pe baza curentului limită termic I_{lt}, pe care îl poate suporta în bune condiții un timp t_{lt}, numit timp limită termic și care are de regulă valoarea t_{lt}=1s. Mărimile I_{lt} și t_{lt} sunt date de constructor. În aceste condiții, condiția de verificare este:

$$I_{e1s} < I_{lt1s}. \tag{14.102}$$

Dacă pentru un aparat se dă curentul limită termic I_{lt} pentru timpul $t_{lt}\neq$1s, atunci se calculează curentul echivalent pentru timpul t_{lt}, cu relația (14.101), în care în loc de 1 s se introduce timpul t_{lt} și se compară curentul echivalent I_{etlt} cu I_{lt}, deci trebuie ca:

$$I_{et_{lt}} < I_{lt}. \tag{14.103}$$

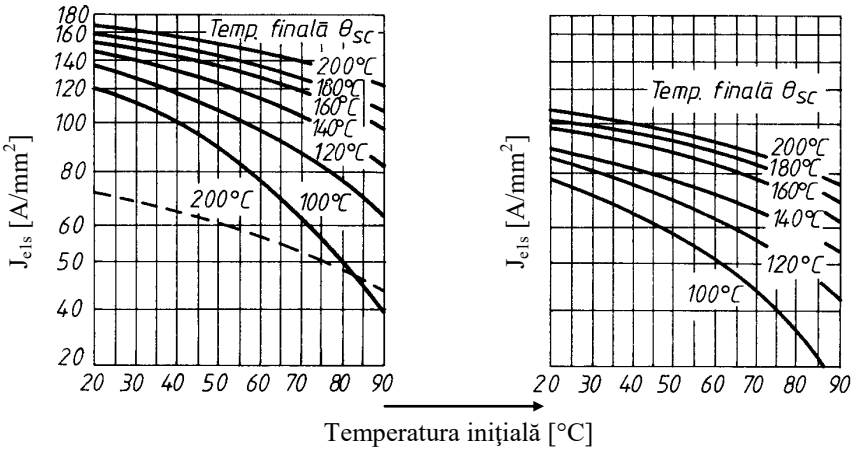


Fig.14.15 Densitatea de curent admisibilă, J_{e1s} [2]:
a) pentru Cu (linii continue) și Ol (linie întreruptă); b) pentru Al, aldrey și Ol-Al.

14.7.2. Efectul electrodinamic al curenților de scurtcircuit

Solicitările electrodinamice se datorează forțelor electrodinamice ce se exercită între curenții electrici, care parcurg căile de curent din aparatele sau instalațiile electrice. Stabilitatea electrodinamică a acestora reprezintă capacitatea lor de a rezista acțiunii mecanice la scurtcircuit și se determină prin verificarea celui mai slab element.

Pentru funcționarea sigură a oricărui aparat este necesar ca cel mai mare curent de șoc la scurtcircuit, care apare în locul de montare a aparatului, să nu depășească curentul de stabilitate electrodinamică (curent limită dinamic I_{ld}, în kA_{max}), garantat de constructor, adică:

$$i_{soc} < I_{ld}. \tag{14.104}$$

14.8. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

Pentru calculul curenților de scurtcircuit se ține seama de ipotezele de calcul enunțate la paragraful 14.5.2. Pe de altă parte în calculul impedanței echivalente de scurtcircuit, pentru calculul curentului inițial de scurtcircuit, generatoarele contribuie cu impedanța de regim supratranzitoriu ($\underline{Z}_k''$) iar sistemul de putere infinită contribuie cu impedanța de scurtcircuit calculată în funcție de puterea de scurtcircuit pe barele de racordare ($\underline{Z}_{kQ}$).

Se aplică ***metoda sursei echivalente de tensiune în locul de defect****, toate impedanțele din schema echivalentă de scurtcircuit sunt raportate la tensiunea locului de defect.*

În general, scurtcircuitul poate fi alimentat:

- pe o singură cale;
- pe mai multe căi nebuclate;
- dintr-o rețea buclată.

În cazul scurtcircuitelor departe de generator, amplitudinea componentei periodice a curentului de scurtcircuit rămâne constantă pe toata durata procesului de scurtcircuit, valorile efective ale curentului inițial de scurtcircuit (I_k''), curentului de rupere (I_r) și curentului permanent de scurtcircuit (I_k) fiind egale, deci:

$$I_k'' = I_r = I_k. \tag{14.105}$$

14.8.1. Curent de scurtcircuit trifazat

Pentru determinarea curentului simetric inițial de scurtcircuit I_k'' se întocmesc rețelele de secvență pozitivă corespunzătoare defectului în punctul K și se utilizează metoda sursei echivalente de tensiune.

Se studiază următoarele cazuri:

Cazul I - defectul este alimentat pe o singură cale (Fig.14.16). Alimentarea scurtcircuitului este posibilă:

- direct (Fig.14.16, a);
- prin transformator:
  - ✓ scurtcircuit pe barele secundare ale transformatorului (Fig.14.16, b);
  - ✓ scurtcircuit la capătul liniei (Fig.14.16, c);
  - ✓ scurtcircuit pe barele secundare ale transformatorului, alimentat de pe barele sistemului printr-o linie electrică (Fig.14.16, d).

În schemele de secvență se indică impedanțele raportate ale sistemului și elementelor de rețea la tensiunea existentă în punctul de defect, înainte de apariția acestuia (vezi § 14.5.6).

Se calculează:

I.1) *Curentul simetric inițial de scurtcircuit* I_k'':

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}}, \tag{14.106}$$

în care:

- $R_k = \sum R_{kj}$ este rezistența echivalentă a circuitului serie echivalent la scurtcircuit, cu valorile raportate la tensiunea nominală din locul de defect, de exemplu $R_k = R_Q + K_{Tr}R_{2T} + R_L$. Rezistențele R_k pot fi neglijate dacă $R_k < 0{,}3 \cdot X_k$ [1];

- $X_k = \sum X_{kj}$ este reactanța echivalentă a circuitului serie echivalent la scurtcircuit, cu valorile raportate la tensiunea nominală din locul de defect, de exemplu $X_k=X_Q+K_{Tr}X_{2T}+X_L$;
- $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$ este impedanța echivalentă a circuitului serie echivalent la scurtcircuit;
- $cU_n/\sqrt{3}$ este tensiunea sursei echivalente de tensiune în punctul de defect.

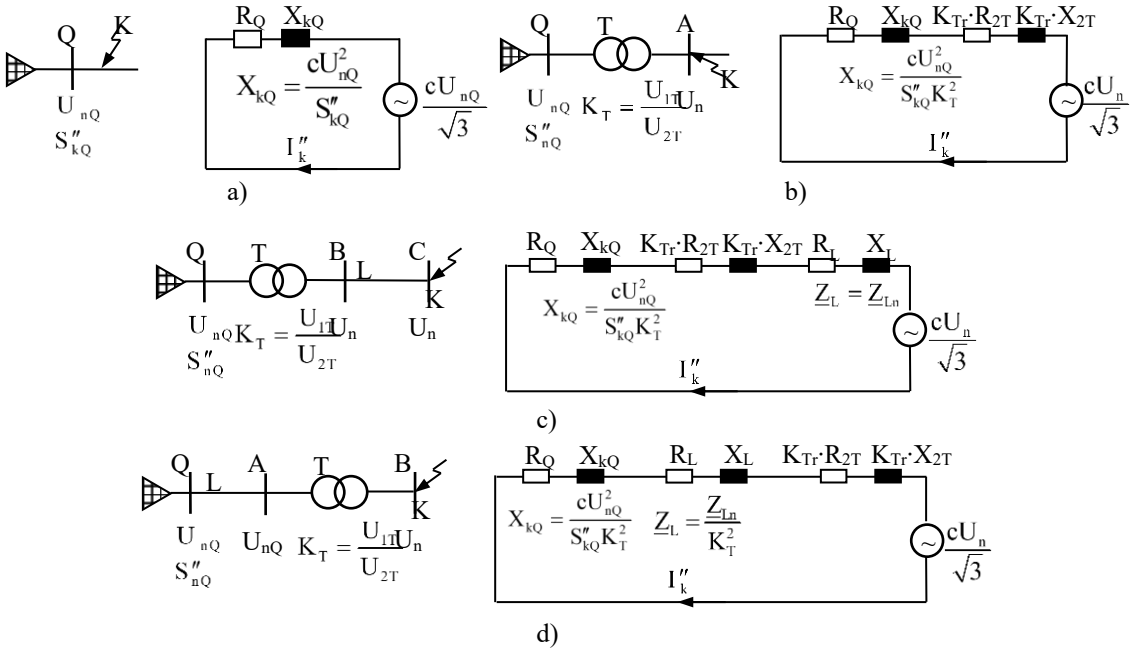


Fig.14.16 Scurtcircuit departe de generator, alimentat pe o singură cale – scheme monofilare și scheme echivalente de secvență directă [1]: *a) direct; b), c), d) prin transformator.*

I.2) *Curentul de scurtcircuit de șoc $i_{șoc}$*

Deoarece scurtcircuitul este alimentat printr-un circuit serie, curentul de scurtcircuit de șoc are expresia:

$$i_{șoc} = K_{șoc} \cdot \sqrt{2} I''_k \tag{14.107}$$

Factorul $K_{șoc}$ se poate determina în funcție de rezistența și reactanța echivalentă (circuitul electric este un circuit serie), fie în funcție de raportul R_k/X_k sau X_k/R_k din diagrame (Fig.14.3), fie prin calcul cu relația (14.17) sau cu aproximația [6]:

$$K_{șoc} = K_{șoc,IEC} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3R_k/X_k}\,. \tag{14.108}$$

<u>Cazul II</u> - alimentarea defectului pe mai multe căi nebuclate (Fig.14.17).

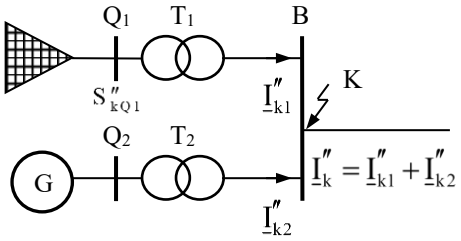


Fig.14.17 Scurtcircuit departe de generator alimentat pe două căi nebuclate [1].

Se calculează:

II.1) *Curentul simetric inițial de scurtcircuit* $\underline{I}''_k$, ca sumă a curenților de scurtcircuit, care s-ar stabili dacă alimentarea s-ar realiza pe câte o singură cale:

$$\underline{I}''_k = \underline{I}''_{k1} + \underline{I}''_{k2}, \tag{14.109}$$

în care $\underline{I}''_{k1}$ și $\underline{I}''_{k2}$ se calculează cu relația (14.52). În majoritatea cazurilor, fazele curenților fiind apropiate valoric, se poate înlocui suma fazorială a curenților cu cea algebrică.

II.2) *Curentul de scurtcircuit de șoc* $i_{șoc}$ se calculează ca sumă a curenților de șoc, care s-ar stabili dacă alimentarea s-ar realiza pe câte o singură cale:

$$i_{șoc} = i_{șoc1} + i_{șoc2}. \tag{14.110}$$

<u>Cazul III</u> - alimentarea defectului dintr-o rețea buclată (Fig.14.18).

În acest caz rețeaua este o rețea cu mai multe laturi, serie/paralel (rețea buclată), dar cu o singură sursă de alimentare. Sursa echivalentă de tensiune, singura sursă activă de tensiune din rețea, se aplică la nodul de defect K.

Se calculează:

III.1) *Curentul simetric inițial de scurtcircuit* I''_k se determină cu relația (14.52), în care $\underline{Z}_k$ reprezintă impedanța pozitivă de scurtcircuit văzută de la locul de defect și obținută prin reducerea schemei inițiale, utilizând transfigurările stea-triunghi și triunghi-stea, precum și punerea în serie și în paralel a impedanțelor;

III.2) *Curentul de scurtcircuit de șoc*, în rețelele buclate, se determină aproximând coeficientul de șoc $K_{șoc}$. Două dintre metodele de aproximare utilizate frecvent sunt următoare [5]:

➢ **Metoda 1**. Raportul R_k/X_k se consideră constant în rețea, iar coeficientul de șoc $K_{șoc,a}$ se determină din diagrame (Fig.14.3) sau prin calcul, cu relațiile (14.17 sau (14.108), luând în considerare cel mai mic raport R_k/X_k al acelor laturi ale rețelei prin care circulă curenți spre locul de defect și care au aceeași tensiune nominală. Se iau în considerare și laturile adiacente nodului de defect care conțin transformatoare. În cazuri extreme, valoarea astfel determinată poate fi mai mare cu 100% față de cea reală;

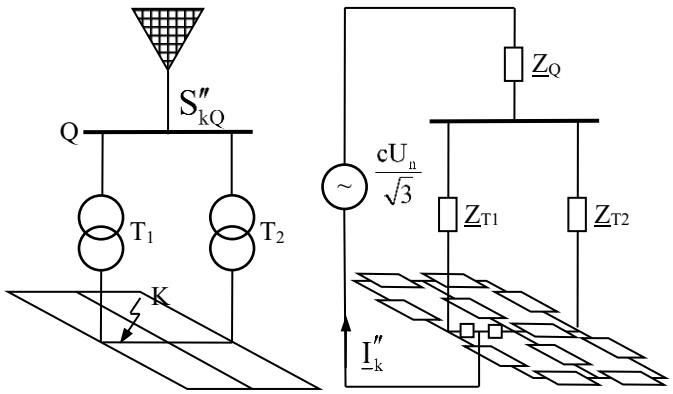


Fig.14.18 Scurtcircuit departe de generator alimentat dintr-o rețea buclată [1].

➢ **Metoda 2**. Se ia în considerare raportul R_k/X_k (sau X_k/R_k) în punctul de defect, determinat pentru ansamblul rețelei (raportul valorilor echivalente), pentru care se determină coeficientul $K_{șoc,b}$. În acest caz este necesară luarea în considerare a unui coeficient de siguranță având valoarea 1,15, care să asigure acoperirea erorilor care pot să apară prin utilizarea raportului parametrilor echivalenți. Dacă raportul $R/X \leq 0,3$ nu este necesară utilizarea coeficientului de 1,15, altfel:

$$K_{șoc} = 1,15 \cdot K_{șocb}. \tag{14.111}$$

În rețelele de înaltă tensiune, $1{,}15 \cdot K_{şoc,b}$ trebuie să fie mai mic decât 2,0, în timp ce în rețelele de joasă tensiune $1{,}15 \cdot K_{şocb}$ este limitat la valoarea 1,8.

14.8.2. Curent de scurtcircuit bifazat

Curentul de scurtcircuit inițial se calculează cu metoda componentelor simetrice, respectând ceea ce a fost prezentat la subpunctele I.1, II.1 și III.1. Independent de configurația sistemului, curentul inițial de scurtcircuit bifazat se calculează cu relația (14.62):

$$I_k''^{(2)} = \frac{cU_n}{\left|\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-\right|} = \frac{cU_n}{2Z^+}, \tag{14.112}$$

în care $Z^+ = Z_k$ se calculează la fel ca la scurtcircuitele trifazate.

` Curentul de scurtcircuit de șoc, $i_{şoc}^{(2)}$, poate fi calculat cu relația:

$$i_{şoc}^{(2)} = K_{şoc} \cdot \sqrt{2} I_k''^{(2)}, \tag{14.113}$$

unde $K_{şoc,}$ poate fi calculat sau determinat din diagrame așa cum s-a arătat anterior. Pentru simplificare se poate admite aceeași valoare ca în cazul scurtcircuitului trifazat [6].

14.8.3. Curent de scurtcircuit bifazat cu punere la pământ

În ipoteza $Z^+ = Z^-$, curentul de scurtcircuit inițial pe fazele defecte, $I_{kL2}''^{(2p)}$ și $I_{kL3}''^{(2p)}$, se calculează cu relațiile:

$$I_{kL2}''^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n \cdot \left|1 + a^2 + \frac{Z^0}{Z^+}\right|}{\left|Z^+ + 2 \cdot Z^0\right|}; \quad I_{kL3}''^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n \cdot \left|1 + a^2 + \frac{Z^0}{Z^+}\right|}{\left|Z^+ + 2 \cdot Z^0\right|}, \tag{14.114}$$

unde: L_2 și L_3 sunt fazele defecte 2, respectiv 3.

Curentul inițial de scurtcircuit $I_{kp}''^{(2p)}$, la pământ sau la conductoare legate la pământ, se calculează cu relația [2]:

$$I_{kp}''^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|}. \tag{14.115}$$

Nu este necesar să se calculeze $i_{şoc}^{(2p)}$ *deoarece întotdeauna va exista una dintre inegalitățile*:

$$i_{şoc}^{(3)} \geq i_{şoc}^{(2p)} \text{ sau } i_{şoc}^{(1)} \geq i_{şoc}^{(2p)}. \tag{14.116}$$

14.8.4. Curent de scurtcircuit monofazat

Curentul de scurtcircuit inițial $I_k''^{(1)}$ se calculează cu metoda componentelor simetrice, respectând ceea ce a fost prezentat în subpunctele I.1, II.1 și III.1, cu relația (14.84):

$$I_k''^{(1)} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{\left|2\underline{Z}^+ + \underline{Z}^0\right|}. \tag{14.117}$$

Este necesar calculul curentului de șoc, $i_{şoc}^{(1)}$, acesta putând depăși valoarea $i_{şoc}^{(3)}$, corespunzătoare scurtcircuitului trifazat. În acest caz curentul de scurtcircuit de șoc, $i_{şoc}^{(1)}$, este:

$$i_{şoc}^{(1)} = K_{şoc} \cdot \sqrt{2} \cdot I_k''^{(1)}. \tag{14.118}$$

Factorul de șoc, $K_{şoc,}$ se calculează în funcție de configurația sistemului. Pentru simplificare se acceptă aceleași valori ca în cazul scurtcircuitului trifazat.

14.9. APLICAȚII

Aplicația 14.1. Să se calculez impedanța relativă a unei linii electrice aeriene de 110 kV cu lungimea L=50 km, având rezistența specifică R_{0L}=0,157 Ω/km și reactanța specifică X_{0L}=0,41 Ω/km. Se consideră ca mărimi de bază: S_b=100 MVA, U_b=110 kV.

Soluție:

Impedanța liniei în unități fizice este:

$$\underline{Z}_L = R_{0L}L + jX_{0L}L = 0{,}157\cdot 50 + j\cdot 0{,}41\cdot 50 = (7{,}85 + j\cdot 20{,}5)\,\Omega .$$

Se calculează impedanța de bază:

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{110^2}{100} = 121\,\Omega .$$

Impedanța liniei în unități relative este:

$$\underline{Z}_L^* = \frac{\underline{Z}_L}{Z_b} = \frac{7{,}85 + j\cdot 20{,}5}{121} = 0{,}06487 + j\cdot 0{,}16942 = 0{,}1814\underline{/69^\circ} .$$

Aplicația 14.2. Pentru linia din aplicația anterioară , se cere să se recalculeze impedanța în unități relative în noua bază $S_{b,\,nou}$=100 MVA și $U_{b,\,nou}$=20 kV.

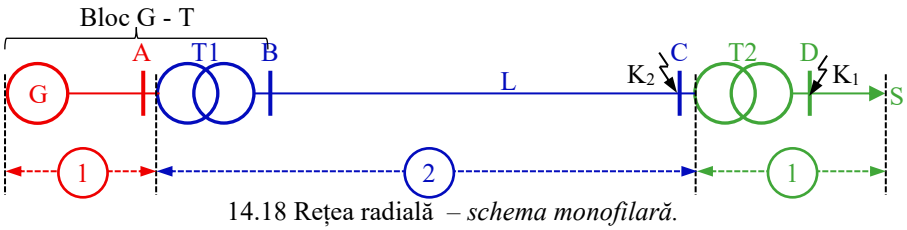
Soluție:

Pe baza relației (14.32), se obține:

$$Z^*_{L\,nou} = Z_{L,ur\,vechi}\left(\frac{U_{b,vechi}}{U_{b,nou}}\right)^2 \frac{S_{b,nou}}{S_{b,vechi}} = (0{,}06487 + j\cdot 0{,}16942)\cdot\left(\frac{110}{20}\right)^2\cdot\frac{100}{100} =$$

$$= 1{,}9623 + j\cdot 5{,}1249 = 5{,}4877\,/\,\underline{69^\circ} .$$

Aplicația 14.3. Se consideră rețeaua a cărei schemă monofilară este prezentată în figura 14.18. Datele elementelor din rețea sunt prezentate în tabelele 14.4 – 14.7.



14.18 Rețea radială – *schema monofilară.*

Se cere:

a) Să se aleagă sistemul de bază și să se calculeze parametrii elementelor de rețea atât în unități fizice cât și în unități relative.

b) Să se calculeze curenții de scurtcircuit trifazat (regim minim) pe barele D (K_1) și C (K_2) atât în unități relative cât și în unități fizice (curentul inițial de scurtcircuit și curentul de șoc).

Tabelul 14.4. Parametrii generatorului G

Gen.	S_n [MVA]	U_n [kV]	I_n [kA]	$\cos\varphi_n$	Rezistența la 15ºC (20ºC) [10^{-3} Ω]		Reactanțele în unități relative [u.r.]		
					Stator	Rotor	$x''^*_d = x''^*_q$	$x'^*_d = x'^*_q$	$x^*_d = x^*_q$
G	25,0	10,5	1,375	0,9	4	182,5	0,18	0,27	0,98

Tabelul 14.5. Parametrii transformatorului T_1

Trafo	S_n [MVA]	U_{n1} [kV]	U_{n2} [kV]	X_T/R_T	$\Delta P_{Cu.n}$ [kW]	x [%]	Reglaj ploturi×ΔU_p
T_1 Y0y0	25	10,5	116	20	130	11	±9×1,78%

Tabelul 14.6. Parametrii transformatorului T_2

Trafo	S_n [MVA]	U_{n1} [kV]	U_{n2} [kV]	ΔP_0 [kW]	I_0 [%]	$\Delta P_{Cu.n}$ [kW]	u_{sc} [%]	Reglaj ploturi×ΔU_p
T_2 Y0y0	16	110	6,6	24	1,2	97	11	±9×1,78%

Tabelul 14.7. Parametrii liniilor electrice aeriene

Linia	U_n [kV]	Lungime L [km]	Secțiunea conductorului [mm^2]	Rezistența [Ω/km]		Reactanța inductivă [Ω/km]		Admitanța capacitivă [10^{-6}S/km]	
				r^+	r^0	x^+	x^0	y^+	y^0
L_{BC}	110 s.c.	50	3×185/32 AlOl + 70 Ol	0,160	0,380	0,40	1,30	2,73	1,90

Soluție:

a)

- Se alege puterea de bază, comună pentru întregul sistem, S_b = 100 MVA.
- Se aleg tensiunile de bază pentru fiecare tronson (tronsoanele au fost notate cu numerele 1, 2, 3), conform tabelului 14.8 și se calculează celelalte mărimi de bază:

Tabelul 14.8. Alegerea mărimilor de bază

Variantă	a			b			c		
Tronson	G – A (1)	A – C (2)	C – S (3)	G – B (1)	B – C (2)	C – S (3)	G – B (1)	B – C (2)	C – S (3)
S_b [MVA]	100	100	100	100	100	100	100	100	100
U_b [kV]	10,5	116	116·6,6/110= =6,96	100·10,5/116= =9,05	110·6/6,6= =100	6	10,5	116	6,6
$Z_b = U_b^2/S_b$ [Ω]	1,10	134,56	0,48	0,82	100	0,36	-	-	-
$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}$ [kA]	5,50	0,50	8,30	6,38	0,577	9,62	-	-	-
Observații	corect			corect			incorect		

- Se calculează parametrii elementelor de sistem în mărimi fizice și relative (tabele 14.9-15).

Tabelul 14.9. Parametrii de calcul ai generatorului

Gen.	Rezistența statorică R_G [Ω]	Reactanțele [Ω]		
		Supranzitorie	Tranzitorie	Sincronă
		$X''_G = x''_{ur}\frac{U_{Gn}^2}{S_{Gn}}$	$X'_G = x'_{ur}\frac{U_{Gn}^2}{S_{Gn}}$	$X_G = x_{ur}\frac{U_{Gn}^2}{S_{Gn}}$
G	$4\cdot10^{-3}$	0,79	1,19	4,32

Tabelul 14.10. Parametrii de calcul ai generatorului în unități relative (ur)

Gen.	Rezistența statorică [u.r.]		Reactanțele [u.r.]					
			Supratranzitorie		Tranzitorie		Sincronă	
	$R_{G,ur} = R_G/Z_{b1}$		$X''_{G,ur} = X''_G/Z_{b1}$		$X'_{G,ur} = X'_G/Z_{b1}$		$X_{G,ur} = X_G/Z_{b1}$	
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
G	$3{,}64\cdot10^{-3}$	$4{,}04\cdot10^{-3}$	0,718	0,963	1,08	1,45	3,93	5,268

Tabelul 14.11. Parametrii de calcul ai transformatorului T_1 ($Z^+=Z^-=Z^0$)

Trafo.	Impedanța [Ω]	Rezistența [Ω]	Reactanța [Ω]
	$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}$	$R_T = \frac{X_T}{(X_T/R_T)}$	$X_T = \frac{x_{\%}}{100}\frac{U_{Tn}^2}{S_{Tn}}$
T_1	59,27	2,96	$0{,}11\frac{116^2}{25} = 59{,}20$

Tabelul 14.12. Parametrii de calcul ai transformatorului T_2 ($Z^+=Z^-=Z^0$)

Trafo.	Impedanța [Ω]	Rezistența [Ω]	Reactanța [Ω]
	$Z_T = \frac{u_{sc\%}}{100}\frac{U_{Tn}^2}{S_{Tn}}$	$R_T = \frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{Tn}^2}{S_{Tn}^2} 10^{-3}$	$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$
T_2	$0{,}11\frac{6{,}6^2}{16} = 0{,}30$	$\frac{97 \cdot 6{,}6^2}{16^2} 10^{-3} = 0{,}0165$	0,30

Tabelul 14.13. Parametrii de calcul ai transformatoarelor în unități relative (ur)

Trafo.		Impedanța [u.r.]		Rezistența [u.r.]		Reactanța [u.r.]	
		$Z_{T,ur} = Z_T/Z_b$		$R_{T,ur} = R_T/Z_b$		$X_{T,ur} = X_T/Z_b$	
		Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
T_1		$\frac{59{,}27}{134{,}56} = 0{,}44$	$\frac{59{,}27}{121} = 0{,}49$	$\frac{2{,}96}{134{,}56} = 0{,}022$	$\frac{2{,}96}{100} = 0{,}0296$	0,44	0,592
T_2		$\frac{0{,}30}{0{,}48} = 0{,}625$	$\frac{0{,}30}{0{,}44} = 0{,}68$	$\frac{0{,}0165}{0{,}48} = 0{,}0345$	$\frac{0{,}0165}{0{,}36} = 0{,}0458$	0,625	0,83

Tabelul 14.14. Parametrii de calcul ai liniilor electrice aeriene

Linia	Rezistența [Ω]		Reactanța inductivă [Ω]	
	$R_L = R_L^+ = R_L^- = r^+ \cdot L$	$R_L^0 = r^0 \cdot L$	$X_L = X_L^+ = X_L^- = x^+ \cdot L$	$X_L^0 = x^0 \cdot L$
L_{BC}	0,16·50=8	0,38·50=19	0,4·50=20	1,3·50=65

Tabelul 14.15. Parametrii de calcul ai liniilor electrice aeriene în unități relative (ur)

Linia	Rezistența [u.r.]				Reactanța inductivă [u.r.]			
	$R_{L,ur} = R_L/Z_b$		$R_{L,ur}^0 = R_L^0/Z_b$		$X_{L,ur} = X_L/Z_b$		$X_{L,ur}^0 = X_L^0/Z_b$	
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
L_{BC}	$\frac{8}{134{,}56} = 0{,}0594$	$\frac{8}{121} = 0{,}066$	$\frac{19}{134{,}56} = 0{,}142$	$\frac{19}{100} = 0{,}19$	$\frac{20}{134{,}56} = 0{,}149$	$\frac{20}{100} = 0{,}20$	$\frac{65}{134{,}56} = 0{,}483$	$\frac{65}{100} = 0{,}65$

„Dacă impedanțele echipamentelor au fost calculate la nivelul de tensiune U_1, iar la locul defectului tensiunea este U_2, raportarea constă în multiplicarea impedanțelor calculate la tensiunea U_1, cu raportul $(U_2/U_1)^2$, pe liniile fără transformator, respectiv se vor diviza cu pătratul raportului de transformare al transformatorului, $K_T=U_{1T}/U_{2T}$, U_{1T} fiind tensiunea înfășurării de înaltă tensiune, iar U_{2T} tensiunea înfășurării de joasă tensiune, dacă există transformatoare și $(U_1/U_2)\neq(U_{1T}/U_{2T})$. În cazul blocurilor generator - transformator, raportarea impedanței generatorului la tensiunea înaltă a transformatorului (ridicător) se va face prin multiplicarea acesteia cu pătratul raportului de transformare, definit anterior.

b1) *Scurtcircuit trifazat pe bara D* – pentru calculul curentului inițial de scurtcircuit se neglijează rezistențele și se ia în considerare reactanța supratranzitorie a generatorului; coeficientul de corecție a impedanței de scurtcircuit a generatorului se consideră $K_G \approx 1$!
În figura 14.19, a se prezintă schema echivalentă la scurtcircuit în D în unități fizice, respectiv în figura 14.19, b schema echivalentă în unități relative.

A. Metoda mărimilor fizice

$$R_{G,K1} = R_G \cdot \frac{K_{T1}^2}{K_{T2}^2} = 0{,}004 \cdot \frac{(116/10{,}5)^2}{(110/6{,}6)^2} = 0{,}00176\ \Omega;$$

$$X''_{G,K1} = X''_G \cdot \frac{K_{T1}^2}{K_{T2}^2} = 0{,}79 \cdot \frac{(116/10{,}5)^2}{(110/6{,}6)^2} = 0{,}347\ \Omega;$$

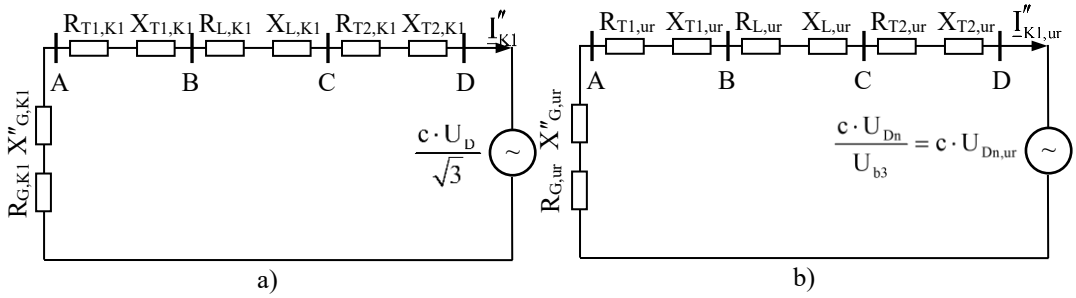


Fig.14.19 Scheme echivalente pentru scurtcircuit în D: *a) în mărimi fizice; b) în mărimi relative*.

$$R_{T1,K1} = \frac{R_{T1}}{K_{T2}^2} = \frac{2{,}96}{(110/6{,}6)^2} = 0{,}01065\ \Omega; X_{T1,K1} = \frac{X_{T1}}{K_{T2}^2} = \frac{59{,}20}{(110/6{,}6)^2} = 0{,}2131\ \Omega;$$

$$R_{L,K1} = \frac{R_L}{K_{T2}^2} = \frac{8}{(110/6{,}6)^2} = 0{,}0288\ \Omega;\ X_{L,K1} = \frac{X_L}{K_{T2}^2} = \frac{20}{(110/6{,}6)^2} = 0{,}072\ \Omega;$$

$$R_{T2,K1} = R_{T2} = 0{,}0165\ \Omega;\quad X_{T2,K1} = X_{T2} = 0{,}30\ \Omega;$$

$$R_{ech,K1} = R_{G,K1} + R_{T1,K1} + R_{L,K1} + R_{T2,K1} = 0{,}00176 + 0{,}01065 + 0{,}0288 + 0{,}0165 = 0{,}05771\ \Omega;$$

$$X_{ech,K1} = X''_{G,K1} + X_{T1,K1} + X_{L,K1} + X_{T2,K1} = 0{,}347 + 0{,}2131 + 0{,}072 + 0{,}30 = 0{,}9321\ \Omega;$$

$$I''_{K1} \cong \frac{c \cdot U_{Dn}}{\sqrt{3}_{Xech,K1}} = \frac{1 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 0{,}9231} = 3{,}716\ \text{kA};$$

$$K_{şoc,K1} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3 \cdot R_{ech,K1}/X_{ech,K1}} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3 \cdot 0{,}05771/0{,}9321} \approx 1{,}834;$$

$$i_{şoc,K1} = \sqrt{2} K_{şoc,K1} \cdot I''_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}834 \cdot 3{,}716 = 9{,}638\ \text{kA}.$$

B. Metoda mărimilor raportate

Varianta a

$$R_{ech,ur} = R_{G,ur} + R_{T1,ur} + R_{L,ur} + R_{T2,ur} = 0{,}00364 + 0{,}022 + 0{,}0594 + 0{,}0345 = 0{,}11954;$$

$$X_{ech,ur} = X''_{G,ur} + X_{T1,ur} + X_{L,ur} + X_{T2,ur} = 0{,}718 + 0{,}44 + 0{,}149 + 0{,}625 = 1{,}932;$$

$$I''_{K1,ur} \cong \frac{U_{Dn,ur}}{X_{ech,ur}} = \frac{6/6{,}96}{1{,}932} = 0{,}446;$$

$$I''_{K1} = I''_{K1,ur} \cdot I_{b3} = 0{,}446 \cdot 8{,}30 = 3{,}70\ \text{kA};$$

$$K_{şoc,K1} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3 \cdot R_{ech,ur}/X_{ech,ur}} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3 \cdot 0{,}11954/1{,}932} \approx 1{,}834.$$

Varianta b

$$R_{ech,ur} = 0{,}00488 + 0{,}0296 + 0{,}08 + 0{,}0458 = 0{,}16028;$$

$$X_{ech,ur} = 0,963 + 0,592 + 0,20 + 0,83 = 2,585;$$

$$I''_{K1,ur} \cong \frac{U_{Dn,ur}}{X_{ech,ur}} = \frac{6/6}{2,585} = 0,386;$$

$$I''_{K1} = I''_{K1,ur} \cdot I_{b3} = 0,386 \cdot 9,62 = 3,71\,kA;$$

$$K_{şoc,K1} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,16028/2,585} \approx 1,834.$$

În concluzie se obțin aceleași rezultate atâta timp cât mărimile de bază sunt alese corect!

b2) *Scurtcircuit trifazat pe bara C* – pentru calculul curentului inițial de scurtcircuit se neglijează rezistențele și se ia în considerare reactanța supratranzitorie a generatorului; coeficientul de corecție a impedanței de scurtcircuit a generatorului se consideră $K_G \approx 1$!
În figura 14.20, a se prezintă schema echivalentă la scurtcircuit în C în unități fizice, respectiv în figura 14.20, b schema echivalentă în unități relative.

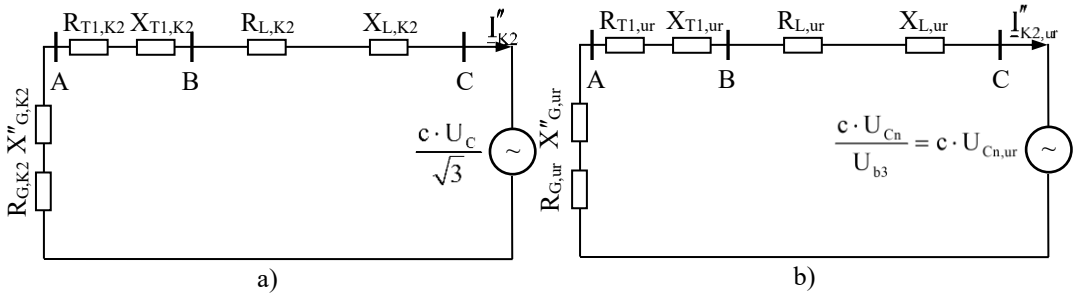


Fig.14.20 Scheme echivalente pentru scurtcircuit în D: *a) în mărimi fizice; b) în mărimi relative*.

A. Metoda mărimilor fizice

$$R_{G,K2} = R_G \cdot K_{T1}^2 = 0,004 \cdot (116/10,5)^2 = 0,488\,\Omega;$$

$$X''_{G,K2} = X''_G \cdot K_{T1}^2 = 0,79 \cdot (116/10,5)^2 = 96,42\,\Omega;$$

$$R_{T1,K2} = R_{T1} = 2,96\,\Omega; \quad X_{T1,K2} = X_{T1} = 59,20\,\Omega;$$

$$R_{L,K2} = R_L = 8\,\Omega; \quad X_{L,K2} = X_L = 20\,\Omega;$$

$$R_{ech,K2} = R_{G,K2} + R_{T1,K2} + R_{L,K2} = 0,488 + 2,96 + 8 = 11,448\,\Omega;$$

$$X_{ech,K1} = X''_{G,K1} + X_{T1,K1} + X_{L,K1} = 96,42 + 59,20 + 20 = 175,62\,\Omega;$$

$$I''_{K2} \cong \frac{c \cdot U_{Cn}}{\sqrt{3}\,X_{ech,K2}} = \frac{1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 175,62} = 0,362\,kA;$$

$$K_{şoc,K2} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot R_{ech,K2}/X_{ech,K2}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 11,448/175,62} \approx 1,826;$$

$$i_{şoc,K2} = \sqrt{2} K_{şoc,K2} \cdot I''_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,826 \cdot 0,362 = 0,935\,kA.$$

B. Metoda mărimilor raportate (varianta b)

$$R_{ech,ur} = 0,00488 + 0,0296 + 0,08 = 0,11448; \; X_{ech,ur} = 0,963 + 0,592 + 0,20 = 1,755;$$

$$I''_{K2,ur} \cong \frac{cU_{Cn,ur}}{X_{ech,ur}} = \frac{1 \cdot 110/100}{1,755} = 0,627;$$

$$I''_{K2} = I''_{K2,ur} \cdot I_{b2} = 0,627 \cdot 0,577 = 0,362\,kA;$$

$$K_{\text{șoc},K2} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3 \cdot 0{,}11448/1{,}755} \approx 1{,}826 .$$

Aplicația 14.4. Pentru rețeaua electrică, având schema monofilară reprezentată în figura 14.21, se cunosc parametrii transformatorului T, raportați la tensiunea înfășurării de IT și parametrii nominali ai celorlalte elemente de rețea.
Se cere:
a) Să se construiască schemele electrice echivalente de defect pentru scurtcircuite în K_1 și K_2;
b) Să se calculeze curentul inițial de scurtcircuit trifazat (regim maxim), în K_1 și K_2, utilizând metoda sursei echivalente de tensiune; să se calculeze curentul de șoc în punctele de defect K_1 și K_2;
c) Să se calculeze secțiunea minimă a conductoarelor liniei L_2 (s_{2min}) pentru care conductorul respectă limita de stabilitate termică. Se utilizează diagramele din figurile 14.14 și 14.15. Durata scurtcircuitului este t = 0,8 s, temperatura inițială θ_i = 25 °C, iar LEA este construită din conductoare tip funie din Al - Ol (θ_{sc}=130 °C).

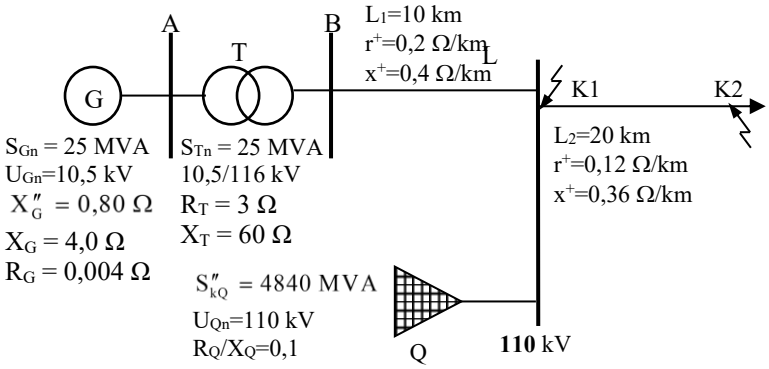


Fig.14.21 Schema electrică a rețelei în studiu.

Soluție:

a)
a.1) Pentru scurtcircuit în K_1, se construiesc două scheme echivalente independente pentru fiecare ramură care contribuie la curentul din locul de defect, așa cum se prezintă în figura 14.22. Toate impedanțe elementelor din rețea sunt raportate la tensiunea locului de defect și se aplică fiecărei scheme sursa echivalentă în punctul de defect.

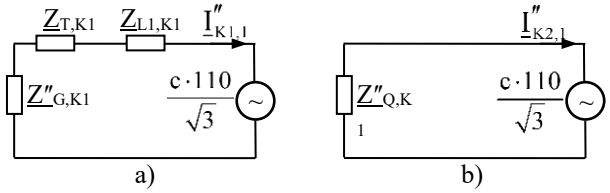


Fig.14.22 Scheme echivalente la scurtcircuit în punctul K_1: *a) latura cu generator; b) latura sistem*.

a.2) În cazul scurtcircuitului în K_2, pentru determinarea curentului total la locul de defect se construiește schema echivalentă pe baza metodei sursei echivalente de tensiune (Fig.14.23): se pasivizează sursele care se înlocuiesc cu sursă echivalentă la locul de defect; toate impedanțe elementelor din rețea sunt raportate la tensiunea locului de defect.

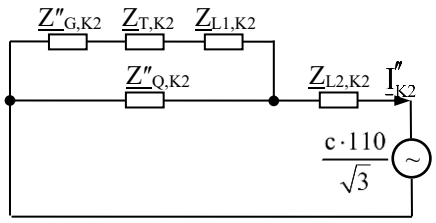


Fig.14.23 Schema echivalentă la scurtcircuit în punctul K_2.

b)

b.1) Calculul impedanțelor elementelor de sistem

➢ *impedanțele elementelor de rețea*

$$X''_G = 0{,}80\ \Omega;\ R_G = 0{,}004\ \Omega;$$

$$X_T = 60\ \Omega;\ R_T = 3\ \Omega;$$

$$X_{L1} = L_1 \cdot x^+ = 10 \cdot 0{,}4 = 4\ \Omega;\ R_{L1} = L_1 \cdot r^+ = 10 \cdot 0{,}2 = 2\ \Omega;$$

$$X''_Q = \frac{cU_n^2}{S''_{kQ}} = \frac{1{,}1 \cdot 110^2}{4840} = 2{,}75\ \Omega;\ R_Q = 0{,}1 \cdot X''_Q = 0{,}275\ \Omega;$$

$$X_{L2} = L_2 \cdot x^+ = 20 \cdot 0{,}36 = 7{,}2\ \Omega;\ R_{L2} = L_2 \cdot r^+ = 20 \cdot 0{,}12 = 2{,}4\ \Omega;$$

b.2) Scurtcircuit trifazat în K_1:

➢ *impedanțele elementelor de rețea raportate la tensiunea punctului de defect*

$$R_{G,K1} = R_{G,K2} = R_G \cdot K_T^2 = R_G \cdot \left(U_{IT}/U_{JT}\right)^2 = 0{,}004 \cdot \left(116/10{,}5\right)^2 = 0{,}488\ \Omega;$$

$$X''_{G,K1} = X''_{G,K2} = X''_G \cdot K_T^2 = X''_G \cdot \left(U_{IT}/U_{JT}\right)^2 = 0{,}80 \cdot \left(116/10{,}5\right)^2 = 97{,}64\ \Omega;$$

$$R_{T,K1} = R_{T,K2} = R_G = 3\ \Omega;\quad X_{T,K1} = X_{T,K2} = X_T = 60\ \Omega;$$

$$R_{L1,K1} = R_{L1,K2} = R_{L1} = 2\ \Omega;\quad X_{L1,K1} = X_{L1,K2} = X_{L1} = 4\ \Omega;$$

$$R_{Q,K1} = R_{Q,K2} = R_Q = 0{,}275\ \Omega;\ X_{Q,K1} = X_{Q,K2} = X''_Q = 2{,}75\ \Omega;$$

$$R_{L2,K1} = R_{L2,K2} = R_{L2} = 2{,}4\ \Omega;\ X_{L2,K1} = X_{L2,K2} = X_{L2} = 7{,}2\ \Omega;$$

➢ *impedanța echivalentă*

$$R_{ech,K1,1} = R_{G,K1} + R_T + R_{L1} = 0{,}488 + 3 + 2 = 5{,}488\ \Omega;$$

$$X_{ech,K1,1} = X''_{G,K1} + X_T + X_{L1} = 97{,}64 + 60 + 4 = 161{,}64\ \Omega;$$

$$R_{ech,K1,2} = R_Q = 0{,}275\ \Omega;$$

$$X_{ech,K1,2} = X_Q = 2{,}75\ \Omega;$$

➢ *curentul inițial de scurtcircuit*

$$I''_{K1,1} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}X_{ech,K1,1}} = \frac{1{,}1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 161{,}64} \approx 0{,}432\ \text{kA};$$

$$I''_{K1,2} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}X_{ech,K1,2}} = \frac{1{,}1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 2{,}75} \approx 25{,}400\ \text{kA};$$

$$I''_{K1} = I''_{K1,1} + I''_{K1},2 = 0{,}432 + 25{,}400 \approx 25{,}832\ \text{kA};$$

➢ *curentul de șoc*

$$K_{\text{șoc,K1,1}} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3 \cdot 5{,}448/161{,}64} \approx 1{,}90\,;$$

$$i_{\text{șoc,K1,1}} = \sqrt{2} K_{\text{șoc,K1,1}} \cdot I''_{\text{K1,1}} = \sqrt{2} \cdot 1{,}90 \cdot 0{,}432 = 1{,}1610 \text{ kA}\,;$$

$$K_{\text{șoc,K1,2}} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3 \cdot 0{,}275/2{,}75} \approx 1{,}746\,;;$$

$$i_{\text{șoc,K1,1}} = \sqrt{2} K_{\text{șoc,K1,1}} \cdot I''_{\text{K1,1}} = \sqrt{2} \cdot 1{,}746 \cdot 25{,}400 = 62{,}718 \text{ kA}$$

$$i_{\text{șoc,K1}} = i_{\text{șoc,K1,1}} + i_{\text{șoc,K1,2}} = 1{,}1610 + 62{,}718 = 63{,}879 \text{ kA}\,;$$

b.3) Scurtcircuit trifazat în K_2:

$$\underline{Z}_{\text{ech,K2}} = \underline{Z}_{\text{Q,K2}} \left\| \left(\underline{Z}''_{\text{G,K2}} + \underline{Z}_{\text{T,K2}} + \underline{Z}_{\text{L1,K2}} \right) + \underline{Z}_{\text{L2,K2}} = \frac{\underline{Z}_{\text{Q,K2}} \cdot \left(\underline{Z}''_{\text{G,K2}} + \underline{Z}_{\text{T,K2}} + \underline{Z}_{\text{L1,K2}} \right)}{\left(\underline{Z}_{\text{Q,K2}} + \underline{Z}''_{\text{G,K2}} + \underline{Z}_{\text{T,K2}} + \underline{Z}_{\text{L1,K2}} \right)} + \underline{Z}_{\text{L2,K2}} =$$

$$= 2{,}6674 + j9{,}9042 \ \ \Omega$$

$$I''_{\text{K2}} \cong \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} X_{\text{ech,K2}}} = \frac{1{,}1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 9{,}9042} \approx 7{,}054 \text{ kA}$$

$$K_{\text{șoc,K2}} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-3 \cdot 2{,}6674/9{,}9042} \approx 1{,}457$$

$$i_{\text{șoc,K2}} = \sqrt{2} K_{\text{șoc,K2}} \cdot I''_{\text{K2}} = \sqrt{2} \cdot 1{,}457 \cdot 7{,}054 = 14{,}54 \text{ kA}$$

c)

Pentru determinarea coeficienților m și n se utilizează diagramele din figura 14.14 a și b.

Curentul de scurtcircuit permanent se determină luând în considerare reactanța sincronă a generatorului X_G, astfel:

$$X_{\text{GK}} = X_{\text{G}} \cdot K_{\text{T}}^2 = X_{\text{G}} \cdot \left(U_{\text{IT}} / U_{\text{JT}} \right)^2 = 4{,}0 \cdot \left(116/10{,}5 \right)^2 = 488{,}20\ \Omega,$$

iar

$$\underline{Z}_{\text{ech,K2}} = 2{,}724 + 9{,}9365 \ \ \Omega\,;$$

$$I_{\text{K2}} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} X_{\text{ech,K2}}} = \frac{1{,}1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 9{,}9365} \approx 7{,}030 \text{ kA}\,.$$

Astfel pentru t = 0,8 s și Kșoc = 1,457 rezultă **m ≈ 0,2**, iar pentru t = 0,8 și $I''_{K2}/I_{K2} \approx 1$ rezultă **n ≈ 1**.

Curentul echivalent termic la 1 secundă:

$$I_{e1s} = I''_{K2} \sqrt{(m+n)t/1} = 7054 \sqrt{(0{,}2+1) \cdot 0{,}8/1} = 6911 \text{ A}\,.$$

Din diagrama 14.15 se alege pentru temperatura inițială dată și tipul conductorului ales J_{e1s} = 85 A/mm^2, și

$$s_{2\min} = \frac{I_{e1s}}{J_{e1s}} = \frac{6911}{85} = 81{,}30 \ \text{mm}^2\,.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Cristian Barz, Instalații electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-262-5.

[2]. Dan Călin Peter, Instalații de distribuție energiei electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2000, ISBN 973-97791-6-6.

[3]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru Transportul și Distribuția energiei electrice, U.T. Press, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0.

[4]. IEC 60909-0. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents.
[5]. IEC 60909-1. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0.

[6]. www.schneider-electric.com. B. De Metz-Noblat, F. Dumas, G. Thomasset. Cahier Technique Schneider Electric no. 158. Calculation of short-circuit current, Technical collection, 2005.
[7]. PE 134-95. Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV. București, 1996.

15. PRINCIPII DE PROTECȚIE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE

Protecția prin relee este una dintre principalele forme ale automatizării sistemelor electroenergetice având drept scop principal detectarea avariei, deconectarea elementului avariat în vederea evitării extinderii avariei și a revenirii cât mai rapide la regimul normal de funcționare pentru restul sistemului.

Protecția prin relee contribuie în mod direct în primul rând la asigurarea continuității alimentării normale cu energie electrică a consumatorilor, iar în al doilea rând la menajarea instalațiilor electroenergetice, care pot fi suprasolicitate sau chiar avariate In cazul apariției unor regimuri anormale de funcționare.

În ansamblu, protecția prin relee primind informații de la sistemele care pot caracteriza fenomenele perturbatoare, informații în mare majoritate transmise prin mărimi electrice, determină în final declanșarea unor întrerupătoare printr-o acțiune discontinuă. Prin urmare un sistem de protecție este un sistem automat în circuit deschis [1].

15.1. GENERALITĂȚI PRIVIND PROTECȚIILE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE

15.1.1. Terminologie specifică

În acest paragraf sunt prezentați termeni specifici, definiții utilizate în schemele de protecție din sistemele electroenergetice, astfel:

- *zona protejată* – este o porțiune (segment) din sistemul electroenergetic protejată de un anumit sistem de protecție sau de o anumită parte a acesteia. Împărțirea sistemului în zone de protecție are drept rezultat minimalizarea întreruperilor în alimentarea cu energie electrică. Zonarea unui sistem electroenergetic este exemplificată în figura 15.1;
- *sistem de protecție* – denumește ansamblul mai multor dispozitive de protecție, proiectat pentru realizarea protecției unui element al sistemului, și/sau pentru semnalizarea unei situații anormale de funcționare;
- *schema de protecție* – include unul sau mai multe sisteme de protecție și cuprinde elementele de coordonare a protecției pentru unul sau mai multe elemente din sistemul energetic;
- *declanșare selectivă (discriminarea)* – reprezintă proprietatea protecțiilor de a selecta și declanșa întreruptorul cel mai apropiat de locul de defect;
- *protecții cu selectivitate absolută (unit protections)* – sunt sisteme de protecție proiectate pentru a funcționa numai în cazul apariției unor defecte într-o zonă bine definită, protejând un singur element (protecția diferențială, protecția cu comparație de fază;
- *protecții cu selectivitate relativă (non-unit protections)* – sunt sisteme de protecție comune mai multor elemente, care nu au o zonă bine definită de acționare, de exemplu folosind informații numai de la o singură extremitate a zonei protejate.

15.1.2. Clasificarea sistemelor de protecție

Sistemele de protecție prin relee pot fi clasificate după mai multe criterii [1]:

1. **Dacă se urmăresc variațiile mărimilor electrice** din rețea se constată că la apariția defectului (sau a funcționării anormale) acestea suferă modificări substanțiale care conduc la:

- creșterea curenților supravegheați și micșorarea unor tensiuni de fază (ca și consecință reducerea impedanței măsurate între punctul de măsură și locul de defect, $Z=U_f/I$);
- creșterea unor tensiuni pe fază la apariția unor comutații în instalație;

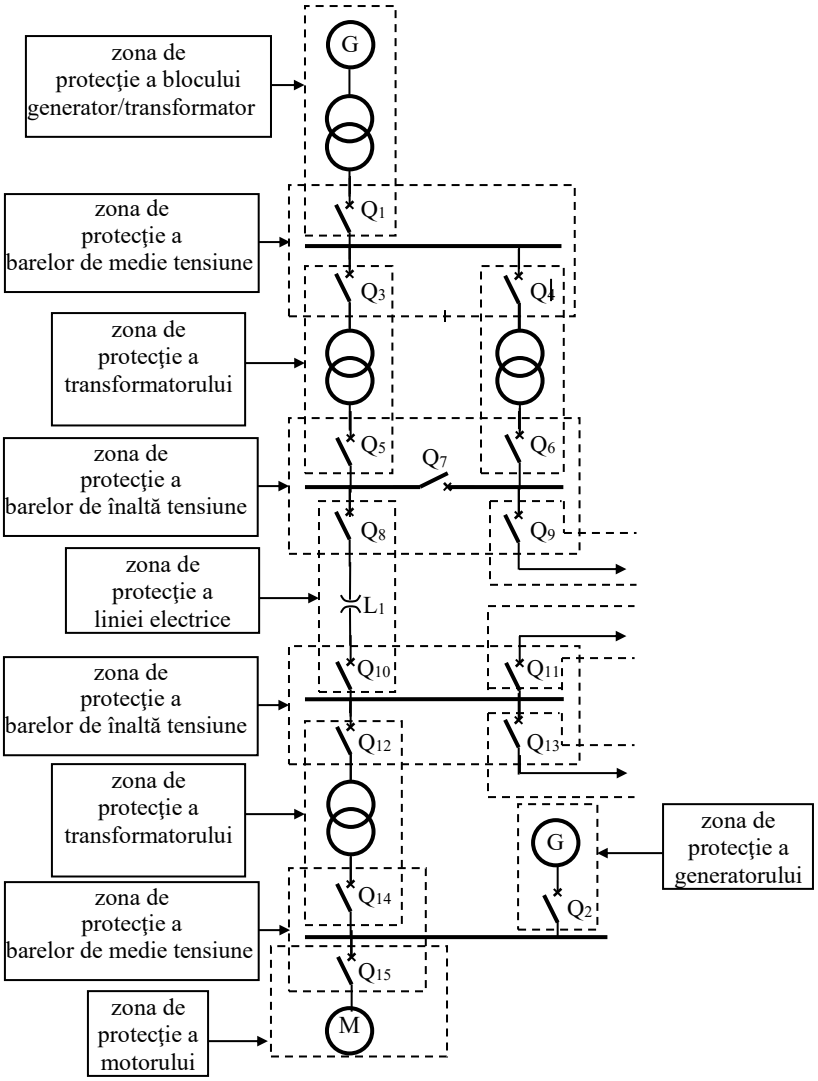


Fig.15.1 Împărțirea tipică în zone de protecție a unui sistem electroenergetic, cu: $Q_1 \ldots Q_{15}$ întreruptoare.

- variații ale frecvenței;
- creșterea temperaturii etc.

Astfel, protecțiile pot fi clasificate din acest punct de vedere în *protecții maximale*, respectiv *protecții minimale*.

2. **După mărimea controlată**:

- *protecția de curent* – acționează la depășirea unei limite stabilite pentru curentul din circuitul protejat;
- *protecția direcțională* – acționează la schimbarea sensului circulației de puteri prin elementul protejat;
- *protecția de distanță* – acționează la micșorarea sensibilă a impedanței circuitului protejat;
- *protecția diferențială* – acționează la apariția unei diferențe între valorile curenților de la extremitățile zonei protejate;
- *protecția homopolară* – acționează la apariția componentelor homopolare de curent sau tensiune în cazul punerilor la pământ;
- *protecția de tensiune* – acționează la depășirea unei limite stabilite pentru tensiunea circuitului protejat;
- *protecția cu relee de gaze* – acționează la apariția gazelor în cuva cu ulei a transformatoarelor în cazul scurtcircuitelor;

➢ *protecția termică* – acționează la creșterea temperaturii circuitelor electrice în timpul scurtcircuitelor sau regimurilor anormale.

3**. După rolul pe care îl au în sistem**:

➢ *protecții de bază* – acționează la defectele care apar în limitele zonei protejate prin declanșarea întreruptoarelor celor mai apropiate de elementele respective avariate;

➢ *protecții de rezervă* – acționează în locul protecțiilor de bază, în cazul în care aceasta refuză să acționeze;

➢ *protecții auxiliare* – acționează în cazul defectelor care apar în zone în care protecția de bază nu poate acționa (nu întotdeauna protecția de bază acoperă întreaga zonă a elementului protejat);

4. **În funcție de elementul protejat**:

➢ *pentru generatoare sincrone;*

➢ *pentru transformatoare și autotransformatoare de putere;*

➢ *pentru sisteme de bare;*

➢ *pentru linii electrice;*

➢ *pentru motoare electrice;*

5. **În funcție de principiul constructiv**:

➢ *protecții cu relee clasice* (electromagnetice, electrodinamice, de inducție etc.);

➢ *protecții cu relee electronice* (realizate cu componente discrete – tranzistoare, tiristoare, triacuri, diode, rezistențe, condensatoare etc.);

➢ *protecții cu microprocesoare* (protecții numerice de generația I);

➢ *protecții digitale* (protecții numerice de generația II).

15.1.3. Cerințe impuse sistemelor de protecție

Pentru lichidarea optimă a defectelor protecțiile prin relee trebuie să satisfacă o serie de condiții care pot fi exprimate prin următorii parametri:

➢ *rapiditatea* - adică necesitatea unei acționări rapide, rezultată din pericolul pe care îl prezintă întârzierea lichidării scurtcircuitelor apărute în sistemele electrice. Rapiditatea se impune tot mai mult, odată cu dezvoltarea sistemelor energetice, având în vedere că trebuie să asigure menținerea stabilității funcționării în paralel a generatoarelor legate la sistem, reducerea timpului cât consumatorii sunt alimentați cu tensiune scăzută etc.

➢ *selectivitatea (discriminarea)*, reprezintă proprietatea protecțiilor de a comanda deconectarea numai a elementului în care a apărut defectul, toate celelalte părți componente ale SEE rămânând în funcțiune. O protecție poate avea selectivitate absolută (folosind informații de la două sau mai multe extremități ale zonei protejate), sau selectivitate relativă (folosind informații doar de la o extremitate a zonei protejate);

➢ *siguranța* - adică protecțiile trebuie să aibă proprietatea de a acționa corect în toate cazurile când este necesar (de a nu avea refuzuri în funcționare) și de a nu acționa atunci când nu este necesar (de a nu avea acționări false). Prin urmare, o protecție este sigură dacă acționează întotdeauna când este necesar și numai când este necesar;

➢ *sensibilitatea* - respectiv protecțiile trebuie să acționeze în cazul unor abateri cât mai mici de la valoarea normală a mărimii fizice controlate și se apreciază cantitativ printr-un coeficient de sensibilitate, K_{sens};

➢ *independența față de condițiile exploatării* - protecția unei instalații trebuie să acționeze corect, independent de schema de conexiuni a sistemului electric în momentul respectiv, de numărul centralelor și al generatoarelor în funcțiune;

➢ *simplitatea* – reprezintă rezultatul unei proiectări optime ceea ce presupune un număr minim de echipamente și circuite;

➢ *compatibilitatea electromagnetică* – proprietatea echipamentului protecției de a nu fi perturbat în funcțiune de influența diverselor câmpuri electromagnetice și de a nu genera perturbații electromagnetice în mediul înconjurător;
➢ *eficacitatea economică* - condiție care se referă nu numai la cheltuielile ce reprezintă costul echipamentelor de protecție și al montării acestora, ci și la cheltuielile de întreținere și de revizie care în unele cazuri pot avea valori importante.

15.2. PROTECȚII DE CURENT

15.2.1. Principiul protecției de curent

Acest principiu, care constă în protejarea instalațiilor electrice împotriva depășirii valorilor admisibile ale curentului, a stat la baza realizării primelor sisteme de protecție. Pornind de la acest principiu de bază au fost dezvoltate sistemele de protecție maximale de curent în trepte.

Pentru utilizarea corectă a protecțiilor de curent este necesară cunoașterea curenților de defect în fiecare element al rețelei, astfel încât să se realizeze o setare corectă a curenților de pornire a protecției, respectându-se cerințele privind selectivitatea.

Se definesc următoarele valori caracteristice reglajului unei protecții de curent maximale:
➢ I_{pp}, curentul de pornire a protecției, reprezintă valoarea curentului din primarul TC de la care protecția începe să acționeze (valoare reglată, de prag pentru funcționarea protecției);
➢ I_{pr}, curentul de pornire al releului, reprezintă valoarea curentului de pornire a protecției raportată la secundarul TC, $I_{pr} = I_{pp}/n_{TC}$, cu $K_{TC}=I_{np}:I_{ns}$ raportul de transformare al TC.

Datele necesare pentru reglajul releelor sunt [1]:
➢ diagrama monofilară a sistemului de protejat în care apar releele de protecție și transformatoarele de măsură de curent asociate;
➢ impedanțele elementelor de sistem (generatoare, transformatoare, linii electrice);
➢ valorile minime și maxime ale curenților de scurtcircuit, pentru fiecare loc de amplasare a protecțiilor,
➢ curenții de pornire a motoarelor electrice;
➢ curentul maxim de sarcină, pentru fiecare punct de amplasare a protecțiilor;
➢ curbele de scădere a curentului de defect alimentat de generatoare;
➢ caracteristicile transformatoarelor de curent.

Stabilirea curenților de pornire a protecției (setarea, reglajul protecției) presupune analiza posibilelor regimuri de funcționare ale rețelelor electrice ținând cont de de următoarelor mărimi:
➢ curentul nominal (I_n), prin care se înțelege curentul admisibil pentru care este prevăzută instalația electrică;
➢ curentul de sarcină maxim ($I_{sarc.max.}$), definit în legătură cu puterea maximă absorbită de un consumator, adică cea mai mare valoare a puterii medii de durată într-o perioadă considerată și într-un interval de timp (15 - 60 minute) în funcție de caracteristicile sarcinii;
➢ curentul de suprasarcină, prin se înțelege orice curent superior celui nominal, produs într-un circuit electric fără defect regim anormal de funcționare;
➢ curentul de scurtcircuit - curentul produs de apariția unui scurtcircuit. Pentru o rețea trebuie avute în vedere situațiile extreme reprezentate prin *regimul minim de scurtcircuit* (desemnat prin valoarea curentului de scurtcircuit I''_{Kmin}), respectiv *regimul maxim de scurtcircuit* (desemnat prin valoarea curentului de scurtcircuit I''_{Kmax}).

15.2.2. Principiul protecției maximale de curent instantanee (cu secționare)

Schema de principiu monofilară, a unei protecții maximale de curent aplicată unei rețele radiale este prezentată în figura 15.2 în care notațiile utilizate au următoarele semnificații:
➢ SB și SL separatoarele de bară, respectiv de linie;

- Q întreruptor;
- TC transformator de curent;
- simbolul I> denumește releul (protecția) maximal de curent;
- $\underline{I}_p$ curentul primar (din circuitul de supravegheat), respectiv care parcurge înfășurarea primară a TC;
- $\underline{i}_s$ curentul din secundarul TC

După cum se poate observa în schema din figura 15.2 principalele dispozitive ale acestei protecții sunt releele maximale de curent și transformatoarele de curent.

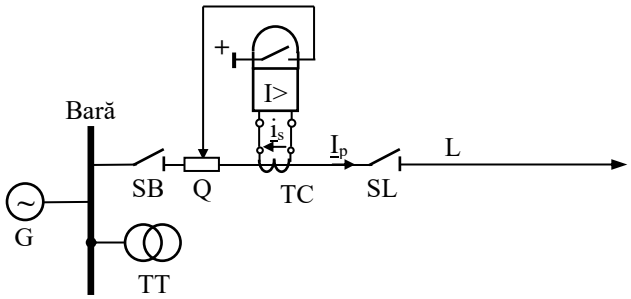


Fig.15.2 Principiul protecției de curent [1].

Trebuie remarcat faptul că această modalitate de implementare a protecției acționează instantaneu, timpul de răspuns în cazul apariției unui regim anormal de funcționare sau de defect depinzând numai de timpii proprii de acționare a componentelor lanțului de protecție (releu de curent, releu intermediar, întreruptor etc.).

Condiția de acționare releului de curent este îndeplinită în cazul în care valoarea efectivă a curentului din circuitul primar, I_p, depășește valoarea efectivă a curentului de pornire al protecției, I_{pp}:

$$I_p > I_{pp}. \tag{15.1}$$

Dacă se are în vedere caracteristica de protecție a releului de curent, caracteristică cu histereză, între valorile de pornire și revenire ale releului (protecției) există următoarele relații (prin intermediul coeficientului de revenire, K_{rev}):

$$K_{rev} = \frac{I_{rr}}{I_{pr}} = \frac{I_{pp}/K_{TC}}{I_{rp}/K_{TC}} = \frac{I_{pp}}{I_{rp}} \Rightarrow I_{pp} = \frac{I_{rp}}{K_{rev}}, \tag{15.2}$$

unde I_{rr} reprezintă curentul de revenire al releului, iar I_{rp} curentul de revenire al protecției.

Condiția de sensibilitate a protecției impune un coeficient K_{rev} cât mai apropiat de unitate, iar siguranța în funcționare impune să fie subunitar. Releele maximale electromagnetice de curent au un coeficient de revenire mediu $K_{rev} = 0{,}85$, în timp ce releele electronice (numerice) prezintă un coeficient de revenire apropiat de unitate ($K_{rev} > 0{,}99$).

Reglarea protecției trebuie să aibă în vedere și modalitatea de conectare a transformatoarelor de curent (Fig.15.3, a, b și c) prin intermediul coeficientului de schemă K_{sch}. În cazul legării secundarelor TC în stea coeficientul de schemă are valoarea $K_{sch} = 1$, respectiv $K_{sch} = \sqrt{3}$ pentru conectarea în triunghi a secundarelor TC. Astfel, relația (15.2) devine:

$$I_{pp} = \frac{K_{sch}}{K_{rev}} I_{rp}. \tag{15.3}$$

Curentul de defect variază invers proporțional cu impedanța liniei electrice. Deoarece această impedanță este funcție de lungimea liniei, rezultă că și valoarea curentului de defect depinde de lungimea liniei parcursă de el. Asigurarea selectivității protecției are în vedere acest aspect („discriminare în curent”) și anume faptul că valoarea curentului de defect depinde de distanța dintre locul de defect (poziția locului de defect) și sursă.

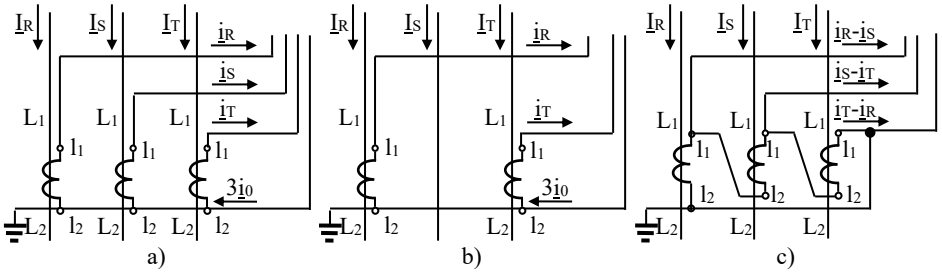


Fig.15.3 Scheme de conexiuni ale transformatoarelor de curent:
a) stea completă; b) stea incompletă; c) triunghi.

Exemplificarea modului de aplicare a acestei metode este prezentată în figura 15.4.

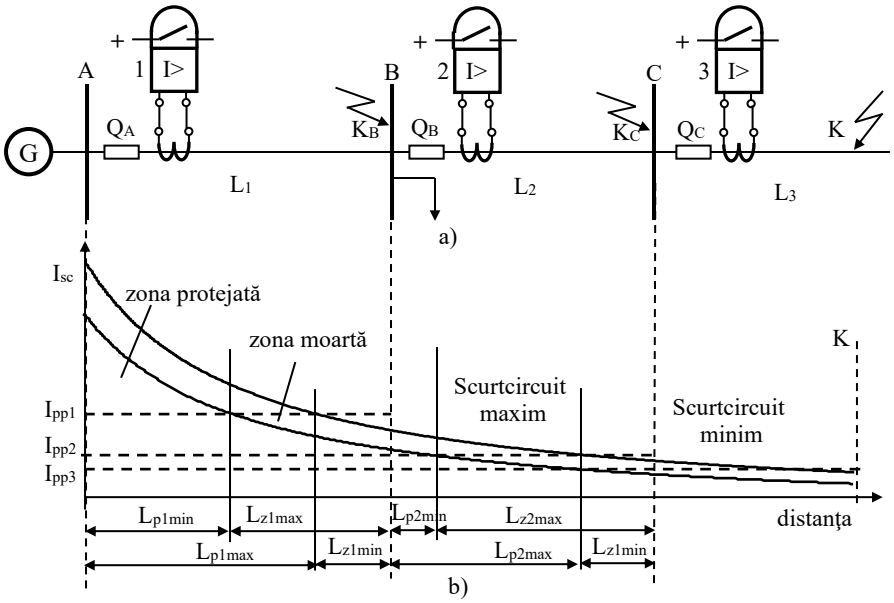


Fig.15.4 Principiul protecției de curent cu secționare:
a) schema monofilară; b) curentul de scurtcircuit funcție de severitatea scurtcircuitului și de distanță, respectiv reglajul curentului de pornire a protecției.

Pentru evitarea deconectărilor neselective (funcționarea protecției în cazul unui defect produs pe un element vecin – în aval) este necesară respectarea condiției $I_{rp} \geq I''_{Kmax.}$ unde curentul de scurtcircuit inițial maxim este cel de la capătul zonei protejate pentru **un defect trifazat**.

Astfel, curentul de pornire al protecției depinde de valoarea curentului inițial de scurtcircuit trifazat (valoarea supratranzitorie a componentei periodice) în regim maxim, la capătul sectorului în studiu:

$$I_{pp} = \frac{K_{sch}}{K_{rev}} I_{rp} = K_{sig} \frac{K_{sch}}{K_{rev}} I''_{Kmax.}, \qquad (15.4)$$

iar K_{sig}=1,2...1,5 un coeficient de siguranță care depinde de tipul releului utilizat.

Această protecție mai poartă numele de *„protecție cu secționare de curent”* sau *„protecție cu tăiere de curent”*, deoarece există o porțiune a zonei protejate unde protecția acționează instantaneu și o zonă moartă (de blocare) unde dacă apare un scurtcircuit acesta nu este sesizat de protecție, și ca urmare aceasta nu acționează. În cazul utilizării protecției prin secționare de curent, suplimentar va trebui prevăzută și o protecție de rezervă, cum ar fi protecția maximală de curent temporizată, când se obține o *„protecție maximală de curent în două trepte”*.

Releele maximale de curent vor fi setate pentru a acționa la valori diferite ale curentului de defect, în mod crescător dinspre capătul liniei înspre sursă, astfel încât întreruptorul cel mai apropiat de locul defectului să fie cel care declanșează.

Reglajul releelor de curent este verificat mai întâi pentru valoarea maximă a curentului de scurtcircuit, valoare la care timpul de acționare trebuie să fie minim. Apoi se verifică funcționarea releului pentru valoarea minimă a curentului de scurtcircuit, caz în care timpul de acționare trebuie să fie satisfăcător.

Această metodă de discriminare are aplicații la protejarea liniilor radiale de joasă, medie și înaltă tensiune. Totodată, împreună cu protecțiile direcționale, ea poate fi aplicată și la liniile alimentate de la două capete. Este o metodă simplă, ieftină și eficientă.

15.2.3. Principiul protecției maximale de curent temporizată

O funcționare cu secționare (instantanee) nu satisface totalitatea situațiilor care apar în funcționarea rețelelor electrice, mai ales în ceea ce privește discriminarea situațiilor de defect pasager față de cele persistente, discriminarea situației de suprasarcină fată de cea de scurtcircuit, respectiv asigurarea selectivității în distanță (legată de coordonarea protecțiilor). Din acest motiv s-au dezvoltat protecții de curent temporizate, cu cele două variante: cu *caracteristică de timp independentă*, respectiv cu *caracteristică de timp dependentă*.

15.2.3.1. Protecția maximală de curent cu caracteristică independentă

În cazul acestei variante, intervalul de timp (temporizarea) după care are loc acțiunea protecției (semnalizare, comandă de declanșare a întreruptoarelor etc.) nu depinde de valoarea I_p a curentului din circuitul supravegheat (Fig.15.5, a). Protecția presupune prezența unui releu maximal de curent, ca element de pornire, și existența unui releu de timp (sau element de temporizare) pentru realizarea temporizării (Fig.15.5, b). Contactele celor două relee, releul maximal de curent I> și releul de timp, realizează funcția logică ȘI (&).

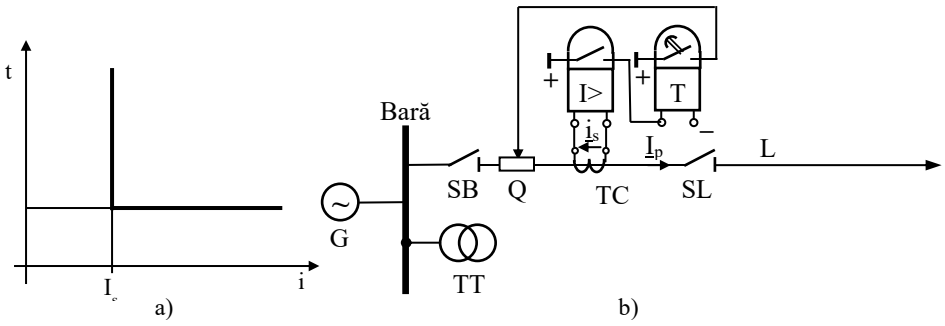


Fig.15.5 Protecția maximală de curent temporizată cu caracteristică independentă [1]:
a) caracteristici timp/curent a releului maximal de curent cu caracteristică independentă; b) schema de principiu.

Relația care definește funcționarea protecției ține cont de cele două elemente și se scrie astfel:

$$\left(I_p > I_{pp}\right) \& \left(t_p > T_{pp}\right), \tag{15.5}$$

adică, acțiunea de declanșare a întreruptorului are loc numai în cazul în care curentul din circuit depășește valoare reglată I_{pp} și durata t_p lui este mai mare decât temporizarea prescrisă T_{pp}.

Realizarea selectivității între diferitele tronsoane ale liniei prin discriminarea în timp presupune ca *timpul de acționare a protecțiilor să descrească dinspre sursă înspre consumatori* [1]. Timpul de acționare minim va corespunde tronsonului de linie cel mai depărtat față de sursă (în avalul liniei). Treaptă de timp minimă între două tronsoane adiacente trebuie să permită acționarea releelor aferente și acționarea întreruptorului, corespunzător

tronsonului supravegheat, înainte ca un alt întreruptor din amonte să primească comanda de declanșare. Se determină cu relația:

$$\Delta t = \frac{2\varepsilon_T}{100} T_M + t_{ai} + t_{sig}, \qquad (15.6)$$

cu:

- ε_T - eroarea relativă a releului de timp [%];
- T_M este temporizarea maximă de acționare a releului de timp;
- t_{ai} – timpul de acționare a întreruptorului;
- t_{sig} – timp de siguranță (margine de siguranță).

În acest caz, pentru evitarea deconectărilor neselective (funcționarea protecției în cazul unui defect produs pe un element vecin – în aval) este necesară respectarea condiției $I_{rp} \geq I_{sarc.max.}$ unde curentul de sarcină maxim este același pentru toată rețeaua fără ramificații, sau egal cu suma curenților din ramificații pentru fiecare nod de derivație în parte.

Astfel, curentul de pornire al protecției, conform (15.3) este:

$$I_{pp} = K_{sig} \frac{K_{sch}}{K_{rev}} I_{sarc.max.}, \qquad (15.7)$$

iar K_{sig}=1,1...1,25 un coeficient de siguranță care depinde de tipul releului utilizat.

Exemplificarea aplicării acestei metode de discriminare, aplicată în cazul protecției maximale de curent a unei linii radiale, este prezentată în figura 15.6, unde:

- B_1, B_2, B_3 sunt barele corespunzătoare;
- L_1, L_2, L_3, - cele trei tronsoane de linie luate în discuție.

De precizat că temporizarea protecției celui de-al treilea tronson, t_3, este impusă ca dată inițială de către celelalte protecții din aval sau de elementul protejat.

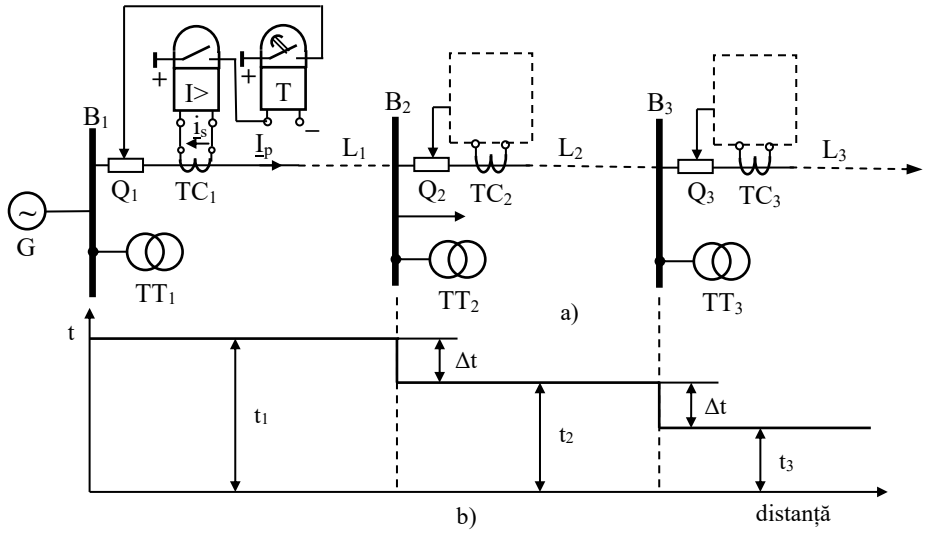


Fig.15.6 Aplicarea metodei de discriminare în timp:
a) schema de principiu a protecției maximale temporizate de curent pentru o rețea radială; b) setarea temporizărilor.

15.2.3.2. Protecția maximală de curent temporizată cu caracteristică dependentă IDMT, („Inverse Definite Minimum Time Overcurrent Relay”)

Releele maximale de curent cu caracteristică dependentă sunt relee pentru care timpul de acționare depinde de valoarea curentului din circuitul supravegheat (multiplul curentului reglat). La acest tip de relee, cu caracteristică inversă, durata de timp după care are loc acționarea scade față de valoarea reglată T_{pp} odată cu creșterea valorii curentului din circuitul supravegheat.

Conform IEC 60255, expresia matematică a acestei dependențe, timp de acționare/curent, este de forma [3]:

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(I_p / I_{PP}\right)^{\alpha} - 1}, \tag{15.8}$$

unde:

- k reprezintă multiplul timpului setat – TMS („Time Multiplier Setting”);
- I_p/I_{pp} este multiplul curentului reglat PMS („Plug Multiplier Setting”);
- α și β sunt coeficienți care determină alura caracteristicii timp-curent. Acești coeficienți, cu valori standardizate conform IEC 60255 (tabelul 15.1), determină tipul caracteristicii releului. Caracteristicile astfel obținute, în coordonate logaritmice, sunt prezentate în figura 15.7, a.

Tabelul 15.1 Constantele releelor cu caracteristică inversă conform IEC 255

Nr.crt.	Tipul caracteristicii releului	α	β
1.	Inversă standard („standard inverse” SI)	0,02	0,14
2.	Foarte inversă („very inverse” VI)	1,00	13,50
3.	Extrem de inversă („extremely inverse” EI)	2,00	80,00
4.	Cu temporizare mare („long time invers” LTI)	1,00	120,00

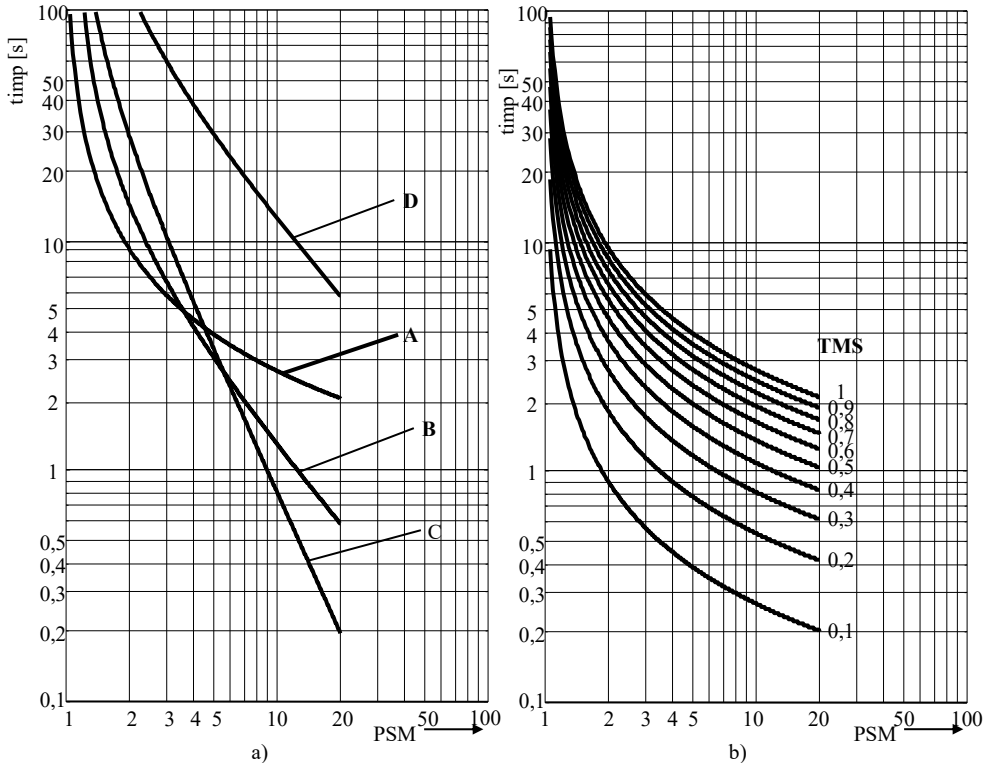


Fig.15.7 Caracteristici de protecție proprii IDMT:
a) A – standard, B – foarte inversă, C – extrem de inversă, D – cu durată mare; b) familie tipică de caracteristici inverse standard.

În conformitate cu relația (15.7), reglajul unui astfel de releu presupune setarea a doi parametri. Acești parametri sunt: valoarea de pornire a protecției I_{pp}, respectiv multiplul timpului setat,. TMS (k), care determină curba de protecție caracteristică aparținând familiei de caracteristici proprii releului (Fig.15.7, b).

15.2.4. Principiul protecțiilor de curent de secvență

Pentru identificarea unor defecte nesimetrice se folosesc protecții de curent de secvență zero sau homopolară (împotriva defectelor monofazate) și protecții de curent de secvență negativă sau inversă (împotriva defectelor bifazate).

Filtrele pentru componente simetrice pot fi simple sau compuse. Realizarea filtrelor simple de curent sau de tensiune presupune utilizarea curenților de fază, respectiv a tensiunilor de linie. Alegerea filtrelor trebuie să țină seama de următoarele elemente:

- sensibilitate maximă la valoarea minimă a curenților sau a tensiunilor de o anumită secvență aplicate la bornele filtrului și la care schema filtru-releu acționează;
- consum minim la sarcină nominală a transformatoarelor de măsură;
- valoare minimă a tensiunii sau a curentului de dezechilibru.

15.2.4.1. Protecția de curent de secvență zero (homopolară)

Cele mai frecvente defecte care apar în rețelele electrice constau în puneri la pământ. Acestea pot fi detectate de protecțiile maximale de curent, dar nu întotdeauna sau nu cu suficientă sensibilitate.

Necesitatea utilizării unei protecții mai sensibile față de punerile la pământ este impusă de următoarele considerente:

- curentul de punere la pământ în multe cazuri este limitat valoric;
- sensibilitatea și viteza de răspuns impuse protecțiilor nu pot fi obținute prin utilizarea protecțiilor clasice maximale de curent.

Aceste tipuri de protecții sunt sensibile numai la curentul de punere la pământ („residual current”) atâta timp cât există un defect care conduce la apariția unei componente de secvență zero a curentului. În consecință o astfel de protecție nu va fi influențată de curentul de sarcină, indiferent dacă sistemul este echilibrat sau nu. Deci curentul de pornire al protecției va fi determinat numai de caracteristicile echipamentelor utilizate. Totuși această afirmație este adevărată numai dacă nu există curenți capacitivi sau de scurgere la pământ ale căror valori să fie apropiate de valoarea de pornire a protecției.

De altfel, posibilitatea unui reglaj foarte „jos” (la un nivel de curent redus) este foarte utilă atâta timp cât punerile la pământ ar produce efecte apropiate de cele produse de celelalte avarii.

În general valoarea curenților de punere la pământ este limitată de impedanța legată în neutrul rețelei sau de rezistența de punere la pământ.

Măsurarea componentei de secvență zero poate fi realizată prin legarea în paralel a secundarelor TC de pe fiecare fază (Fig.15.9), în cazul unei linii electrice cu trei conductoare.

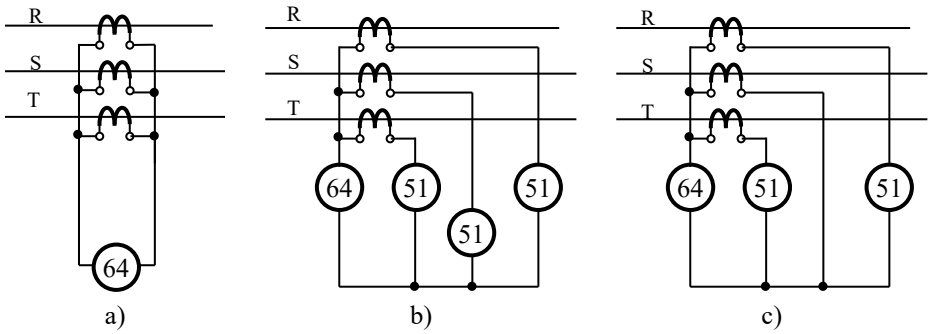


Fig.15.9 Conectarea TC pentru secvența homopolară (linie cu trei conductoare).

Ideea care stă la baza acestor moduri de conectare este faptul că suma curenților de fază este egală cu de trei ori componenta de secvență zero:

$$\underline{I}_r = \underline{I}_{sR} + \underline{I}_{sS} + \underline{I}_{sT} = \frac{\underline{I}_{pR} + \underline{I}_{pS} + \underline{I}_{pT}}{K_{TC}} = \frac{3 \cdot \underline{I}_0}{K_{TC}}. \qquad (15.17)$$

De fapt aceste conexiuni realizează un filtru pentru componenta homopolară. Conexiunea cea mai simplă, cea din figura 15.9, a (montaj Holngreen), poate fi extinsă prin introducerea unor relee maximale de curent pe fiecare fază și conectarea releului pentru componenta homopolară între neutrul TC și acestea (Fig.15.9, b), în timp ce în figura 15.9, c este prezentată o variantă economică care utilizează numai două relee maximale de curent.

Curentul de pornire al protecției menționate trebuie să îndeplinească condiția:

$$I_{pp} > I_{dez.max}, \qquad (15.18)$$

unde $I_{dez.max}$ reprezintă curentul de dezechilibru maxim determinat de suma fazorială a curenților de magnetizare ale celor trei transformatoare de măsură de curent montate pe fazele elementului protejat așa cum rezultă din figura 15.9.

Alte moduri de detectare a componentei homopolare de curent sunt prezentate în figura 15.10, a și b. Aceste variante pot fi aplicate acolo unde există posibilitatea amplasării TC pe conductorul de legătură dintre neutrul rețelei și priza de pământ.

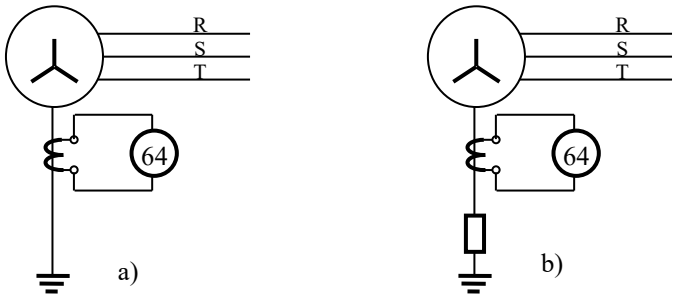


Fig.15.10 Conectarea protecției de secvență zero pe conductorul de legătură dintre neutrul rețelei și priza de pământ.

Același filtru de secvență homopolară poate fi realizat prin utilizarea transformatoarelor pentru secvență homopolară (filtru Ferranti) în cazul cablurilor trifazate (Fig.15.11, a, b și c).

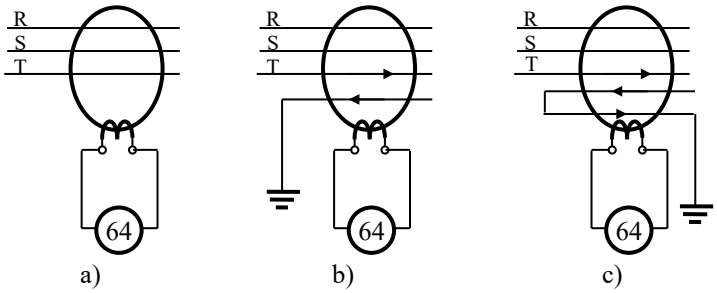


Fig.15.11. Filtru Ferranti:
a) cablu cu trei conductoare; b) cablu cu patru conductoare, montare incorectă; c) cablu cu patru conductoare, montare corectă.

15.2.4.2. Protecția de curent de secvență inversă

Protecția de curent de secvență inversă este constituită din transformatoare de măsură de curent, filtru de curent de secvență inversă și releu de curent așa cum se prezintă în figura 15.12.

Curentul de excitație al releului, $\underline{I}_r$, trebuie să fie proporțional cu curentul de secvență negativă (inversă):

$$\underline{I}_r \approx \underline{I}_R + a^2 \underline{I}_S + a\underline{I}_T = \underline{I}_R - \frac{1}{2}\underline{I}_S - j\frac{\sqrt{3}}{2}\underline{I}_S + \frac{1}{2}\underline{I}_T - j\frac{\sqrt{3}}{2}\underline{I}_T. \qquad (15.19)$$

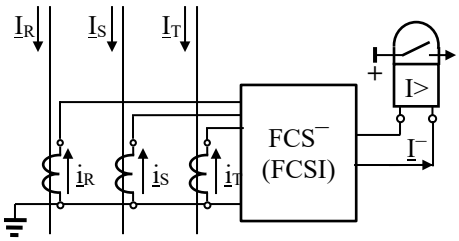


Fig.15.12 Protecția maximală de curent de secvență inversă.

15.2.5. Principiul protecției maximale de curent direcționale

Protecția direcțională este utilizată acolo unde este necesară protejarea sistemului împotriva curenților de defect, care pot circula spre locul de defect din mai multe direcții, iar utilizarea numai a protecției maximale de curent ar produce deconectări nedorite [1]. Această situație apare în cazul rețelelor buclate sau în inel, unde există mai multe puncte de injecție a energiei, respectiv mai multe laturi în paralel. Intuitiv, necesitatea introducerii direcționării protecțiilor de curent este ilustrată în figura 15.15, unde se consideră că o rețea alimentată de la două capete reprezintă suprapunerea a două rețele radiale care debitează în sensuri opuse.

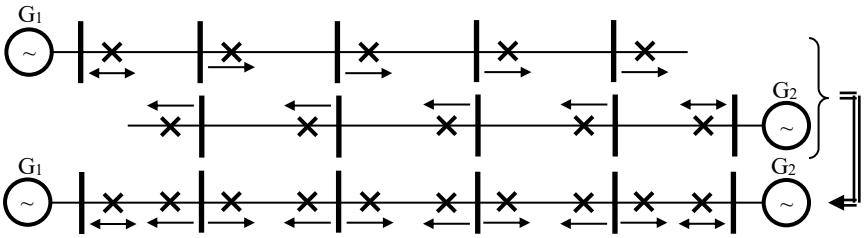


Fig.15.13 Explicativ la modul de dezvoltare a unei scheme de protecție pentru o rețea simplu buclată.

15.2.5.1. Principiul protecției maximale de curent direcționale cu secționare

Protecțiile de curent direcționale sunt constituite din două unități: o unitate de protecție maximală de curent și una care poate determina sensul de circulație a puterii prin elementul protejat.

În figura 15.14 este prezentată schema monofilară de principiu a unei astfel de protecții cu secționare, utilizate la o rețea simplu buclată (o linie alimentată de la două capete). Se observă că în acest funcția realizată de protecție este funcția logică ȘI. Protecția acționează numai dacă *direcția normală de setare a protecției este dinspre sistemul de bare înspre linia electrică*.

Condiția de acționare a protecției se poate scrie astfel:

$I_p > I_{pp}$ & (sensul de circulație al curentului să corespundă cu cel reglat), (15.20)

cu I_{pp} conform (15.4).

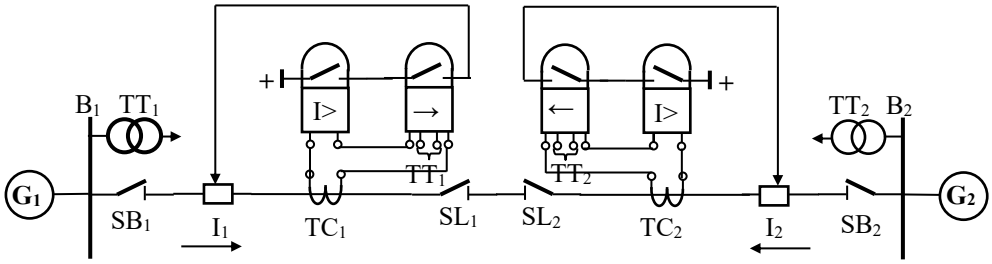


Fig.15.14 Principiul protecției maximale de curent direcționale – schema monofilară.

15.2.5.2. Protecția maximală de curent direcțională temporizată

O astfel de protecție trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

- trebuie să acționeze asupra întreruptoarelor aflate cel mai aproape de locul defectului;
- trebuie să acționeze numai în cazul în care curentul de scurtcircuit circulă dinspre sistemul de bare înspre linie, sens care coincide cu direcționarea releului direcțional;
- curentul reglat al tuturor releelor maximale de curent are aceeași valoare;
- timpul de acționare al protecțiilor descrește dinspre sursele de alimentare, treapta de timp fiind notată cu Δt;
- protecțiile vor comanda declanșarea întreruptoarelor corespunzătoare numai dacă curentul din circuit a depășit valoarea de prag reglată, sensul circulației de putere în circuit este cel prestabilit și durata defectului depășește temporizarea reglată:

$$I_p > I_{pp} \ \& \ (\text{sensul de circulație al curentului să corespundă cu cel reglat}) \ \&(t_p > T_{pp}), \quad (15.21)$$

cu I_{pp} conform (15.7).

În figura 15.15 se prezintă conexiunea principalelor elemente (relee) care intră în componența unei astfel de protecții cu care se poate aplica metoda discriminării în direcție și timp (releu maximal de curent, releu direcțional, releu de timp).

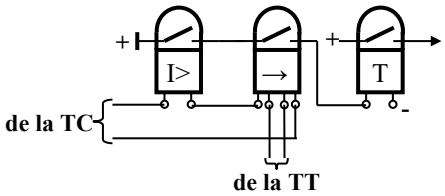


Fig.15.15 Protecția direcțională temporizată.

Aplicarea acestei metode poate fi urmărită în figura 15.16, a și b, unde se prezintă cazul unei rețele alimentate la două capete cu: G_1 și G_2 cele două surse de alimentare; A, B și C sisteme de bare.

Notațiile pentru întreruptoare au ținut cont de direcționarea protecțiilor corespunzătoare fiecărui element:

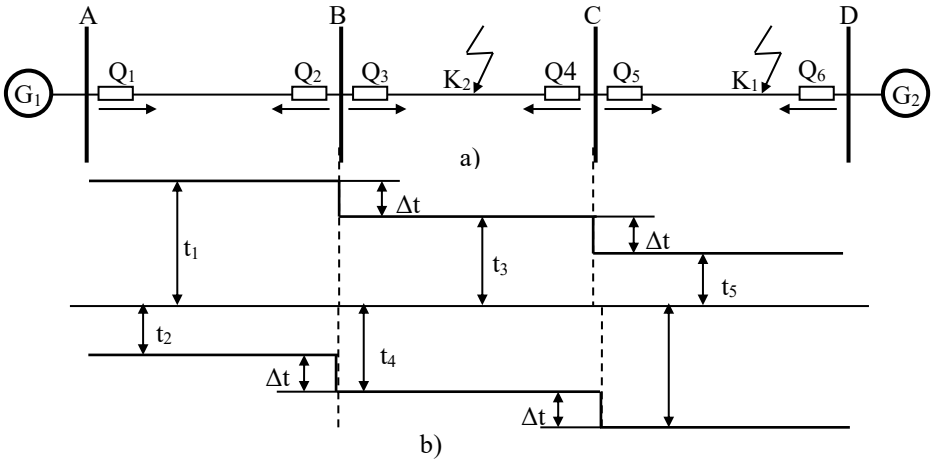


Fig.15.16 Aplicarea metodei de discriminare în timp și în direcție:
a) schema monofilară de principiu a rețelei în studiu cu direcționarea protecțiilor; b) setarea temporizărilor.

- cu 1, 3, 5 s-au marcat întreruptoarele ale căror protecții sunt direcționate dinspre stânga înspre dreapta;
- cu 2, 4, 6 s-au identificat întreruptoarele ale căror protecții sunt direcționate dinspre dreapta înspre stânga.

Analizând schema din figura 15.16 se constată următoarele:

- direcționarea asigură selectivitatea între sistemele de protecție poziționate la aceeași bară;
- temporizarea asigură selectivitatea între sistemele de protecție care au aceeași direcționare.

Astfel, dacă apare un defect în K_1, pornesc protecțiile corespunzătoare întreruptoarelor 1, 3, 5 și 6, care sunt direcționate corespunzător. Protecția 5 acționează înaintea celor din 1 și 3 având timpul de acționare cel mai mic. Astfel prin declanșarea întreruptoarelor 5 și 6 este izolat tronsonul defect. Consumatorii de pe tronsoanele neavariate rămân alimentați fie de la G_1 fie de către G_2. În cazul producerii unui defect în K_2, vor porni protecțiile 1, și 3, respectiv 4 și 6 (pentru 5 și 2 sensul curentului de scurtcircuit nu corespunde cu direcționarea). Protecțiile corespunzătoare întreruptoarelor 3 și 4 acționează primele având direcționarea corespunzătoare și temporizările cele mai mici.

15.3. PRINCIPIUL PROTECȚIILOR DE TENSIUNE

Apariția defectelor în rețelele electrice sunt însoțite de obicei de modificări ale tensiunilor. Scurtcircuitele polifazate sunt însoțite de scăderea tensiunii între fazele pe care s-a produs defectul, iar scurtcircuitele monofazate conduc la reducerea tensiunii fazei avariate. Aceste consecințe asupra sistemului de tensiuni pot fi utilizate ca informații suplimentare în cazul apariției scurtcircuitelor, respectiv pentru discriminarea situației de defect față de cea de suprasarcină când modificările tensiunilor nu sunt importante.

Pe de altă parte scurtcircuitele nesimetrice sunt însoțite de apariția componentei de secvență negativă a tensiunii (scurtcircuite bifazate) și a componentei de secvență zero care însoțește defectele la pământ, componente care pot fi sesizate de către protecția maximală de tensiune de secvență negativă sau de cea de secvență zero.

15.3.1. Protecția de minimă tensiune

Această protecție se realizează cu relee de minimă tensiune conectate în secundarul transformatorului de măsură de tensiune , așa cum se indică în schema din figura 15.17.

Protecția de minimă tensiune își revine (releul de tensiune își deschide contactul) atunci când tensiunea din circuitul supravegheat, U_p, crește atingând valoarea U_{rp} (tensiunea de revenire a protecției), respectiv:

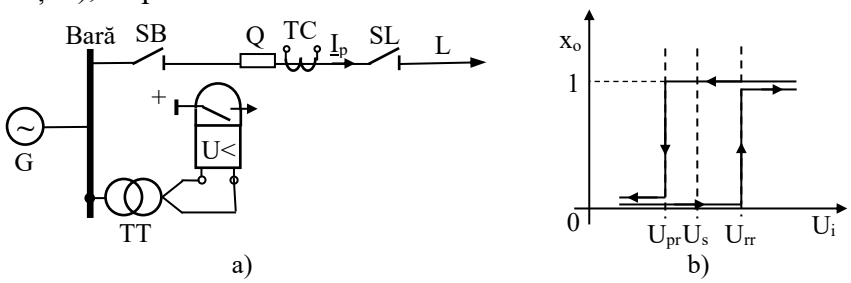


Fig.15.17 Schema de principiu a protecției de minimă tensiune:
a) schema monofilară; b) caracteristica de acționare a releului de minimă tensiune cu contact normal închis.

$$U_p > U_{rp}. \tag{15.22}$$

Tensiunii de revenire a protecției îi corespunde tensiunea de revenire a releului, U_{rr}, a cărei valoare este dată de relația:

$$U_{rr} = \frac{U_{rp}}{K_{TT}}, \tag{15.23}$$

cu $K_{TT}=U_{n1}:U_{n2}$ raportul de transformare al transformatorului de măsură de tensiune.

Ținând cont de coeficientul de revenire al releelor minimale de tensiune, K_{rev}:

$$K_{rev} = \frac{U_{rr}}{U_{pr}} = \frac{U_{rp}}{U_{pp}} > 1, \qquad (15.24)$$

se poate scrie următoarea relație:

$$U_{pp} = \frac{U_{rp}}{K_{rev}}, \qquad (15.25)$$

unde valoarea uzuală a coeficientului de revenire pentru releele electromagnetice este K_{rev}=1,15, iar pentru cele electronice K_{rev} = 1,01.

Reglajul tensiunii de pornire a protecției rezultă:

$$U_{pp} = \frac{U_{rp}}{K_{rev}} = \frac{U_{smin}}{K_{sig} \cdot K_{rev}}, \qquad (15.26)$$

unde $K_{sig} > 1$ și $U_{Smin} = 0{,}9\ U_{nL}$ este tensiunea de serviciu minimă a liniei.

15.3.2. Protecția maximală de tensiune

Permite identificarea unor defecte nesimetrice, cum ar fi punerile monofazate la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de stingere, în care releul maximal de tensiune (în figura 15.18, .a este prezentată caracteristica de acționare a acestui releu) este activat de către componenta de secvență zero sau de secvență negativă a tensiunii de pe bare. Componenta de secvență zero se obține prin conectarea secundarului transformatorului de măsură de tensiune al barei respective în triunghi deschis, având rol de filtru de tensiune de secvență homopolară (Fig.15.18, b). Componenta de secvență negativă se obține prin utilizarea filtrelor de secvență negativă (Fig.15.18, c).

Pentru a obține scheme cât mai simple, filtrele de tensiune inversă sunt alimentate cu tensiunile dintre faze care nu conțin componenta de secvență homopolară. Filtrul trebuie să suprime componenta de secvență directă (pozitivă) și să identifice componenta de secvență negativă (inversă).

În cazul protecțiilor maximale de tensiune pentru a fi îndeplinite condițiile de selectivitate trebuie îndeplinite condițiile:

$$U_{rp} \le U_{pp} \text{ sau } U_{rp} \ge U_{dez.max}; \qquad (15.27)$$

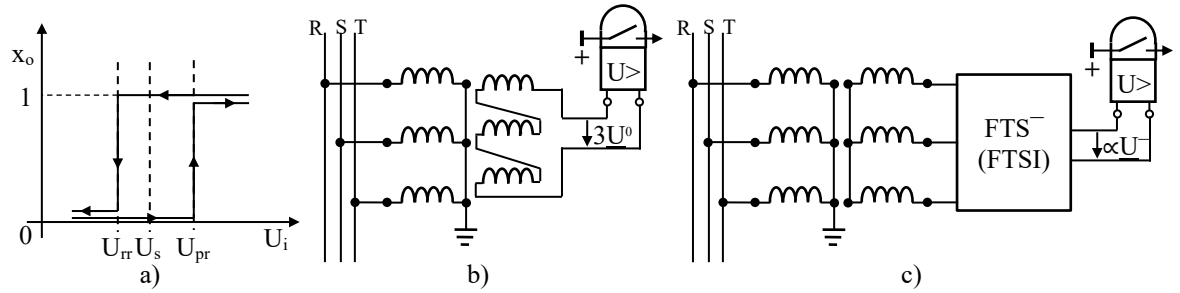


Fig.15.18 Protecția de maximală de tensiune de secvență:
a) caracteristica de acționare a releului maximal de tensiune cu contact normal deschis; b). schema de principiu a protecției de tensiune de secvență zero; c)). schema de principiu a protecției de tensiune de secvență negativă.

cu $U_{dez.max.}$ tensiunea de dezechilibru maximă a filtrului în condiții normale de funcționare.

Prin luarea în considerare a relației (15.25) și (15.27) tensiunea de pornire a protecției se determină cu:

$$U_{pp} = \frac{U_{rp}}{K_{rev}} = \frac{K_{sig}}{K_{rev}} \cdot U_{dezmax}, \qquad (15.28)$$

unde $K_{sig} > 1$.

Releele maximale de tensiune se pot realiza pe aceleași principii ca cele maximale de curent. Pentru releele maximale de tensiune electromagnetice, K_{rev} = 0,85, iar pentru cele electronice K_{rev} = 0,99.

15.4. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ

15.4.1. Principiul protecției diferențiale longitudinale

Pentru a asigura o selectivitate absolută și a asigura deconectarea zonei defecte individual, indiferent de complexitatea rețelei electrice, s-a propus metoda protecției individuale pentru fiecare secțiune a sistemului electroenergetic (*unit protection*). Ca forme de protecție individuală se pot enumera: *protecția diferențială* și *protecția cu comparare de fază*.

Protecțiile, a căror funcționare au la bază principiul protecției diferențiale, au drept scop protecția elementului supravegheat împotriva defectelor care pot să apară între două puncte diferite de măsură, înainte și după elementul protejat (în zona protejată).

Mărimile electrice, curent sau tensiune, sunt mărimi fazoriale. Suma a doi fazori, $\underline{A}$ și $\underline{B}$, se scrie:

$$\underline{A}+\underline{B}=A\cdot\cos(\varphi_A)+B\cdot\cos(\varphi_B)+j\left[A\cdot\sin(\varphi_A)+B\cdot\sin(\varphi_B)\right]. \qquad (15.29)$$

Condiția de anulare a relației (15.29) conduce la următorul sistem de ecuații:

$$\begin{cases} A\cdot\sin(\varphi_A)=-B\cdot\sin(\varphi_B) \\ A\cdot\cos(\varphi_A)=-B\cdot\cos(\varphi_B) \end{cases}. \qquad (15.30)$$

Se împart cele două ecuații, rezultând relațiile:

$$\frac{\sin(\varphi_A)}{\cos(\varphi_A)}=\frac{\sin(\varphi_B)}{\cos(\varphi_B)}\Rightarrow\tan(\varphi_A)=\tan(\varphi_B), \qquad (15.31)$$

sau

$$\varphi_B=\varphi_A+k\pi,\ k\in Z, \qquad (15.32)$$

deci

$$\sin(\varphi_B)=\pm\sin(\varphi_A). \qquad (15.33)$$

Ținând cont de ecuațiile (3.60) și relația (3.64) se poate scrie:

$$A\cdot\sin(\varphi_A)\pm B\cdot\sin(\varphi_A)=0\Rightarrow A=\mp B. \qquad (15.34)$$

În concluzie, pentru anularea sumei celor doi fazori trebuie îndeplinite două condiții: una care se referă la fază, (15.32) și o alta care se referă la egalitatea modulelor celor doi fazori (15.34).

O astfel de protecție acționează în cazul în care diferența (sau suma) a două sau a mai multor mărimi electrice fazoriale de același tip, este mai mare decât mărimea reglată (setată). Aproape orice tip de releu poate funcționa într-o astfel de schemă diferențială, important fiind modul de conectare a acestora în circuitul protejat.

Pentru realizarea comparației, dintre mărimile de la începutul zonei protejate și cele de la sfârșitul ei, este necesară realizarea unei legături între capetele zonei protejate prin conductoare auxiliare de legătură sau în cazul distanțelor mari prin intermediul unor canale pilot (canale utilizate pentru transmiterea semnalelor la distanță – cabluri telefonice, fibre optice, canale radio, semnale în înaltă frecvență).

De cele mai multe ori protecțiile diferențiale sunt protecții de curent, dar pot fi implementate și ca protecții în tensiune. Astfel, vor exista două variante:

- cu curenți de circulație, caz în care se compară curenții de la capetele zonei protejate;
- cu echilibrarea tensiunilor, caz în care se compară căderile de tensiune pe șunturi legate în secundarele transformatoarelor de curent amplasate la capetele zonei protejate.

Elementele de sistem, la care se utilizează protecții bazate pe acest principiu, sunt: generatoarele, transformatoarele de putere, sistemele de bare, liniile electrice.

Protecțiile diferențiale prezintă următoarele avantaje:

- sunt protecții rapide și selective;
- selectivitatea nu depinde de configurația rețelei;
- sunt ușor de reglat;
- nu prezintă constrângeri legate de timpul de acționare.

15.4.1.1. Protecții diferențiale longitudinale cu curenți de circulație

Principiul protecției diferențiale longitudinale cu curenți de circulație este exemplificat în figura 15.19. Transformatoarele de curent sunt amplasate în toate punctele de conectare ale elementului protejat la sistem, iar secundarele transformatoarelor de curent sunt conectate în paralel cu înfășurarea de excitație a releului de curent. Secundarele transformatoarelor de curent trebuie să fie conectate diferențial.

Notațiile din figura 15.21 au următoarele semnificații:

- K, L - bornele de început și de sfârșit ale înfășurării primare a TC;
- k și l - bornele de început și de sfârșit ale înfășurării secundare a TC;
- $\underline{I}_{p1}$, $\underline{I}_{p2}$ - curenții din circuitul primar (supravegheat);
- $\underline{I}_{s1}$ și $\underline{I}_{s2}$ - curenții din circuitul secundar.

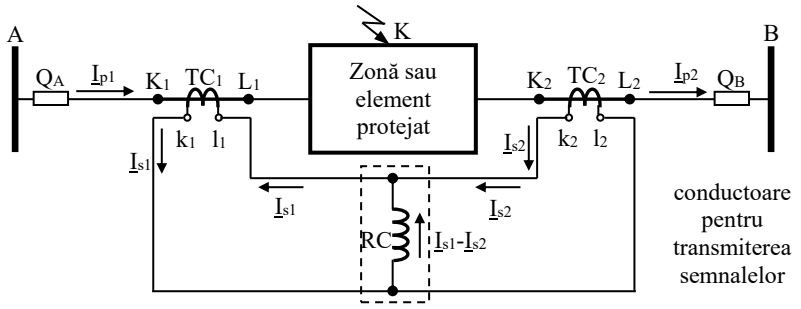


Fig.15.19 Schema principială monofilară a protecției diferențiale cu curenți de circulație.

Este evident că între curenții măsurați, în amonte și în aval de elementul protejat, există o relație de proporționalitate:

$$\underline{I}_{p1} = K \cdot \underline{I}_{p2}. \tag{15.29}$$

Dacă elementul protejat este reprezentat de un generator, un sistem de bare sau o linie electrică, atunci K=1, în timp ce în cazul transformatoarelor și a autotransformatoarelor de putere (în cazul ideal) $K=Un_2/Un_1$ (inversul raportului de transformare).

Prin bobina releului va circula diferența curenților din circuitele secundare ale TC:

$$\underline{I}_{s1} - \underline{I}_{s2} = \underline{I}_{dez}, \tag{15.30}$$

Transformatoarele de curent se aleg astfel încât să aibă aceleași caracteristici, deci va exista și o egalitate (cel puțin teoretică) a rapoartelor de transformare $n_{TC1}=n_{TC2}$. În acest caz, în regim normal de funcționare sau în cazul unui defect exterior zonei protejate, curenții secundari vor fi egali, iar prin înfășurarea de excitație a releului de curent curentul este nul și releul nu acționează.

Dacă defectul este în interiorul zonei protejate atunci între curenții măsurați în amonte, respectiv în avalul zonei protejate, va exista o relație de inegalitate. Inegalitatea este menținută și între curenții din circuitul secundar (defazați cu 180°), ceea ce înseamnă că prin bobina de excitație a releului circulă un curent de dezechilibru diferit de zero. Dacă valoarea în modul al acestuia este mai mare decât valoarea de pornire a releului (valoarea de acționare reglată):

$$\left|\underline{I}_{s1} - \underline{I}_{s2}\right| = \left|\underline{I}_{dez}\right| > \left|\underline{I}_{pr}\right|, \tag{15.31}$$

atunci releul este acționat și va comanda declanșarea întreruptoarelor.

Protecția trebuie desensibilizată față de curentul de dezechilibru în regim normal de funcționare apare datorită erorilor transformatoarelor de măsură de curent, curenților de magnetizare (în cazul transformatoarelor de putere, scurtcircuitelor exterioare zonei etc.).

15.4.1.2. Protecții diferențiale longitudinale cu echilibrarea tensiunilor

Principiul de realizare și funcționare a unei protecții diferențiale cu echilibrarea tensiunilor este prezentat în figura 15.20.

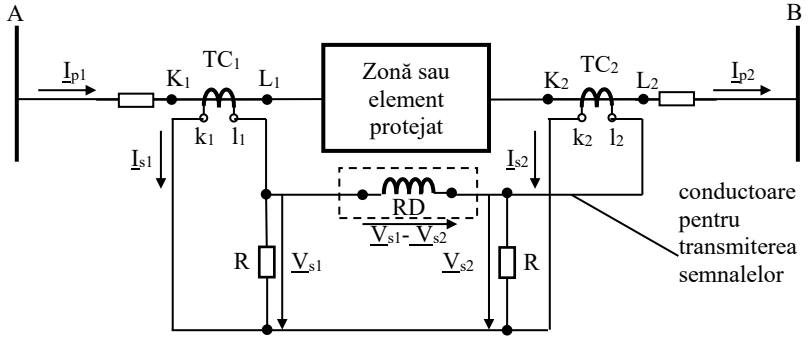


Fig.15.20 Schema principială monofilară a protecției diferențiale cu tensiuni de echilibrare.

În principiu, releele diferențiale (maximale) se montează în serie în circuitul diferențial, secundarele transformatoarele de curent fiind conectate în paralel. În regim de funcționare normală, sau la scurtcircuite exterioare, t.e.m. de la bornele secundarelor TC sunt egale și în opoziție. Teoretic, prin circuitul diferențial (prin relee) nu va circula curent. La un scurtcircuit în zona protejată, datorită schimbării sensului convențional al curentului de la unul din capete, cele două t.e.m. devin aproximativ în fază și prin circuitul diferențial circulă un curent care provoacă acționarea protecției.

Rezistențele din secundarele TC sunt necesare pentru că în absența lor TC în regim normal al liniei ar funcționa în gol (prin circuitul secundar nu circulă curent) ceea ce nu este permis.

Principiul de protecție nu se schimbă, în locul celor două t.e.m. se aplică bobinei de excitație a releului căderile de tensiune de la bornele rezistențelor R.

Schema poate fi folosită la linii cu lungimi mai mari prin completarea cu transformatoare sumatoare sau filtre combinate.

15.4.2. Protecția diferențială transversală

Protecția diferențială se mai poate utiliza și la capetele de intrare sau de ieșire a două laturi identice ale unui element primar, care funcționează în paralel, de exemplu cazul unei linii duble (Fig.15.21). Dacă pe una dintre laturi se produce un defect (scurtcircuit), apare o diferență intre curenții pe linii și deci, un curent diferențial diferit de zero prin releul I>. Pentru a deconecta numai elementul (linia) defect este necesar și un element (releu) direcțional cu contact basculant (dublu sens), fiecare contact fiind asignat uneia dintre linii.

Comparația se poate face pentru toate fazele sau pentru un singur curent. În primul caz numărul aparatelor utilizate este de trei ori mai mare decât în cel de al doilea caz.

Dacă comparația este făcută pentru un singur curent, acesta se obține ca o combinație a celor trei curenți de fază sau a componentelor de secvență a curentului unei faze.

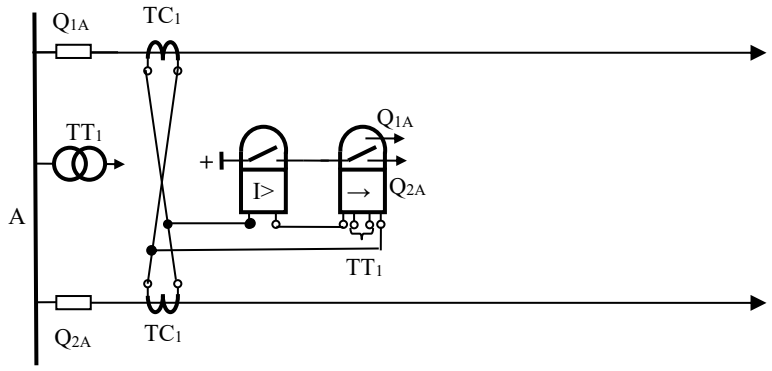


Fig.15.21 Protecția diferențială transversală a liniilor duble.

15.5. PROTECȚIA DE IMPEDANȚĂ (DISTANȚĂ)

15.5.1. Principiul protecției de distanță

Într-un sistem electroenergetic este esențial ca avariile care apar să fie eliminate cât mai rapid, altfel pot să apară întreruperi ale alimentării consumatorilor cu energie electrică sau chiar pierderea stabilității sistemului și apariția unor avarii grave ale echipamentelor și instalațiilor din sistemul electroenergetic. Totodată, localizarea locului unde s-a produs defectul constituie un mijloc important pentru revenirea cât mai rapidă la o situație normală de funcționare a instalațiilor electrice. Singura posibilitate de a depista cu precizie locul defectului este aceea de a se utiliza protecții complexe. Acestea trebuie să asigure măsurarea judicioasă a mărimilor fundamentale aplicate și realizarea unor funcții complexe. Mijloacele de depistare a locului în care s-a produs un defect apelează la următoarele categorii de metode:

- metode care folosesc fie efecte secundare ale curenților sau puterilor la locul defectului, fie mărimi electrice, altele decât cele ce caracterizează funcționarea sistemului energetic. Aceste efecte sau mărimi sunt introduse în mod artificial, fără a perturba funcționarea sistemului, ci numai pentru a permite măsura exactă a distanțelor până la locul defectului;
- metode bazate pe măsurarea convențională a mărimilor electrice care circulă în elementele electrice ale sistemului energetic și care pot caracteriza distanța electrică până la locul defectului.

Cea mai evidentă posibilitate de a se determina precis locul defectului este calculul impedanței dintre locul unde este montată protecția și locul defectului. Impedanța este un parametru fizic al elementelor de rețea funcție de distanța geografică sau electrică. Trebuie menționat că pot exista măsurători eronate, întrucât la măsurarea impedanței Z se includ, înafara impedanțelor elementelor care sunt conectate direct între locul amplasării protecției și punctul de defect, și impedanța restului sistemului energetic, cu o valoare aleatorie funcție de configurație.

Protecția de distanță, sau de impedanță, nu este o protecție specifică unui element din sistem („non-unit protection”), putând asigura selectivitatea între defecte ce apar în diferite părți ale sistemului. În principiu această protecție realizează o comparație între tensiunea și curentul din rețelele electrice pentru a putea determina valoarea impedanței până la locul de defect. Ea va acționa atunci când raportul dintre tensiune și curent este mai mic decât o valoare impusă. Deci, protecția de distanță este o ***protecție minimală*** iar mărimea de acționare este o funcție de impedanța zonei protejate. Principiul de funcționare, pentru o linie electrică, este exemplificat în figura 15.22, a, în timp ce principiul de funcționare al celui mai simplu releu de impedanță, releul balanță electromagnetică, este ilustrat în figura 15.22, b.

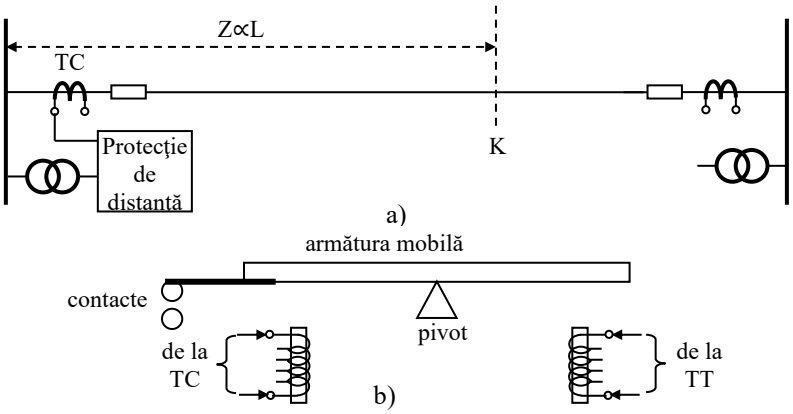


Fig.15.22 Principiul protecției de distanță:
a) aplicație asupra unei linii electrice; b) releu balanță electromagnetică.

Releul tip balanță se compune din:

- un electromagnet alimentat cu o tensiune proporțională cu tensiunea din rețea (din secundarul TT). Acesta, prin forța de atracție exercitată are rolul de a împiedica deplasarea armăturii mobile feromagnetice în sensul închiderii contactelor releului;
- un electromagnet a cărui bobină de excitație este parcursă de un curent proporțional cu curentul rețelei (din secundarul TC). Acesta va exercita o forță de atracție asupra armăturii mobile în sensul închiderii contactelor.

Releul acționează atunci când forța dezvoltată de către electromagnetul de „curent” devine superioară celei dezvoltate de către electromagnetul de „tensiune”, deci atunci când raportul între tensiune și curent scade sub o valoare prestabilită.

Așa cum se prezintă în figura 15.22, a, zona protejată este cuprinsă între TC și punctul K. Se notează cu U_f valoarea efectivă a căderii de tensiune pe fază, iar cu I valoarea efectivă a curentului. Se pot face următoarele considerații:

- pentru un defect produs între releu și punctul K, curentul I va fi mai mare decât cel corespunzător producerii unui defect în K, iar căderea de tensiune scade sau rămâne aproximativ egală cu cea corespunzătoare punctului K. Creșterea curentului determină rotirea armăturii spre stânga ceea ce produce închiderea contactelor;
- în cazul unui defect exterior, produs la dreapta punctului K, curentul este mai mic decât cel corespunzător producerii defectului în punctul K iar căderea de tensiune pe linie crește. Rezultă că forța corespunzătoare electromagnetului „de tensiune” este mai mare decât cea al celui „de curent” și împiedică acționarea releului.

În cazul producerii unui scurtcircuit trifazat în punctul K tensiunea în acest punct va fi nulă. Tensiunea care se aplică releului este căderea de tensiune în lungul circuitului până în punctul K. Se consideră că impedanța pe unitatea de lungime a circuitului este z_L, lungimea zonei protejate L (până în punctul K), iar curentul de scurtcircuit I. Se poate scrie următoarea relație:

$$U_f = I \cdot L z_L . \qquad (15.32)$$

Relația (15.32) permite determinarea valorii impedanței de setare a releului:

$$Z_R = \frac{I \cdot L \cdot z_L}{I} . \qquad (15.33)$$

Releele de distanță sunt clasificate în funcție de tipul caracteristicii în planul complex al impedanțelor, X=f(R), numărul semnalelor de intrare și metodele utilizate pentru realizarea comparării mărimilor de interes. Denumirile unor relee de distanță sunt consacrate după tipul caracteristicii: relee de impedanță pură cu caracteristica de funcționare circulară, relee de rezistență - caracteristica o dreaptă paralelă cu axa ordonatelor, relee de reactanță -

caracteristica o dreaptă paralelă cu axa absciselor, relee de impedanță mixtă, relee de conductanță, relee de admitanță mixtă etc.

Diversitatea caracteristicilor de funcționare ale releelor de distanță este impusă de cerințele pe care trebuie să le satisfacă o astfel de protecție:

- lichidarea corectă a defectelor prin arc electric:
- sesizarea defectelor de la capătul zonei protejate;
- desensibilizarea față de suprasarcini chiar dacă valorile impedanței măsurate Zr, în regim de avarie și în regim de suprasarcină, au valori apropiate;
- sensibilitate cât mai redusă la pendulări pentru evitarea acționărilor false ale protecției la apariția acestora.

Elementele componente ale unei protecții de distanță trebuie să îndeplinească următoarele funcții [1]:

- **funcția de demarare a protecției** – de obicei această funcție este asigurată de trei relee de impedanță minimă (câte unul pe fiecare fază), numite și relee de demarare. Această funcție de fapt realizează de cele mai multe ori o funcție de siguranță (declanșare cu o temporizare mare) în cazul în care la apariția unui defect releul de măsură de distanță sau alte protecții ale elementului protejat nu funcționează. Nu trebuie să acționeze la apariția unor suprasarcini. Cele trei relee de impedanță minimă pot fi asociate cu trei relee maximale de curent, care asigură în cazul unor defecte severe o acționare mult mai rapidă;
- **funcția de măsură de distanță** – este realizată de un releu de distanță. Sunt în principiu tot relee de impedanță minimă dar cu eroare mai mică decât a releelor de demarare (cca 5% față de 15%);
- **funcția de direcționare** – poate fi asigurată independent prin utilizarea unor relee direcționale. În general releele de distanță a căror caracteristică trece prin origine asigură și această funcție;
- **funcția anti-pendulare** – este asigurată de un releu anti-pendulare care blochează declanșarea releelor de distanță în cazul apariției unor fenomene oscilatorii importante în sistem;
- **funcția de supraveghere a tensiunii** – protecția poate declanșa în cazul în care tensiunea pe una dintre faze dispare, de exemplu datorită funcționării unei siguranțe fuzibile din circuitul de protecție. Această funcție poate fi realizată prin utilizarea unor relee de tensiune care compară tensiunile aduse la releu cu trei tensiuni prelevate din altă parte sau de la un alt reductor de tensiune. Acționarea ei determină blocarea declanșării protecției de distanță;
- **declanșarea rapidă** – acționează în cazul unei manevre greșite în sistem (închiderea unui aparat de comutație pe o linie defectă). Compară starea întreruptorului (anclanșat) cu starea dispozitivelor de demarare (demarare protecție) și comandă instantaneu declanșarea trifazată;
- **detectarea defectelor rezistive** – aceste defecte sunt greu detectate de releele de impedanță minimă. Ele pun în pericol siguranța persoanelor și trebuie eliminate rapid. Modulele care asigură această funcție sunt constituite dintr-un releu homopolar de curent cu caracteristică inversă;
- **funcția de reanclanșare** – este opțională;
- **funcții logice** – principalele funcții logice sunt:
  - ✓ tratarea (emiterea și recepționarea) semnalelor între protecțiile de la extremitatea liniei;
  - ✓ logica de declanșare pentru a da o comandă de declanșare monofazată, în cazul unui defect monofazat, sau o declanșare trifazată în cazul unui defect polifazat.

15.5.2. Reglajul protecțiilor de distanță

Realizarea unei coordonării între protecțiile de distanță într-un sistem electroenergetic, presupune setarea corespunzătoare a releelor de distanță în funcție de locul de amplasare. O împărțire în zone (trepte de protecție) de supravegheat, individualizate prin impedanțe de

pornire diferite și timpi de acționare diferiți, servește aceluiași scop. Acest lucru presupune realizarea controlului a doua elemente: setarea „distanței” și a temporizării pentru fiecare zonă de protecție.

O protecție de distanță poate acoperi mai multe zone (trepte) (Fig.15.23):

➢ **Treapta 1**, cu acționare instantanee, acoperă circa 80% din lungimea liniei de protejat, rezultând o margine de siguranță de 20%. Astfel, se elimină posibilitatea ca datorită erorilor de măsură, de calcul al impedanței și de setare a releelor, protecția zonei 1 (cu secționare) să se extindă asupra zonei 1 corespunzătoare tronsonului adiacent. În anumite cazuri aceasta poate fi extinsă la circa 85%.

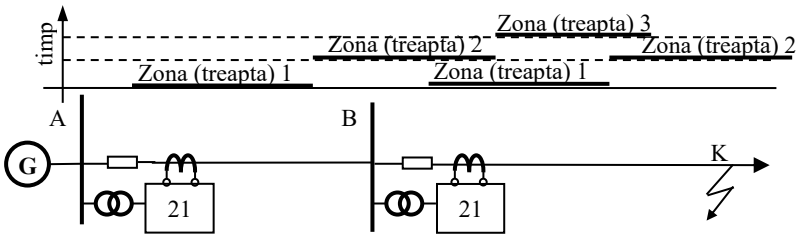


Fig.15.23 Zonarea protecției de distanță [1].

➢ **Treapta 2**, o protecție de distanță cu temporizare, protejează porțiunea din tronsonul de linie 1, rămasă în zona moartă a protecției instantanee. Lungimea acoperită de zona 2 poate depăși 120% din lungimea tronsonului de linie. Orice extindere a acestei zone depinde de valorile impedanțelor elementelor de rețea și de lungimea tronsonului de linie adiacent cel mai scurt. În unele aplicații se consideră că întinderea acestei zone trebuie să acopere linia protejată plus 50% din tronsonul adiacent cel mai scurt. Totodată trebuie avut în vedere ca întinderea zonei 2 să nu depășească întinderea zonei 1 al tronsonului adiacent. În ceea ce privește valoarea temporizării, aceasta trebuie să fie mai mare sau cel puțin egală cu suma timpilor de acționare a protecției zonei și de acționare a întreruptorului.

➢ **Treapta 3**, constituie de obicei protecția de rezervă pentru defectele care apar pe toate tronsoanele adiacente. Temporizarea acesteia trebuie să asigure discriminarea față de zona 2 de protecție (mai mare sau cel puțin egală cu temporizarea zonei 2 plus timpul de acționare a întreruptorului). Întinderea zonei 3 trebuie să fie de cel puțin 1,2 ori mai mare decât întinderea zonei 2. În cazul sistemelor interconectate efectul unui defect injectat la bara cea mai îndepărtată se manifestă prin creșterea impedanței măsurată de releu față de impedanța reală de defect ceea ce trebuie avut în vedere la setarea protecției pentru zona 3.

BIBLIOGRAFIE

[1]. R. Tîrnovan, I.Vădan, H. Bălan, A. Botezan, Protecții prin Relee în Sistemele Electroenergetice, Ed. U.T. Press Cluj-Napoca, 2008, ISBN 978-973-662-375-2.

[2]. Ivașcu, Cornelia Elena, Automatizări și Protecții prin Relee în Sistemele Electroenergetice, vol. I, U.T. Timișoara, 1990.

[3]. GEC ALSTHOM T&D Protection And Control Limited, Protective Relays. Application Guide,1987, reprinted March 1995.

[4]. Gers, J.M., Holmes, E.J., Protection of Electricity Distribution Network, The Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom, 1998.