

**UNIVERSITATEA „POLITEHNICA“ TIMIȘOARA**  
**FACULTATEA DE ELECTROTEHNICĂ ȘI ENERGETICĂ**

**ing. IOAN DORIN HAȚEGAN**

**TEZĂ DE DOCTORAT**

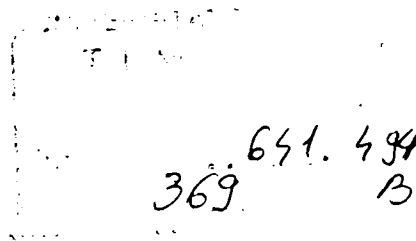
**CONDUCĂTOR ȘTIINȚIFIC**  
**prof.dr.doc.ing. CONSTANTIN ȘORA**

**2003**

**UNIVERSITATEA „POLITEHNICA“ TIMIȘOARA**  
**FACULTATEA DE ELECTROTEHNICĂ ȘI ENERGETICĂ**

**ing. IOAN DORIN HAȚEGAN**

**CONTRIBUȚII LA ANALIZA ȘI INTRODUCEREA UNEI  
PROTECȚII NUMERICE PERFORMANTE ÎN REȚELELE  
ELECTRICE DE MEDIE TENSIUNE CU NEUTRUL IZOLAT**



**CONDUCĂTOR ȘTIINȚIFIC**  
**prof.dr.doc.ing. CONSTANTIN ȘORA**

**BIBLIOTECA CENTRALĂ**  
**UNIVERSITATEA "POLITEHNICA"**  
**TIMIȘOARA**

**2003**

---

# CONTRIBUȚII LA ANALIZA ȘI INTRODUCEREA UNEI PROTECȚII NUMERICE PERFORMANTE ÎN REȚELELE DE MEDIE TENSIUNE CU NEUTRUL IZOLAT

## CUPRINSUL LUCRĂRII

<b>INTRODUCERE</b>	<b>3</b>
<b>Cap.1. METODE DE TRATARE A NEUTRULUI REȚELELOR DE MEDIE TENSIUNE</b>	<b>5</b>
1.1. Considerații generale	5
1.2. Metode de tratare a neutrului care permit funcționarea rețelei cu o simplă punere la pământ	6
1.2.1. Rețea de medie tensiune cu neutrul izolat	7
1.2.2. Rețea de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare	9
1.3. Metode de tratare a neutrului care permit deconectare rapidă a defectelor mono- fazate	12
1.3.1. Rețea de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor	12
1.3.2. Rețea de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor și "întrerupător șunt"	14
1.3.3. Rețea de medie tensiune având neutrul tratat cu bobină de compensare în paralel cu rezistor	15
1.3.4. Tratarea neutrului rețelei de medie tensiune prin bobină de compensare în paralel cu bobina de punct neutru (BTPC)	16
<b>Cap.2. ANALIZA REGIMURILOR NESIMETRICE ÎN REȚELE ELECTRICE</b>	<b>19</b>
2.1. Calculul nesimetriilor în rețele trifazate	19
2.1.1. Expresii generale de calcul	19
2.1.2. Definirea factorilor și operatorilor complecși de nesimetrie	26
2.1.3. Nesimetrii transversale (scurtcircuite)	28
2.1.3.1. Scurtcircuit monofazat prin rezistență de trecere	28
2.1.3.2. Calculul unui scurtcircuit monofazat folosind factorii și operatorii complecși de nesimetrie	31
2.1.4. Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ prin rezistență de trecere mare	33
2.1.5. Nesimetrii multiple	35
2.1.5.1. Stabilirea ecuației generale	35
2.1.5.2. Elementele nesimetrice leagă între ele trei rețele simetrice	36
2.2. Analiza simplelor puneri la pământ	38
2.2.1. Rețea cu neutrul izolat	44
2.3. Dubla punere la pământ	48
<b>Cap.3. STUDIUL REGIMURILOR TRANZITORII PROVOCATE DE SIMPLA PUNERE LA PĂMÂNT ÎN REȚEAUA DE MEDIE TENSIUNE CU NEUTRUL IZOLAT</b>	<b>58</b>
3.1. Prezentare generală	58
3.2. Metoda variabilelor de stare	58
3.2.1. Considerații generale	58
3.2.2. Formularea ecuațiilor de stare pentru rețele RLC liniare	59
3.2.3. Formularea ecuațiilor de stare pentru o rețea	62
3.2.4. Utilizarea programului MatLab Simulink	66
3.3. Metoda analizei nodale	71
3.3.1. Formularea ecuațiilor nodale	71
3.3.2. Adaptarea metodei analizei nodale pentru regimul sinusoidal	73
3.3.3. Programul Pspice de analiză a circuitelor electrice	75

---

3.3.4.	Analiza Pspice a simplelor puneri la pământ în rețele de medie tensiune	76
3.3.5.	Rezultate obținute prin simulare numerică Pspice	76
<b>Cap.4.</b>	<b>CONCEPEREA ȘI REALIZAREA BLOCURILOR DIGITALE DE PROTECȚIE</b>	<b>83</b>
4.1.	Considerații generale	83
4.2.	Bloc digital de protecție tip BHT-10.a(protecție PHT-SR)	84
4.2.1.	Protecția PHT-SR	84
4.2.2.	Schema electrică a blocului de homopolar de tensiune (BHT-10.a)	86
4.2.3.	Analiza și stabilirea reglajelor blocului BHT-10.a	86
4.2.4.	Verificări experimentale în laborator	88
4.3.	Bloc digital de protecție tip BHT-10.b(Protecția PHT-DL)	89
4.3.1.	Protecția PHT-DL	89
4.3.2.	Schema electrică a blocului de protecție BHT-10.b	90
4.3.3.	Reglajele blocurilor BHT-10.b.	90
4.3.4.	Verificări experimentale în laborator	92
4.4.	Blocul de protecție tip BHAC-1 (protecția PDCL și protecția PHAL)	93
4.4.1.	Protecția direcțională capacitivă PDCL	94
4.4.2.	Protecția homopolară ampermetrică PHAL	95
4.4.3.	Schema electrică a blocului BHAC-1	95
4.4.4.	Reglajele blocului BHAC-1	98
4.4.5.	Verificări în laborator a protecțiilor PDCL și PHAL	98
<b>Cap.5.</b>	<b>MĂSURĂTORI ÎN REȚEAUA REALĂ DE 20 kV CU NEUTRU IZOLAT</b>	<b>101</b>
5.1.	Schemă utilizată pe durata probelor	102
5.2.	Protecții prin relee ale LEA 20kV	102
5.3.	Rezultatele măsurătorilor	104
<b>Cap. 6.</b>	<b>CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII ORIGINALE</b>	<b>105</b>
6.1.	Concluzii generale	105
6.2.	Contribuții originale	107
	<b>BIBLIOGRAFIE</b>	<b>108</b>
	<b>ANEXE</b>	<b>114</b>

---

# CONTRIBUȚII LA ANALIZA ȘI INTRODUCEREA UNEI PROTECȚII NUMERICE PERFORMANTE ÎN REȚELELE DE MEDIE TENSIUNE CU NEUTRUL IZOLAT

## Introducere

Sistemele electroenergetice de producere, transport și distribuție a energiei electrice, trebuie să fie fiabile și să asigure continuitatea în alimentarea cu energie electrică a diferiților consumatori, ceea ce de fapt înseamnă o calitate superioară a energiei furnizate[46,47,50]. Calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice se află în centrul preocupărilor profesionale, atât pentru utilizatorul final, cât și pentru titularii de licențe de distribuție și furnizare a energiei electrice în sarcina cărora cade asigurarea unui serviciu performant, precum și a producătorilor de echipamente interesați de asimilarea soluțiilor pentru îmbunătățirea performanțelor rețelelor. În acest scop se impune o fiabilitate ridicată atât a elementelor primare ale rețelei cât și ale echipamentelor secundare de protecție și automatizare și de asemenea, se ține seama de considerațiile economice. De regulă, soluția ce se aplică este un compromis între performanță și fiabilitate pe de o parte și elementul de ordin economic, pe de altă parte. În orice caz, protejarea instalațiilor și echipamentelor precum și a ființelor umane nu se poate concepe fără aplicarea unor sisteme de protecție performante și sigure. Se poate aprecia că, eforturile de cercetare în direcția creșterii continue a performanțelor sistemelor de protecție ale rețelelor electrice sunt de foarte mare importanță și actualitate[9,22,26,34,48,102]. Preocupările furnizorilor de energie electrică sunt: reducerea duratei și a numărului întreruperilor; restabilirea rapidă a alimentării consumatorilor; reducerea pierderilor de energie; modernizarea durabilă a rețelelor electrice cu costuri cât mai reduse; comanda la distanță a echipamentelor de comutație; realizarea de protecții cât mai sensibile și mai selective[5,17,35,57,65,]. Existența unei rețele nu se poate disocia de apariția defectelor și de efectuarea manevrelor destinate fie eliminării acestor defecte fie reconfigurării. Efectele defectelor se resimt nu numai la consumatorii aflați în aval față de locul de defect ci în general la toți consumatorii alimentați prin intermediul liniei cu defect. Un element important în limitarea efectelor unui defect îl reprezintă posibilitatea sesizării selective a acestuia în stadiul incipient. [11,16,27,30,55,68,93]

Teza de doctorat elaborată se încadrează în domeniul mai larg al protecției rețelelor electrice și al realizării unor echipamente de protecție performante și sigure și se referă la rețele de medie tensiune cu neutrul izolat[25,33,37,38,39]. Aceste tipuri de rețele alimentează de regulă consumatori la care întreruperea alimentării cu energie electrică trebuie evitată, cum sunt de exemplu pompele de evacuare și aerajul din mine. În România se poate aprecia că aceste rețele de medie tensiune cu neutrul izolat reprezintă aproximativ 15 % din totalul de rețele de medie tensiune. Astfel de rețele de medie tensiune se întâlnesc și în alte țări, cum sunt de exemplu Germania, Italia, ș.a.[36,40,53,56]. Conform normativelor în vigoare la noi în țară rețelele de medie tensiune pot funcționa cu neutrul izolat numai dacă curentul de punere la pământ, în caz de scurtcircuit nu depășește 10 A [109]. Dacă curentul de punere la pământ depășește această valoare neutrul rețelelor de medie tensiune se tratează prin una dintre metode cunoscute, respectiv cu bobina de stingere, cu rezistor sau se aplică o combinație bobină-rezistor, ceea ce asigură buna funcționare a acestora. Particularitățile specifice fiecărui mod de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune, precum și a rețelelor cu neutrul izolat, într-o mai mică măsură, analizate pe larg în literatura de specialitate [9,22,38,47,48,51,61,77].

Principalul obiectiv urmărit în lucrare este conceperea și realizarea unui echipament numeric performant de protecție a rețelelor de medie tensiune cu neutrul izolat[41,83,84,89]. Verificarea finală a echipamentului de protecție conceput de autor s-a făcut în rețeaua de 20 kV Bara Mare. În lucrare sunt prezentate principalele probleme de concepție pe care le-a pus realizarea acestui echipament de protecție, precum și cele mai importante rezultate obținute. S-a

încercat să se țină seama și de unele particularități ale rețelelor electrice din România, ca de exemplu starea actuală a izolației acestora , lungimea liniilor și configurația rețelelor[4,39,51,97].

Într-o primă parte a tezei de doctorat se analizează diferite aspecte teoretice și de calcul în legătură cu tematica lucrării. Astfel, se prezintă principalele caracteristici ale modurilor de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune și de asemenea, se analizează caracteristicile unei rețele cu neutrul izolat din punct de vedere al protecției. Pentru studiul rețelelor trifazate nesimetrice se analizează metoda componentelor simetrice[1,2,3]. În acest context se prezintă și o metodă denumită a factorilor și operatorilor complecși de nesimetrie, arătându-se că metoda se aplică avantajos la calculul unor curenți de scurtcircuit. În această parte teoretică au fost analizate și unele regimuri tranzitorii provocate de o punere la pământ, aplicând în principal metoda variabilelor de stare și metoda potențialelor la noduri, folosind programe de calcul numeric adecvate[13,15].

În ceea ce privește concepția echipamentului de protecție, s-a ținut seama și de anumite cerințe tehnice de specialitate în domeniu, cum sunt: declanșarea automată sigură și rapidă sau semnalizarea punerilor la pământ prin rezistență de trecere mare, care nu pot fi sesizate de protecțiile ce funcționează în regim de declanșare[99,100,101,109]. În legătură cu dezvoltarea tehnologiei digitale se poate menționa că aceasta a condus la posibilitatea introducerii microprocesoarelor în echipamentele de protecție și automatizare din sistemul energetic. Aceste echipamente de protecție bazate pe microprocesoare sunt preferate datorită posibilităților de implementare și a altor funcții de protecție în cadrul aceluiași echipament. De asemenea crește siguranța în funcționare a sistemului prin funcțiile de autocontrol incluse în structura protecției[5,7,54,61,62,89].

Pentru a evidenția mai bine problememe abordate în teza de doctorat se face o scurtă trecere în revistă a conținutului capitolelor din lucrare. Astfel, în capitolul întâi se prezintă caracteristicile principale ale diferitelor moduri de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune. De asemenea, se analizează rețeaua de medie tensiune cu neutrul izolat, mai ales din punct de vedere al particularităților sistemului de protecție. În capitolul al doilea se prezintă analiza regimurilor nesimetrice trifazate pe baza metodei componentelor simetrice. Este prezentată de asemenea și metoda bazată pe definirea factorilor și operatorilor complecși de nesimetrie. În capitolul al treilea se analizează în principal calculul regimurilor tranzitorii în cazul unor puneri la pământ, prin metoda variabilelor de stare, caz în care se folosește un program de calcul MATLAB Simulink și prin metoda potențialelor la noduri pentru care se utilizează un program de calcul PSPICE. În capitolul al patrulea se prezintă blocurile digitale de protecție în strânsă legătură cu concepția generală a echipamentului de protecție realizat. Principalele rezultate ale măsurătorilor în rețeaua reală de 20 kV sunt prezentate în capitolul al cincilea. Ultimul capitol , al șaselea cuprinde principalele concluzii și contribuții originale mai importante ale autorului.

Elaborarea prezentei lucrări s-a făcut sub îndrumarea permanentă și generoasă a conducătorului științific profesor doctor docent inginer Constantin Șora, care prin intervențiile avute a contribuit în mare măsură la finalizarea acestei teze, motiv pentru care îi aduc cele mai calde mulțumiri și cu această ocazie.

Materializarea concepției noi de realizare a blocurilor digitale BHT-10.a, BHT-10.b, BHAC-1 utilizând microprocesoare , nu ar fi fost posibilă fără colaborarea fructuoasă și îndelungată cu inginer Nicolae Pinte de la firma Pintel Intelligent Systems inginer Vladimir Hristea și a colegilor de la SC SMART SA. Tuturor autorul le adresează calde mulțumiri și rămâne profund îndatorat.

De asemenea , autorul mulțumește membrilor Catedrei de Electrotehnică a Universității "Politehnica" Timișoara și în mod cu totul special domnilor prof. dr. ing. Dumitru Toader și prof. dr. ing. Ștefan Hărăguș, pentru sugestiile făcute și înțelegerea de care au dat dovadă pe durata elaborării tezei.

În final, un gând bun și pentru familia mea, care a trebuit să suporte de-a lungul anilor ,necesari elaborării tezei multe privațiuni. Mulțumesc soției Delia și fiicelor mele Ioana și Anca pentru încurajările și sprijinul oferit.

---

# Cap.1. METODE DE TRATARE A NEUTRULUI REȚELELOR DE MEDIE TENSIUNE

## 1.1. Considerații generale

Alegerea unei soluții de tratare a neutrului de medie tensiune se face pentru o perioadă lungă de timp, implicând un volum mare de investiții și necesitatea fundamentării cu foarte mare atenție a deciziei luate. Soluția care se adoptă în momentul când se pune problema tratării neutrului unei rețele electrice trebuie să corespundă cel mai bine cerințelor și scopului pentru care este construită rețeaua[6,8,20,22,40,54,59,60].

Dezvoltările tehnologice asociate unui anumit mod de tratare a neutrului, precum și evoluția și dezvoltarea ulterioară a rețelelor electrice pot fi de natură să modifice la un moment dat termenii alegerii. Astfel o soluție considerată optimă la un moment dat poate ceda teren în favoarea alteia, sau se poate impune cu și mai multă pregnanță[69,75,76,90].

Principalele elemente care determină alegerea unei soluții de tratare a neutrului rețelelor electrice sunt:

- performanțele cerute în materie de calitatea alimentării consumatorilor și de asigurare a continuității alimentării acestora;
- gradul de rezervare în alimentarea consumatorilor;
- posibilitatea extinderii rețelei;
- caracteristicile rețelei și echipamentelor:natura rețelei în cauză (rețea aeriană, în cablu sau mixtă), structura rețelei , gradul de îmbătrânire a izolației, valoarea curenților de defect admisibili, condițiile de mediu în care funcționează liniile electrice aeriene :
- siguranța în exploatare;
- valorile supratensiunilor și a curenților de defect care pot apare;
- posibilitatea realizării unor sisteme de protecție selective și rapide sau a unor automatici corespunzătoare;
- tehnologiile utilizabile pentru detectarea și separarea defectelor;
- gradul de pregătire a personalului de întreținere a instalațiilor (din circuitele primare și secundare);
- posibilitatea realizării unor protecții eficiente împotriva accidentării de persoane și de animale, precum și a unor protecții împotriva extinderii avariilor, reglementările și normele referitoare la securitatea persoanelor și la întreținerea echipamentelor electrice, valorile rezistențelor prizelor de pământ.
- economicitatea soluției și necesitatea realizării unor tipuri de echipamente noi.

Tratarea neutrului nu are nici o influență asupra curenților și tensiunilor în regim normal de funcționare a rețelelor electrice care au o structură și o sarcină simetrică. În cazul unor regimuri nesimetrice însă comportarea rețelei este influențată de modul de tratare a neutrului[10,14,19]. Curenții de defect, supratensiunile și tensiunile care rezultă sunt influențate de modul de tratare a neutrului rețelei, acestea având implicații mai mici sau mai mari asupra dimensionării echipamentelor și instalațiilor, securității persoanelor și calității alimentării consumatorilor.

Literatura de specialitate [33, 40] menționează o serie de cerințe tehnice pentru realizarea unei tratări optime a neutrului rețelelor electrice de MT, care pot fi împărțite în:

- Exigențe care depind de curent: curenți de defect mici, în cazul unui scurtcircuit, efecte reduse ale arcului electric, dacă este posibilă autostingerea arcului, influențe reduse asupra



---

altor rețele, de exemplu, asupra liniilor de telecomandă ale căilor ferate și liniilor de telecomunicații, tensiuni de atingere și de pas mici în apropierea locului de defect, de durată cât mai mică.

- Exigențe care depind de tensiune: creștere redusă a tensiunii pe fazele fără defect, utilizarea de descărcătoare cu tensiuni nominale mai scăzute, evitarea defectelor consecutive (duble sau multiple) printr-o izolare corespunzătoare a fazelor, evitarea fenomenelor de rezonanță după eliminarea defectului.

- Exigențe care depind de exploatarea rețelei și de consumatori: alimentarea fără întrerupere a tuturor consumatorilor, localizarea automată și selectivă a defectelor și deconectarea acestora fără intervenții din partea personalului de exploatare, eliminarea întreruperilor de scurtă durată, diagnosticarea automată și rapidă, compatibilitate cu alimentarea cerințele proceselor industriale.

Depinzând de nivelul de tensiune, dimensiunile, structura și caracteristicile rețelei, aceste exigențe nu pot fi în totalitate îndeplinite. Rețelele cu neutru izolat corespund în ansamblu exigențelor ce depind de curent, pe când exigențele ce depind de tensiune corespund rețelelor cu neutru legat la pământ.

Aceste exigențe trebuie să fie bine echilibrate pentru a se asigura o calitate corespunzătoare alimentării consumatorilor, protecția rețelei și a instalațiilor de legare la pământ, precum și protecția persoanelor și reducerea numărului și costurilor deranjamentelor în rețele.

Companiile de electricitate au în vedere în prezent utilizarea unor soluții de tratare a neutrilor rețelelor electrice și soluții de protecții prin relee și automatizări asociate care să permită atât eliminarea defectelor trecătoare, fără întreruperea în alimentare a consumatorilor, cât și detectarea și deconectarea rapidă și selectivă a elementelor de rețea cu defecte monofazate[28,32].

Din punctul de vedere al concepției de eliminare a defectelor monofazate, soluțiile de tratare a neutrilor rețelelor de medie tensiune pot fi grupate în două mari categorii:

- soluții de tratare a neutrilor care permit funcționarea rețelei chiar și în cazul existenței unui defect monofazat la pământ permanent;
- soluții de tratare a neutrilor care permit deconectarea rapidă a defectelor monofazate.

În cele ce urmează se vor analiza avantajele diferitelor soluții de tratare a neutrilor rețelelor de medie tensiune, ținându-se seama de gruparea acestora în aceste două mari categorii.

## **1.2. Metode de tratare a neutrilor care permit funcționarea rețelei cu o simplă punere la pământ**

În această categorie sunt cuprinse următoarele soluții de tratare a neutrilor:

- funcționarea rețelelor electrice cu neutru izolat;
- legarea neutrilor rețelei la pământ prin bobină de compensare acordată.

Aceste soluții se impun în special în situațiile în care este absolut necesar, păstrarea la un moment dat, a continuității în alimentarea consumatorilor, ținând cont de securitatea persoanelor sau a efectelor economice ale întreruperilor în alimentare. Soluțiile pot fi utilizate cu precădere în cazul rețelelor electrice de medie tensiune aeriene unde majoritatea defectelor monofazate sunt trecătoare.

Dublele puneri monofazate la pământ, denumite pe scurt și defecte duble, sunt scurtcircuitate monofazate la pământ produse în locuri (puncte) distincte și pe faze diferite ale unei rețele trifazate. În marea majoritate a cazurilor acestea se produc în rețelele electrice cu neutru izolat sau legat la pământ printr-o bobină de compensare.



### 1.2.1. Rețea de medie tensiune cu neutrul izolat

În figura 1.1. este prezentată schema de principiu pentru o rețea de medie tensiune care funcționează cu neutrul izolat și căile de închidere a curenților în cazul unei simple puneri la pământ. La o astfel de rețea impedanța dintre neutrul înfășurării de 20 kV a transformatorului 110/20 kV și pământ este foarte mare, teoretic de valoare infinită.

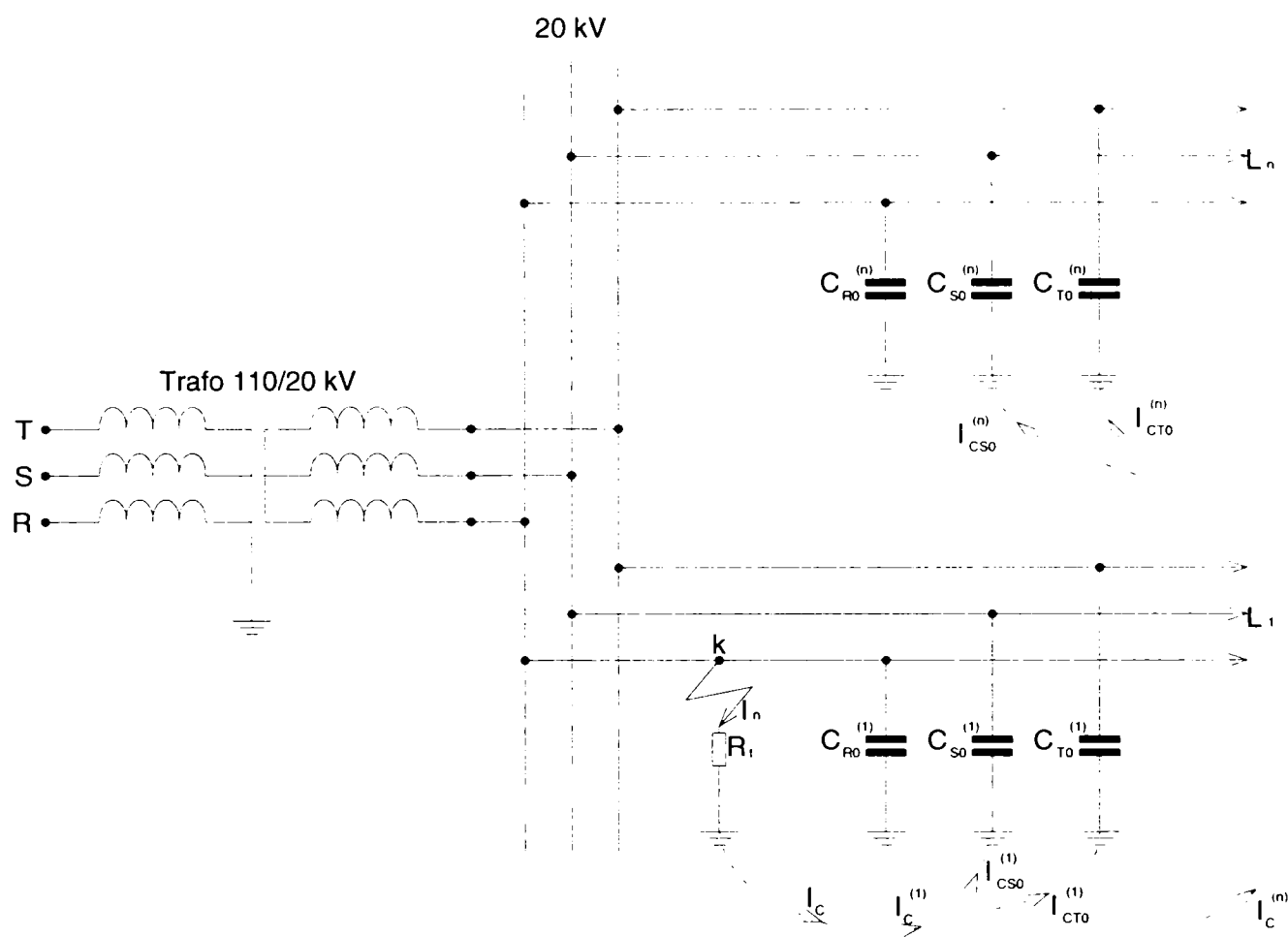


Fig.1.1. Schema de principiu a unei rețele cu neutrul izolat

Într-o rețea simetrică, fiecare conductor va avea aceeași capacitate față de pământ și pentru un sistem simetric de tensiuni aplicat rețelei, curenții prin capacitățile la pământ vor fi egali și defazați cu  $120^\circ$ . Tensiunile pe fiecare fază vor fi egale și defazate de asemenea cu  $120^\circ$ .

În consecință nu va exista nici o diferență de potențial între punctul neutru al transformatorului de alimentare și potențialul pământului.

În cazul punerii nete la pământ a unei faze într-un punct (punctul K din fig.1.1. și  $R_t = 0$ ), tensiune dintre neutrul transformatorului față de pământ devine practic egal cu tensiunea fazei legate la pământ iar tensiunile în raport cu pământul pe fazele sănătoase vor deveni egale cu tensiunea de linie. Componenta capacitivă a curențului la locul de defect este defazată cu  $90^\circ$  față de tensiunea dintre neutru și pământ [6,8,9,14,23,39].

Intensitatea curențului la locul de defect este cu atât mai mare cu cât capacitatea homopolară este mai mare, adică cu cât rețeaua legată galvanic este mai extinsă. Deoarece curenții capacitivi au valori mult mai mici în comparație cu cei de sarcină, se poate considera că tensiunile pe fazele sănătoase, măsurate față de punctul neutru al transformatorului, nu se dezechilibrează în mod sensibil. Ca urmare, rețeaua va putea să funcționeze cu un defect monofazat, alimentând în continuare consumatorii cu energie electrică în condiții satisfăcătoare, cu toate că una dintre faze este pusă la pământ. Acest lucru este important în special pentru o

---

serie de consumatori industriali, ale căror procese tehnologice nu permit întreruperi intempestive în alimentarea cu energie electrică deoarece pot avea loc perturbații și daune importante.

Printre avantajele rețelelor cu neutrul izolat se pot enumera:

- poate asigura, pe timp limitat, continuitatea în alimentarea consumatorilor în majoritatea defectelor monofazate;
- valoarea redusă a curentului de defect la pământ;
- variație scăzută a tensiunii la locul de defect, cu excepția dublelor puneri monofazate la pământ.

Printre dezavantajele rețelelor cu neutrul izolat se pot enumera:

- necesitatea izolării neutrului echipamentelor la valoarea tensiunii de fază a rețelei și necesitatea izolării fazelor tuturor instalațiilor la tensiunea între faze a rețelei;
- posibilitatea apariției unor supratensiuni de comutație și de rezonanță de valori mari, riscul apariției acestor supratensiuni fiind maxim;
- posibilitatea apariției dublelor puneri la pământ, în care caz curenții de defect devin foarte mari; în cazul defectelor duble, variația tensiunii la locul de defect are valori foarte ridicate, conducând la creșterea peste limitele admisibile a tensiunilor de atingere și de pas;
- posibilitatea distrugerii întrerupătoarelor în cazul deconectării dublelor puneri la pământ;
- selectarea defectului monofazat nu se poate face cu ușurință prin protecția prin rele și astfel detectarea și izolarea defectului poate dura mult timp;
- funcționarea neselectivă a protecțiilor în anumite cazuri de puneri duble la pământ sau defecte polifazate;
- îmbătrânirea rapidă a izolației datorită unor supratensiuni tranzitorii de valori mari și funcționării de durată a rețelei la supratensiuni temporare ridicate;
- necesitatea existenței unui personal calificat de întreținere pentru urmărirea în permanență a unui foarte bun nivel de izolație și pentru a interveni rapid în caz de defect pentru depistarea și eliminarea acestuia.

Datorită acestor dezavantaje, regimul cu neutrul izolat nu se recomandă a se utiliza decât pentru rețele de cabluri puțin extinse cu un foarte bun nivel de izolație și la care sunt conectați consumatori foarte pretențioși din punctul de vedere al continuității în alimentare.

În prezent în România normele [109] impun compensarea curentului capacitiv de defect, sau alegerea altei soluții de tratare a neutrului începând cu valoarea de 10 A în rețelele de MT legate galvanic cu generatoarele din centralele electrice.

Protecțiile utilizate într-o astfel de rețea sunt:

- protecția maximală în două trepte, prima treaptă va fi instantanee sau temporizată cu un timp scurt, a doua treaptă va fi temporizată. Dacă este necesar din punct de vedere al selectivității, protecția maximală va fi direcționată;
- în stații de transformare și în puncte de alimentare, pe fiecare din secțiunile sau sistemele de bare se va prevedea o protecție pentru detectarea punerilor la pământ monofazate, care va acționa pe semnalizare;
- în stații și în puncte de alimentare având cel puțin trei linii și la care natura consumatorilor nu permite metoda deconectărilor succesive, pentru detectarea liniei cu defect se vor prevedea protecții selective împotriva punerii simple la pământ (cu rele direcționale de putere);
- protecții direcționale capacitive.

## 1.2.2. Rețea de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare

Acest mod de tratare a neutrului rețelelor electrice se întâlnește frecvent, fiind considerat până nu demult ca soluția optimă pentru rețele de medie tensiune.

În figura 1.2. este prezentată schema principală a unei rețele cu neutrul legat la pământ prin bobină de compensare și căile de închidere a curenților în cazul unei simple puneri la pământ.

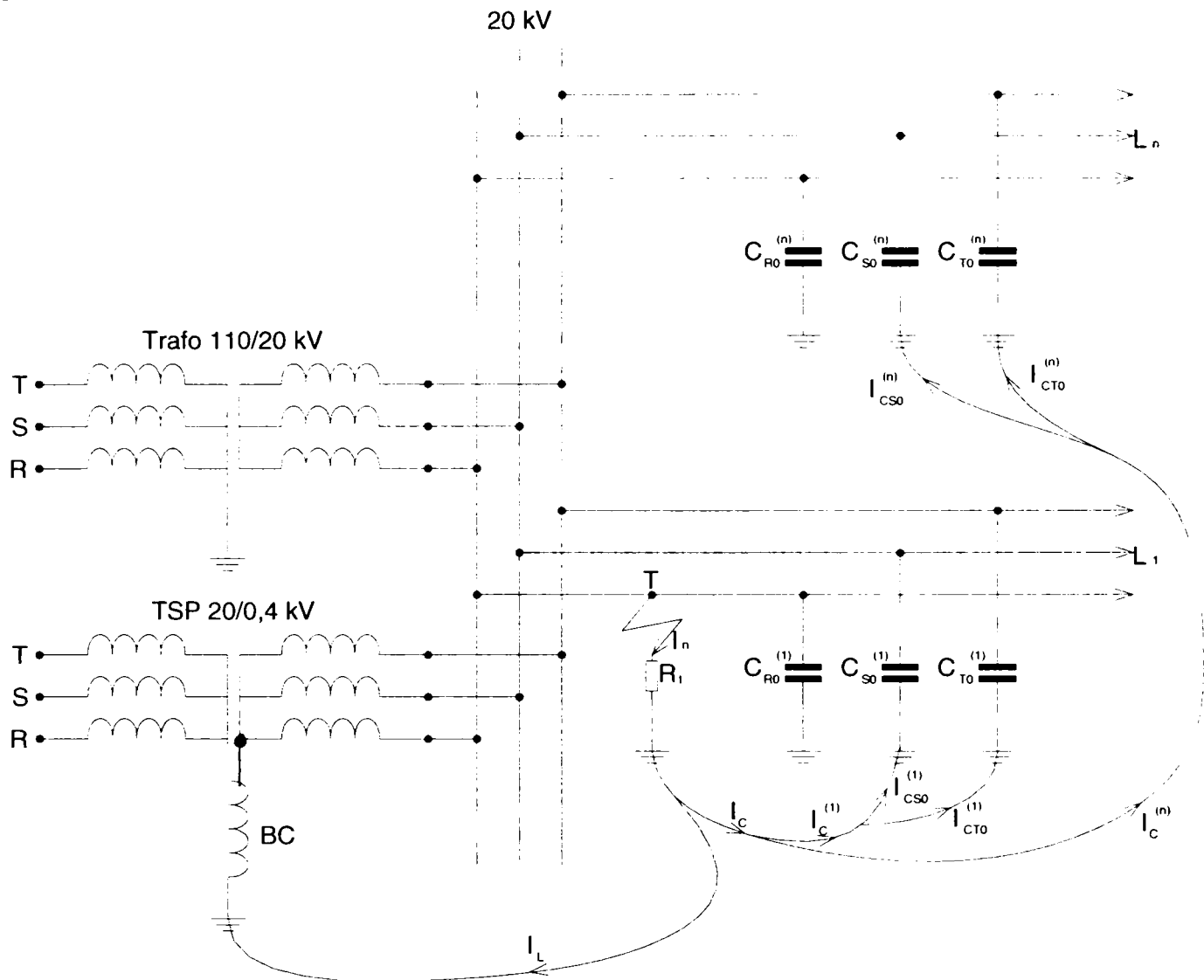


Fig. 1.2. Schema de principiu a rețelei cu neutrul tratat prin bobină de compensare

Printr-o alegere convenabilă a reactanței bobinei de stingere, cei doi curenți la locul de defect ( $I_L$  și  $I_C$ ) pot fi considerați aproximativ egali, diferența dintre ei fiind practic zero. În aceste condiții curentul total de defect va avea o valoare foarte mică, arcul electric având condiții de stingere la prima trecere prin zero a curentului. Astfel defectele trecătoare se elimină practic instantaneu. Deci rolul fizic al bobinei de compensare este să permită circulația unui curent reactiv  $I_L$  la locul cu defect, care să compenseze curentul capacitiv  $I_C$  rezultat din compunerea curenților capacitivi ai fazelor sănătoase.

Tensiunea dintre punctul neutru al rețelei și pământ va fi aproximativ egală cu tensiunea de fază, iar tensiunea pe fazele sănătoase va fi egală cu tensiunea de linie a rețelei.

Ca și în cazul rețelei cu neutrul izolat, rețeaua va putea continua să funcționeze alimentând consumatorii în condiții satisfăcătoare până la localizarea defectului monofazat, cu toate că una din faze este pusă la pământ. Ca și în cazul rețelelor cu neutrul izolat nu este recomandabilă funcționarea de durată în regim de punere la pământ a unei faze, defectul permanent trebuie depistat și deconectată linia cu defect.

---

În mod practic nu este necesară îndeplinirea riguroasă a condiției de rezonanță, ci se poate merge cu un dezacord de 10% [8] și chiar de 15%-25% [102], dictat și de valorile admisibile ale tensiunilor de atingere și de pas de la locul defectului. În Germania, conform VDE, dezacordul maxim acceptat este de 10-15% [20,101], dar nedepășindu-se 20-25 A.

Dezacordul bobinei trebuie să se realizeze totdeauna în sensul unei supracompensări astfel încât curentul rezultat de defect să rămână inductiv, pentru a nu se produce fenomene de rezonanță. Trebuie menționat însă că de fapt, curentul de defect nu devine niciodată nul, chiar dacă bobina este perfect acordată, deoarece există întotdeauna un curent permanent, determinat de componentele active ale curentului de scurtcircuit și de armonici.

De asemenea prin bobină va circula un curent rezidual mic datorat nesimetriilor chiar în regim normal de funcționare fără defect.

Manevrele de conectare și deconectare a unor elemente de rețea pot modifica în limite sensibile valoarea curenților capacitivi, fapt pentru care necesită adoptarea permanentă a inductivității bobinei la condițiile rețelei. În acest scop este necesar ca bobinele să fie prevăzute cu reglaj automat care, în funcție de valoarea curenților capacitivi, asigură în permanență condițiile de compensare necesare. Cu toate măsurile care se iau, există un risc permanent de supratensiuni de comutație și de rezonanță de valori mari în cazul defectelor cu arc intermitent sau a unor reanclanșări, sau de supratensiuni temporare de rezonanță. Solicitarea îndelungată a izolației rețelei la tensiunile în regim permanent (de la 30 minute până la două ore, pentru detectarea și separarea defectului permanent) sau/și apariția unor supratensiuni tranzitorii de valori mari, conduce la îmbătrânirea izolației și la străpungerea acesteia în alte puncte mai slabe, transformând, ca și în cazul rețelelor cu neutrul izolat, simpla punere la pământ în dublă punere la pământ, pe care protecția prin relee trebuie să o sesizeze și să comande deconectarea liniei, întrerupând astfel alimentarea consumatorilor. Aceste protecții sunt dificil de realizat și reglat, și până în prezent nu au dat rezultate satisfăcătoare.

Racordarea bobinelor de compensare se face pe neutrul accesibil al transformatorului de servicii proprii (TSP). În cazul în care acesta nu există este necesară montarea unui transformator special pentru acest lucru sau să se creeze un punct neutru artificial prin instalarea unei bobine trifazate având conexiune zig-zag.

Avantajele sistemului de tratare a neutrului prin bobină de compensare sunt :

- poate asigura, pe timp limitat, continuitatea în alimentare a consumatorilor în majoritatea defectelor la pământ monofazate;
- valoarea redusă a curentului de defect la pământ;
- variație scăzută a tensiunii la locul de defect în cazul acordării corespunzătoare a bobinei de compensare și în cazul netransformării simplelor puneri la pământ în defecte duble și multiple sau în scurtcircuite polifazate.

Printre dezavantajele rețelelor cu neutrul tratat cu bobină de compensare se pot enumera :

- necesitatea izolării neutrului echipamentelor la valoarea tensiunii de fază a rețelei și necesitatea izolării fazelor tuturor instalațiilor la tensiunea între faze a rețelei;
- exploatarea dificilă în cazul bobinelor fără reglaj automat; în acest caz este necesar un reglaj manual urmărit în permanență și un personal calificat pentru a urmări permanent acordarea bobinei la starea rețelei;
- posibilitatea apariției unor supratensiuni de comutației și de rezonanță de valori mari mai ales în cazul reamorsării repetate a arcului electric;
- posibilitatea apariției defectelor duble sau multiple sau a scurtcircuitelor bifazate și trifazate, în care caz curenții de defect au valori foarte mari; în astfel de cazuri variația tensiunii la locul de defect are valori ridicate, conducând la creșterea peste limitele admisibile a tensiunilor de atingere și de pas;
- necesitatea realizării unor prize de pământ de valori mici pentru reducerea riscului apariției unor tensiuni de atingere și de pas foarte periculoase, mult peste valorile admisibile, în cazul unor defecte duble (conform statisticilor germane, peste 25% din simplele puneri la pământ se transformă în defecte duble sau multiple sau scurtcircuite polifazate);

- posibilitatea distrugerii întrerupătoarelor în cazul deconectării defectelor duble sau multiple;
- funcționarea neselectivă a protecției în anumite cazuri de puneri duble la pământ sau defecte polifazate;
- selectarea simplelor puneri la pământ se face cu dificultate astfel încât detectarea și izolarea defectului monofazat poate dura mult timp;
- îmbătrânirea rapidă a izolației datorită apariției unor supratensiuni tranzitorii de valori mari și funcționării de durată a rețelei la supratensiuni temporare ridicate;
- necesitatea existenței unui personal calificat de întreținere pentru urmărirea în permanență a unui foarte bun nivel de izolație și pentru a interveni rapid în caz de defect pentru depistarea și eliminarea acestuia;
- costurile mai ridicate impuse de instalarea și exploatarea bobinelor de compensare, care nu există în cazul rețelelor de medie tensiune cu neutrul izolat.

Comparând avantajele și dezavantajele acestei soluții cu cea în care neutrul este izolat se constată superioritatea acesteia prin gama mult mai mare a situațiilor în care curentul la locul de defect este sub 5 A, creându-se astfel condițiile stingerii arcului electric la trecerea prin zero a curentului. Micșorarea valorii curentului la locul de defect se realizează prin compensarea curentului capacitiv al rețelei cu ajutorul celui inductiv ce se închide prin bobina de compensare.

Stingerea naturală a arcului electric la locul de defect nu impune deconectarea liniei, deci întreruperea alimentării consumatorilor.

Localizarea defectului permanent se face în marea majoritate a cazurilor prin căutare, declanșând și reanclanșând pe rând plecările din stație, iar după găsirea defectului, deconectarea plecării și eventual la trecerea pe o alimentare de rezervă a unora din consumatori. Aceste comutații repetate conduc la goluri de tensiuni și întreruperi de scurtă durată a consumatorilor și la cele mai ridicate valori de supratensiuni tranzitorii și temporare (în unele cazuri chiar de rezonanță).

Soluția de tratare a neutrului prin bobină de compensare se consideră a fi mai adecvată rețelelor electrice aeriene unde numeroase defecte monofazate sunt pasagere.

În rețelele în cabluri subterane, deteriorarea dielectricului constituie, în majoritatea cazurilor, defecte permanente și cablul avariat trebuie să fie deconectat de la rețea cât mai repede posibil [29], deoarece datorită faptului că pe fazele sănătoase tensiunile vor fi în acest caz egale cu tensiunea între faze a rețelei, crește probabilitatea de avarie a unei alte faze.

De asemenea în [29] se subliniază și faptul că instalarea de bobine de compensare în rețelele în cablu este foarte costisitoare, deoarece aceste bobine trebuie dimensionate pentru anularea curentului capacitiv al rețelei în cablu care este de valoare mare în acest caz.

Protecțiile utilizate într-o astfel de rețea sunt:

- protecția maximală în două trepte, prima treaptă va fi instantanee sau temporizată cu un timp scurt, iar a doua treaptă va fi temporizată. Dacă este necesar din punct de vedere al selectivității, protecția maximală va fi direcționată;

- în cazurile când protecția maximală de curent nu asigură sensibilitatea necesară la scurtcircuite între faze sau la dubla punere la pământ, se vor prevedea protecții cu sensibilitate sporită, ca de exemplu relee alimentate prin filtre de curent de secvență inversă;

- în stații de transformare și în puncte de alimentare, pe fiecare din secțiile sau sistemele de bare se va prevedea o protecție pentru detectarea punerilor la pământ monofazate, care va acționa pe semnalizare;

- în stații și în puncte de alimentare având cel puțin trei linii și la care natura consumatorilor nu permite deconectări succesive, pentru detectarea liniei cu defect se vor prevedea protecții selective împotriva punerii simple la pământ și anume: cu relee direcționale de putere; cu dispozitive funcționând pe principiul analizării conținutului de armonici superioare din curentul homopolar.



### 1.3. Metode de tratare a neutrului care permit deconectarea rapidă a defectelor monofazate

În această categorie sunt cuprinse următoarele soluții de tratare a neutrului rețelelor electrice de medie tensiune:

- neutru la pământ prin rezistență sau reactanță de valoare corespunzătoare pentru limitarea curentului de defect monofazat la o valoare prestabilită (uzual cuprinsă între 300 și 1000A);
- neutru la pământ prin bobină de compensare cu posibilitate de comutare pe rezistor în paralel; neutru la pământ prin rezistor și « întrerupător șunt ».

#### 1.3.1. Rețea de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor

În figura 1.3. este prezentată schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin rezistor și căile de închidere a curenților în timpul unei simple puneri la pământ.

Prezența rezistenței în neutrul rețelei reduce valoarea supratensiunilor tranzitorii, amortizându-le foarte rapid, anulând în același timp condițiile de apariție a unor supratensiuni temporare de rezonanță pe armonica fundamentală sau pe armonicile superioare [8,68,100]. Conform practicii folosite în Franța [78], pentru reducerea valorilor supratensiunilor trebuie respectată condiția:

$$I_{Rn} \geq 2 I_C,$$

iar conform practicii din Anglia și SUA [107] se respectă condiția:

$$I_{Rn} \geq I_C$$

unde  $I_C$  este curentul capacitiv homopolar în timpul unui defecet monofazat.

În cazul rețelelor care alimentează motoare sau conțin generatoare care debitează la tensiunea acestor rețele, este necesar, conform practicii franceze [100,101], să se limiteze curentul de defect la pământ la o valoare cuprinsă între 20 și 50 A timp de o secundă pentru a se evita defecțiuni în circuitul magnetic al acestora. În România, [103] precizează că este necesară limitarea curentului de defect prin generatoare la 100A timp de o secundă.

Pentru durate ale defectului mai mici de o secundă se poate utiliza relația empirică [99]:

$$I^2 t = \text{const.}$$

unde  $I$  se exprimă în Amperi, iar  $t$  în secunde.

În cazul în care la rețea nu sunt racordate direct motoare, valoarea maximă a curentului de defect se fixează în funcție de curentul maxim ce poate trece prin mantaua cablurilor și de costul rezistenței de punere la pământ, cost care crește rapid în funcție de valoarea curentului.

În România valoarea rezistenței rezistorului utilizat pentru tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune se alege astfel ca la o simplă punere la pământ netă ( $R_n = 0$ ) curentul de defect să fie 300 A pentru rețele electrice aeriene și mixte, respectiv 600 A sau 1000 A pentru rețele electrice subterane (în cablu) [104,106,108,109].

Avantajele sistemului de tratare a neutrului prin rezistor sunt:

- posibilitatea realizării unor protecții sigure și selective ce permit deconectarea rapidă a liniilor cu defect;
- posibilitatea sesizării selective a defectelor slabe (punere la pământ prin rezistență de trecere mare; conductor întrerupt și căzut la pământ spre consumator, etc) și deconectarea liniei cu defect;
- supratensiuni de valori mult mai scăzute comparativ cu rețelele ce au neutrul izolat sau tratat prin bobină de compensare;
- simplificarea condițiilor de dimensionare a instalațiilor de legare la pământ.

Dezavantajele cele mai importante ale tratării neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistor sunt:



- numărul mare de întreruperi în alimentarea consumatorilor, în special în cazul liniilor aeriene sau mixte;
- solicitarea mecanică mare a întrerupătoarelor datorită numărului mare de acționări;
- numărul mare de reanclanșări automate rapide reușite.

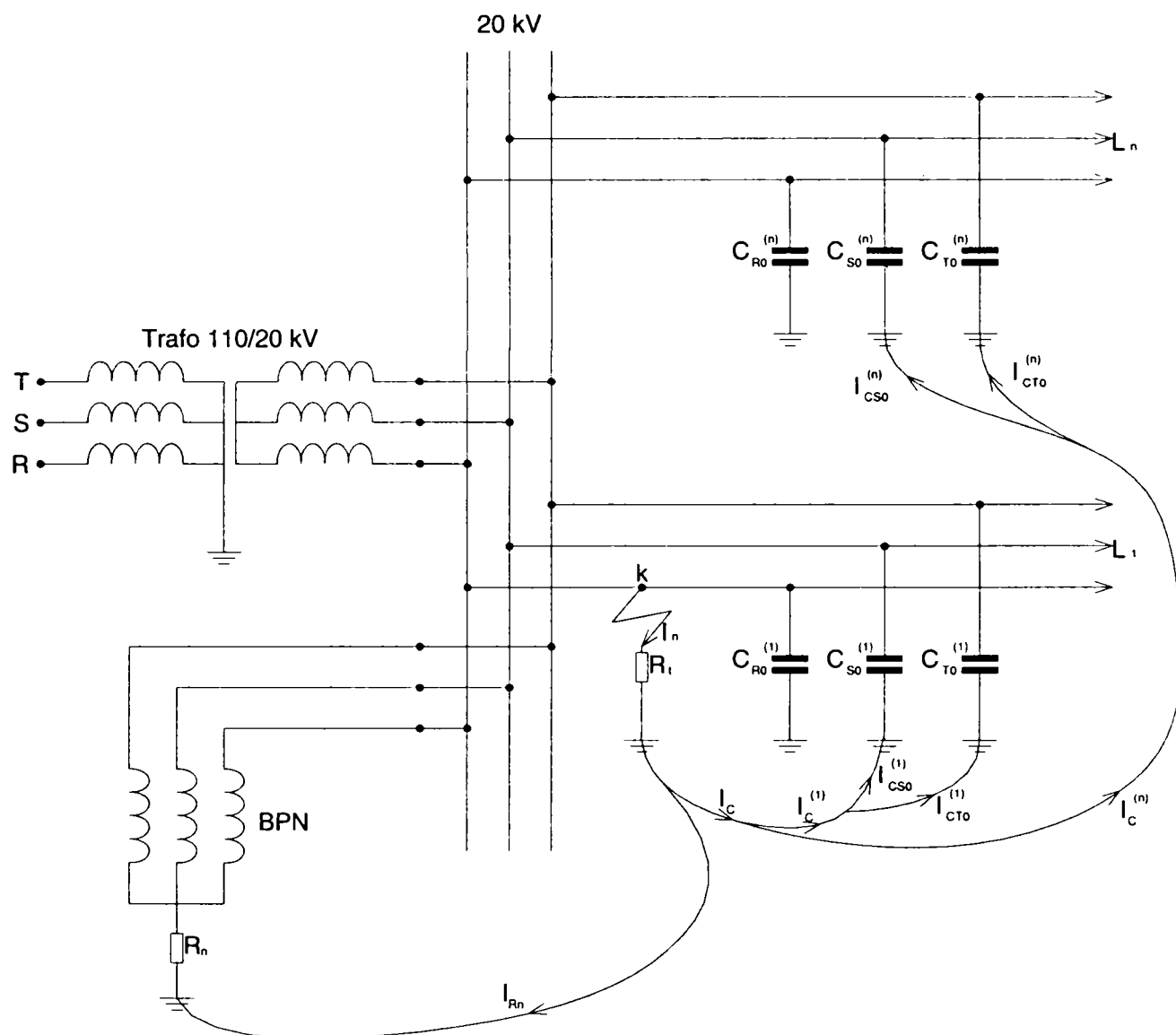


Fig.1.3. Schema de principiu a unei rețele cu neutrul tratat prin rezistor

Datorită principalelor dezavantaje ale tratării neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistor această soluție s-a impus în special pentru rețelele în cablu, rețele la care defectele trecătoare sunt nesemnificative.

Protecțiile utilizate într-o astfel de rețea sunt:

- protecția de bază se asigură, de regulă cu o protecție maximală trifazată cu două trepte de curent și de timp;
- protecția de rezervă va consta dintr-o protecție maximală de curent de secvență homopolară, temporizată cu sau fără blocaj direcțional.

### 1.3.2. Rețea de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor și „întrerupător șunt”

Găsirea unor metode care să permită selectarea defectelor trecătoare de cele permanente au condus la creșterea performanțelor tratării neutrului prin rezistor. După statisticile prezentate în literatură [59,68] defectele trecătoare reprezintă între 70% și 90% din totalul defectelor, deci selectarea acestora conduce la micșorarea pronunțată a numărului întreruperilor alimentării consumatorilor. În fig.1.4. este prezentată schema principială a rețelei de medie tensiune ce are neutrul tratat prin rezistor și prevăzută cu “întrerupător șunt”.

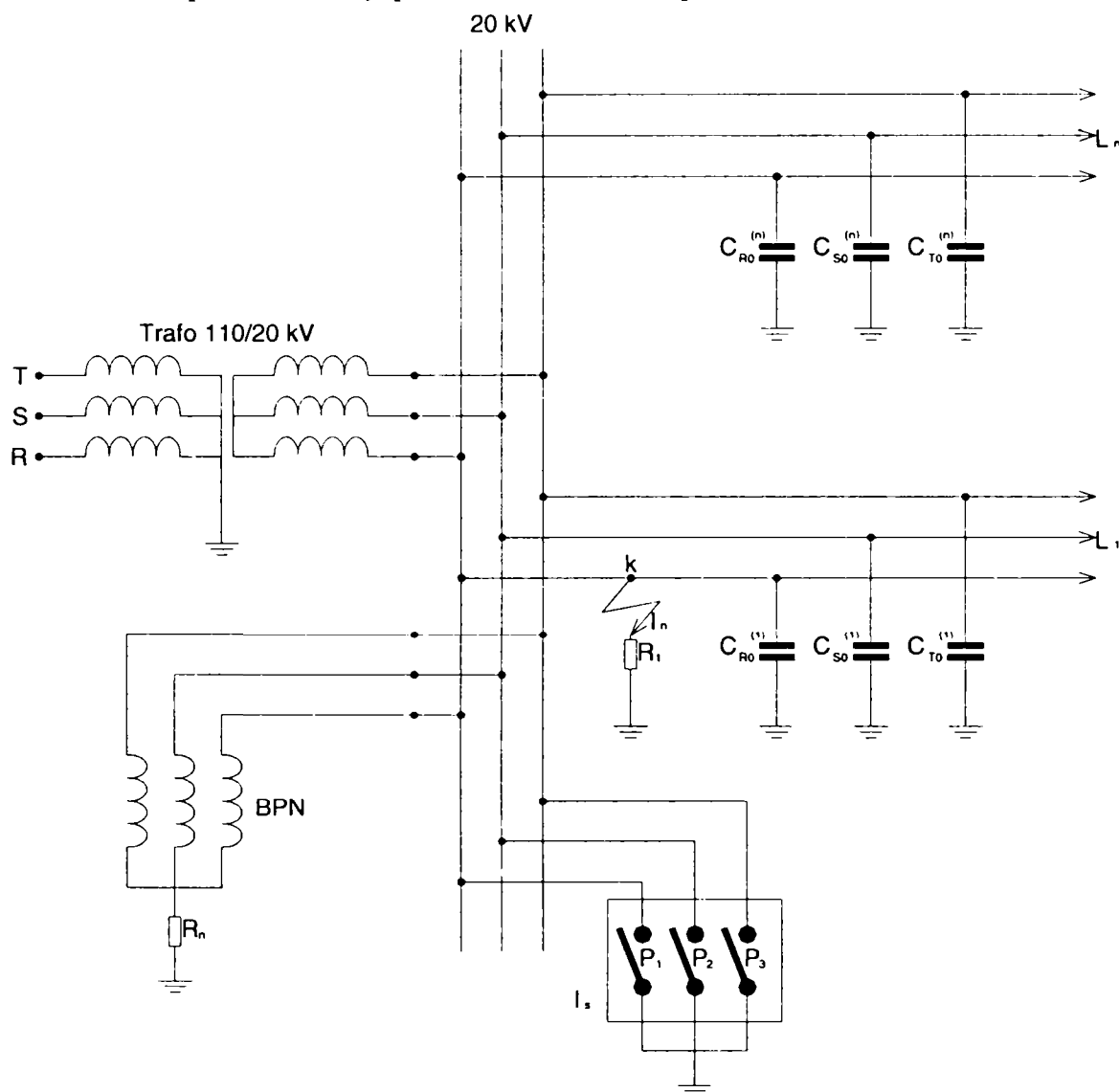


Fig.1.4. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin rezistor și cu întrerupător șunt

Întrerupătorul șunt, notat cu  $I_s$  în figura 1.4. trebuie să fie prevăzut cu posibilitatea de a fi acționat separat pe fiecare fază.

La apariția unei puneri la pământ se închide pentru un interval de timp de maxim 0,1s faza întrerupătorului șunt care corespunde fazei pe care s-a produs defectul. În acest fel tensiunea ce se aplică arcului electric scade foarte mult creându-se posibilitatea ca la trecerea prin zero a curentului arcul să se stingă, deci defectul să dispară fără a fi necesară deconectarea liniei, respectiv fără a întrerupe alimentarea consumatorilor.

Principalul avantaj al acestei metode de tratare a neutrului rețelei de medie tensiune constă în aceea că se micșorează semnificativ numărul întreruperilor în alimentarea consumatorilor și atunci când aceștia sunt alimentați prin linii aeriene sau mixte, astfel încât situația devine similară cu cea în care liniile electrice sunt în cablu.

Principalul dezavantaj al acestei metode constă în faptul că este necesară realizarea unei instalații care să permită comanda separată a fiecărei faze a întrerupătorului șunt și să permită

---

conectarea acestuia o singură dată pentru un defect. Comanda greșită a fazei întrerupătorului șunt conduce la o dublă punere la pământ, care poate avea consecințe extrem de grave asupra instalațiilor. De asemenea blocarea întrerupătorului șunt în poziția conectat este extrem de periculoasă, deci acestui întrerupător i se cere o fiabilitate foarte bună. Din aceste motive modul de tratare al neutrului rețelelor de medie tensiune cu rezistor și „întrerupător șunt” nu s-a impus în rețelele de medie tensiune din România.

Protecțiile utilizate într-o astfel de rețea sunt:

- protecția de bază se asigură, de regulă cu o protecție maximală trifazată cu două trepte de curent și de timp;
- protecția de rezervă va consta dintr-o protecție maximală de curent de secvență homopolară, temporizată cu sau fără blocaj direcțional.

### **1.3.3. Rețea de medie tensiune având neutrul tratat cu bobină de compensare în paralel cu rezistor**

O altă metodă de a separa defectele trecătoare de cele permanente constă în tratarea neutrului rețelei de medie tensiune cu bobină de compensare în regim normal de funcționare, iar la apariția unei simple puneri la pământ se funcționează în acest mod de tratare a neutrului un interval de timp mai mic de o secundă. Dacă în acest interval de timp defectul nu a dispărut natural în paralel cu grupul TSP + BC (transformator servicii proprii înseriat cu bobina de compensare) se conectează grupul BPN +  $R_n$  (bobină de punct neutru înseriată cu rezistorul). În acest fel se asigură posibilitatea sesizării selective a liniei cu defect și deconectarea acesteia într-un interval de timp foarte scurt.

Această metodă de tratare a neutrului are în principal următoarele avantaje:

- nu impune întreruperea alimentării consumatorilor în cazul defectelor trecătoare;
- nu permite transformarea simplelor puneri la pământ în defecte multiple, deoarece rețeaua funcționează un timp foarte scurt (sub două secunde) cu punere la pământ;
- permite sesizarea selectivă a defectelor, inclusiv a celor slabe (puneri la pământ prin rezistență de trecere mare, conductor întrerupt și căzut la pământ spre consumator);
- simplifică condițiile impuse în dimensionarea instalațiilor de legare la pământ.

Principalele dezavantaje provin din faptul că la apariția unei simple puneri la pământ se funcționează inițial cu neutrul tratat prin bobină de compensare, deci rămân valabile dezavantajele prezentate la acest mod de tratare a neutrului.

La conectarea întrerupătorului I se leagă în paralel grupul TSP + BC cu grupul BPN +  $R_n$ . Se prezintă de asemenea căile de închidere a curenților în cazul unei simple puneri la pământ. Acest mod de tratare a neutrului s-a experimentat în rețelele de medie tensiune din țară obținându-se rezultate foarte bune.

Funcționarea cu acest mod de tratare a neutrului a impus realizarea unei instalații automate care să asigure conectarea întrerupătorului (I) la un anumit interval de timp după apariția simplei puneri la pământ, respectiv deconectarea acestuia după deconectarea de la barele stației de transformare a liniei cu defect. Această instalație trebuie să țină seama și de existența sistemelor de reanclanșare automată rapidă (RAR) a liniilor de medie tensiune, respectiv de timpul de reglaj al acestora.

Comparativ cu situația în care se utilizează „întrerupătorul șunt” pentru eliminarea defectelor trecătoare, o funcționare greșită a instalației ce comandă întrerupătorul (I) are consecințe mult mai puțin grave asupra rețelei de medie tensiune, deoarece în cazul că nu se închide acest întrerupător rețeaua rămâne cu neutrul tratat prin bobină de compensare, iar dacă nu se deschide rețeaua se comportă ca și cum are neutrul prin rezistență.

Protecțiile utilizate într-o astfel de rețea sunt:

- protecția de bază se asigură, de regulă cu o protecție maximală trifazată cu două trepte
-

de curent și de timp;

- protecția de rezervă va consta dintr-o protecție maximală de curent de secvență homopolară, temporizată cu sau fără blocaj direcțional;
- în cazurile când protecția maximală de curent nu asigură sensibilitatea necesară la

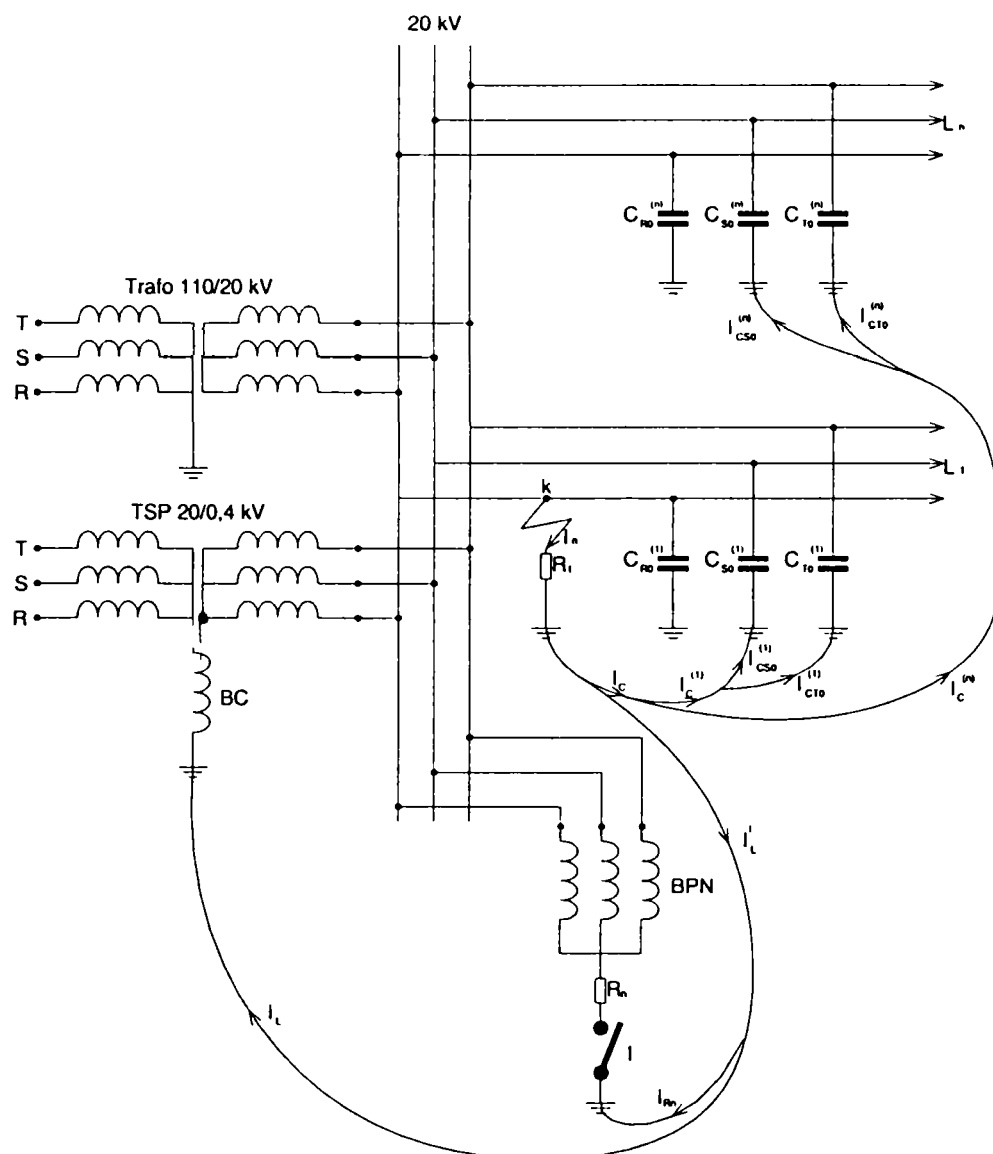


Fig.1.5. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin (TSP+BC) în paralel cu (BPN+Rn)

scurtcircuite între faze sau la dubla punere la pământ, se vor prevedea protecții cu sensibilitate sporită, ca de exemplu rele alimentate prin filtre de curent de secvență inversă;

- în stații de transformare și în puncte de alimentare, pe fiecare din secțiile sau sistemele de bare se va prevedea o protecție pentru detectarea punerilor la pământ monofazate, care va acționa pe semnalizare.

#### 1.3.4. Tratarea neutrului rețelei de medie tensiune prin bobină de compensare în paralel cu bobina de punct neutru (BTPC)

Soluția de tratare a neutrului cu bobină de compensare în paralel cu rezistor (fig.1.5) implică montarea în stația de transformare suplimentar a bobinei de punct neutru (BPN) a rezistorului ( $R_n$ ) și a întrerupătorului ( $I$ ). În [90] se prezintă o schemă de tratare a neutrului prin care se elimină rezistorul, concepându-se o bobină de punct neutru cu impedanță homopolară mărită, astfel încât să se limiteze valoarea curentului de defect (în cazul când rezistența de trecere la locul de defect este nulă) la 300 A. Prin această soluție, pe lângă creșterea fiabilității instalației (eliminându-se un element) se reduc și cheltuielile de investiție, deoarece costul unui rezistor este practic același cu al bobinei de punct neutru.

Bobina de punct neutru, simbolizată BTPC, are conexiune zigzag cu nul pentru a asigura o impedanță de secvență directă, respectiv inversă de valoare ridicată ( $Z_d=Z_i=28.887 \Omega$ ) astfel că pierderile de putere activă la mersul în gol (întrerupătorul I din figura 1.6. deschis) sunt 350 W. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare în paralel cu bobina de punct neutru și căile de închidere a curentului în cazul unei simple puneri la pământ sunt prezentate în fig.1.6.

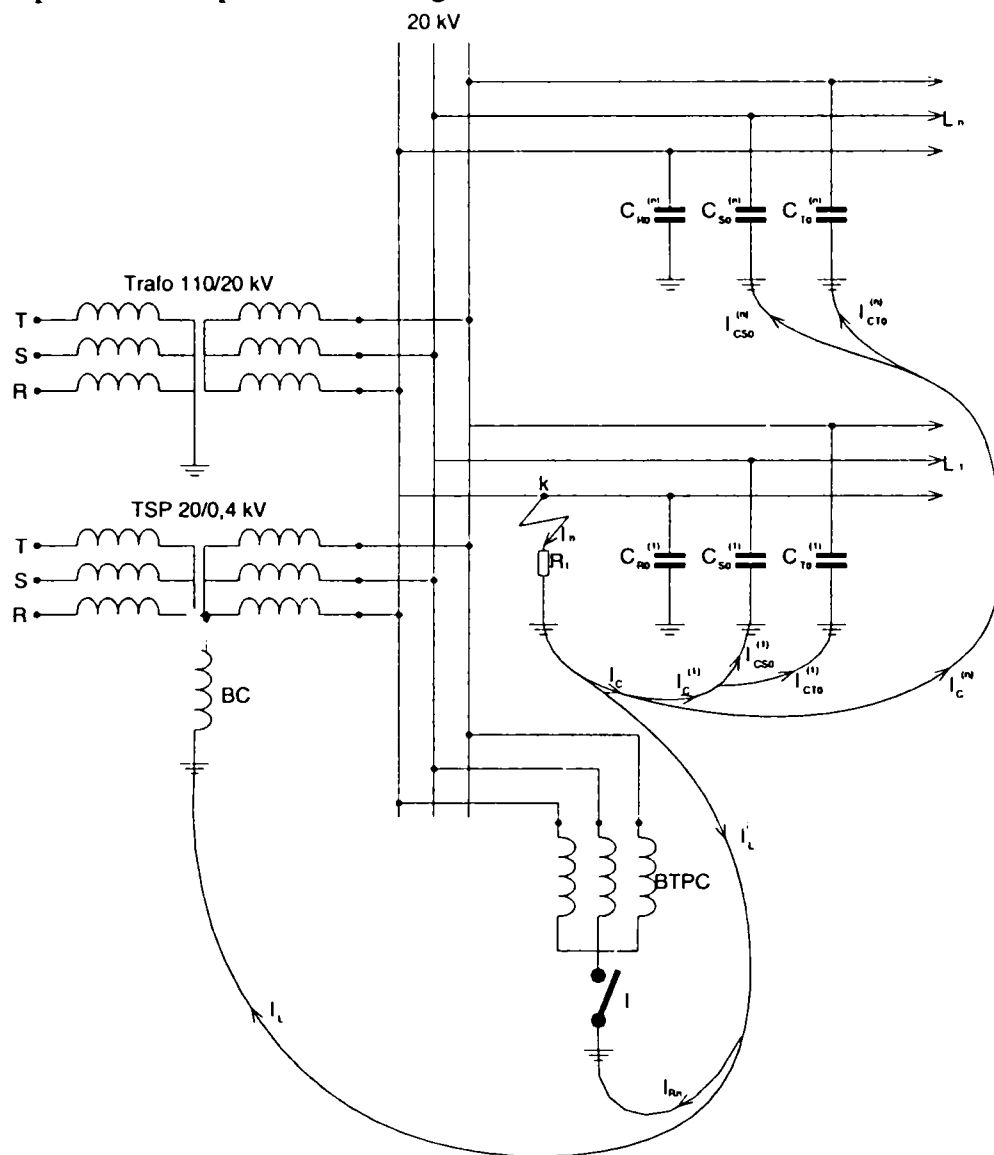


Fig.1.6. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare în paralel cu bobina de punct neutru.

Impedanța homopolară a bobinei de punct neutru este  $Z_{hBTPC} = (8+j114,7)\Omega$ . Această soluție de tratare a neutrului a fost implementată în stația de transformare 110/20 kV I.U.M. Tg.Jiu. Prin realizarea acestei instalații experimentale s-a putut verifica comportarea în exploatare a acestei soluții de tratare a neutrului.

Principalul avantaj al acestei soluții de tratare a neutrului constă în faptul că se reduc practic cu aproximativ 30% cheltuielile de investiții comparativ cu varianta în care neutrul este tratat prin bobină de compensare în paralel cu rezistor (TSP + BC) II ( $BPN = R_n$ ), păstrându-se avantajele tehnice. Și pentru această variantă este necesară o instalație automată care să asigure conectarea întrerupătorului (I) din fig.1.6., la un interval de timp prescris (sub o secundă), din momentul apariției defectului. Exploatarea rețelelor de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor a evidențiat faptul că în timp este posibilă întreruperea acestuia. Ca urmare rețeaua de medie tensiune se transformă în una cu neutrul izolat, ceea ce poate conduce, în cazul unor simple puneri la pământ, la defecte multiple, deci la deteriorări de echipamente ce implică cheltuieli foarte mari atât pentru consumatori cât și pentru distribuitorul de energie electrică. Această metodă de tratare a neutrului menține avantajele soluțiilor de tratare a neutrului rețelelor

---

de medie tensiune prin rezistor și combinat bobină de compensare în paralel cu rezistorul și aduce suplimentar avantajele menționate anterior.

Protecțiile utilizate într-o astfel de rețea sunt:

- protecția maximală în două trepte, prima treaptă va fi instantanee (secționare de curent) sau temporizată cu un timp scurt și a doua treaptă va fi temporizată. Dacă este necesar din punct de vedere al selectivității, protecția maximală va fi direcționată;

- în cazurile când protecția maximală de curent nu asigură sensibilitatea necesară la scurtcircuite între faze sau la dubla punere la pământ, se vor prevedea protecții cu sensibilitate sporită, ca de exemplu relee alimentate prin filtre de curent de secvență inversă;

- în stații de transformare și în puncte de alimentare, pe fiecare din secțiunile sau sistemele de bare se va prevedea o protecție pentru detectarea punerilor la pământ monofazate, care va acționa pe semnalizare;

- în stații și în puncte de alimentare având cel puțin trei linii și la care natura consumatorilor nu permite metoda deconectărilor succesive, pentru detectarea liniei cu defect se vor prevedea protecții selective împotriva punerii simple la pământ:

- cu relee direcționale de putere;

- cu dispozitive funcționând pe principiul analizării conținutului de armonici superioare din curentul homopolar.



# CAP 2. ANALIZA REGIMURILOR NESIMETRICE ÎN REȚELE ELECTRICE

## 2.1. Calculul nesimetriilor în rețele trifazate

### 2.1.1. Expresii generale de calcul

Pentru încadrarea corectă în problemă a tuturor detaliilor privind simpla punere la pământ respectiv dubla punere la pământ în cazul rețelilor trifazate de medie tensiune cu neutrul izolat s-a folosit la calculul nesimetriilor rețelilor trifazate, metoda componentelor simetrice utilizând factorii și operatorii complecși de nesimetrie.

Într-un caz foarte general modelul matematic cel mai des folosit pentru descrierea rețelilor electrice este [9, 22,46,50]:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdot & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}'_1 \\ \underline{U}'_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{U}'_n \end{bmatrix} \quad (2.1.)$$

în care:

$[\underline{I}] = [\underline{I}_1 \quad \underline{I}_2 \quad \cdot \quad \cdot \quad \underline{I}_n]$  , - este matricea coloană a curenților injectați de surse (sau absorbiți de consumatori) în nodurile rețelei;

$[\underline{U}] = [\underline{U}'_1 \quad \underline{U}'_2 \quad \cdot \quad \cdot \quad \underline{U}'_n]$  , - este matricea coloană a tensiunilor nodurilor rețelei, față de un nod de referință care de regulă se consideră pământul;

$[\underline{Y}]$  - este matricea pătratică a admitanțelor, conținând admitanțele legăturilor dintre noduri în termeni nediagonali, respectiv suma admitanțelor cu semn ce leagă nodul respectiv cu celelalte noduri.

După cum se știe aceste ecuații sunt cunoscute sub numele de ecuații nodale [8]. Analiza unui nod se poate face ușor aplicând schemele REI (rețea echivalentă independentă). În aceste scheme se elimină nodurile care nu sunt generatoare, păstrându-se numai cele generatoare.

Echivalând consumatorii cu impedanțe, se face o aproximație care este larg utilizată în sistemele electrice, servind în acest caz numai pentru reducerea schemei și a se putea scrie relații de forma [19,22,65 ]:

$$\underline{I}_s = \underline{Y}_s \underline{U}_s \quad (2.2.)$$

pentru nodul s.

Dacă în relațiile (2.1.) se grupează nodurile în noduri generatoare plus nodul analizat și noduri consumatoare pentru care se pot scrie relații de forma (2.2.). Introducând relațiile (2.2.) în (2.1.) se obține:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{rr} & \underline{Y}_{rc} \\ \underline{Y}_{cr} & \underline{Y}_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_r \\ \underline{U}_c \end{bmatrix} \quad (2.3.)$$

În care indicele r se referă la numărul nodurilor generatoare și indicele c la nodurile consumatoare.

Aplicând metoda de eliminare Gauss se reduc toate nodurile c, obținând o ecuație de forma:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_g \\ \underline{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{gg} & \underline{Y}_{gj} \\ \underline{Y}_{jg} & \underline{Y}_{jj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_g \\ \underline{U}_j \end{bmatrix} \quad (2.4.)$$

în care g este numărul total de noduri generatoare, iar j este nodul analizat. Din această ecuație se obține ecuația nodului j:

$$\underline{I}_j = \underline{Y}_{j1} \cdot \underline{U}_1 + \underline{Y}_{j2} \cdot \underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{jj} \cdot \underline{U}_j, \quad (2.5.)$$

relație care permite asocierea unei scheme radiale.

Dacă din ecuația (2.4.) se elimină și nodurile generatoare, după aceeași metodă, se obține o schemă ce conține un singur nod. Deoarece rețeaua se consideră simetrică, în ecuația (2.1.) s-a operat cu o singură fază [3, 26, 44].

Reducând rețelele simetrice care sunt legate între ele prin elementul nesimetric la câte un singur nod se obține schema simplificată din fig.2.1.

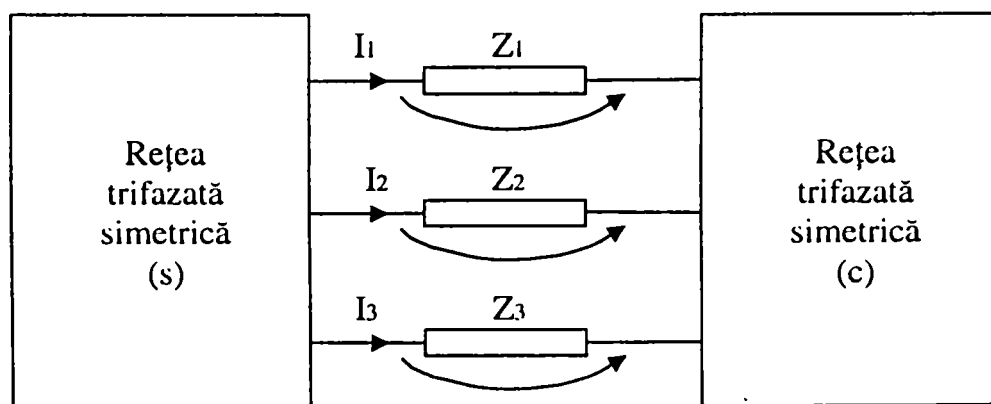


Fig. 2.1. Schemă simplificată de calcul a unei nesimetrii

Acceptând că rețeaua trifazată simetrică (s) este activă, iar rețeaua trifazată simetrică (c) este pasivă, se poate scrie ecuația matricială [9]:

$$[\underline{U}_e] = \{[\underline{Z}_i] + [\underline{Z}_c]\}[I] + [\underline{U}], \quad (2.6)$$

unde:

$$[\underline{U}_e]_t = [\underline{U}_{e1} \quad \underline{U}_{e2} \quad \underline{U}_{e3}]; \quad [I]_t = [I_1 \quad I_2 \quad I_3]; \quad [\underline{U}]_t = [\underline{U}_1 \quad \underline{U}_2 \quad \underline{U}_3], \quad (2.7)$$

$$[\underline{Z}_i] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} & \underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i14} & \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43} \\ \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41} & \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24} & \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23} \\ \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31} & \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42} & \underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$[\underline{Z}_c] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{c1} + \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c14} + \underline{Z}_{c41} & \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c14} + \underline{Z}_{c42} + \underline{Z}_{c12} & \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c14} + \underline{Z}_{c13} + \underline{Z}_{c43} \\ \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c21} + \underline{Z}_{c24} + \underline{Z}_{c41} & \underline{Z}_{c2} + \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c42} + \underline{Z}_{c24} & \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c24} + \underline{Z}_{c43} + \underline{Z}_{c23} \\ \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c31} + \underline{Z}_{c34} + \underline{Z}_{c41} & \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c32} + \underline{Z}_{c34} + \underline{Z}_{c42} & \underline{Z}_{c3} + \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c34} + \underline{Z}_{c43} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Semnificația mărimilor din relațiile (2.7), (2.8), (2.9) este următoarea:

$U_{e1}, U_{e2}, U_{e3}$  - tensiunile electromotoare ale surselor echivalente din rețeaua simetrică (s);

$U_1, U_2, U_3$  - căderile de fază de tensiune pe elementul nesimetric;

$I_1, I_2, I_3$  - curenții de fază prin elementul nesimetric;

$\underline{Z}_i$  - matricea impedanță a rețelei simetrice (s) activă;

$\underline{Z}_c$  - matricea impedanță a rețelei simetrice (c) pasivă;

Cu indicii 1, 2, 3 s-au notat fazele rețelei trifazate, iar cu 4 s-a notat nulul rețelei trifazate.

În calculul nesimetriilor folosim metoda componentelor simetrice. Elementul nesimetric se înlocuiește cu surse a căror tensiuni la borne sunt  $U_1, U_2, U_3$ , conform teoremei substituției.

Componentele simetrice ale tensiunilor și curenților se determină din tensiunile și curenții de fază cu relațiile (2.10) și (2.11):

$$[\underline{U}]_s = [T]^{-1} \cdot [\underline{U}], \quad (2.10)$$

$$[I]_s = [T]^{-1} \cdot [I]. \quad (2.11)$$

Matricea de transformare, respectiv inversa acesteia este [9,19,44 ]

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad [T]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}, \quad (2.12)$$

unde  $a = -\frac{1}{2} + j\sqrt{\frac{3}{2}}$  reprezintă operatorul de rotație [ 1, 2, 15 ].

Relația de legătură între componentele simetrice ale tensiunilor și curenților din schema prezentată în figura 2.1 este:

$$[\underline{U}_e]_s = \{[\underline{Z}_i]_s + [\underline{Z}_c]_s\}[I]_s + [\underline{U}]_s. \quad (2.13)$$

Matricile componentelor de secvență ale impedanțelor au expresiile:

$$[\underline{Z}_i]_s = [T]^{-1} \cdot [\underline{Z}_i] [T], \quad [\underline{Z}_c]_s = [T]^{-1} \cdot [\underline{Z}_c] [T] \quad (2.14)$$

Considerând matricile de secvență directă, inversă și homopolară a impedanțelor ca având următoarea structură [ 1, 2, 3, 9,10,23]:

$$[\underline{Z}]_s = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{hh} & \underline{Z}_{hd} & \underline{Z}_{hi} \\ \underline{Z}_{dh} & \underline{Z}_{dd} & \underline{Z}_{di} \\ \underline{Z}_{ih} & \underline{Z}_{id} & \underline{Z}_{ii} \end{bmatrix}, \quad (2.15)$$

termenii matricelor  $[\underline{Z}]_s$  au expresiile date prin relațiile (2.16) :

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{i11} = & \frac{1}{3} [(\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i3} + 3\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43}) + \\ & + (3\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i23} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i31}) + \\ & + (3\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42})] ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{i1d} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24}) + a(\underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43}) \\ & + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i14}) + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23}) + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31} + \\ & + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41} + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42}) + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43})] ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{i1i} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24}) + a^2(\underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43}) + \\ & + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i12}) + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23}) + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31} + \\ & + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41} + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42}) + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43})] ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{id1} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} + a(\underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24}) + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43}) + \\ & + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i14}) + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23}) + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31}) + \\ & + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41}) + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42}) + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43})] ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{idd} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43} + \\ & + a^2(\underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31}) + \\ & + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43})] ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{udi} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} + a^2(\underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24}) + a(\underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43}) + \\ & + a(\underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14}) + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23} + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31}) + \\ & + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41}) + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42} + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43})] ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{iuh} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} + a^2(\underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24}) + a(\underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43}) + \\ & + \underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23}) + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31}) + \\ & + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41}) + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42}) + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43}] ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{iud} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24}) + a^2(\underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43}) + \\ & + a^2(\underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14}) + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23} + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31}) + \\ & + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41}) + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42} + a(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43})] ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{iui} = & \frac{1}{3} [(\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43}) + \\ & + a(\underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31}) + \\ & + a^2(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43})] . \quad (2.16) \end{aligned}$$

Termenii matricii de secvență  $[\underline{Z}_c]_S$  au aceeași formă cu ai matricii  $[\underline{Z}_i]_S$ .

Dacă impedanțele mutuale satisfac condiția de reciprocitate, adică:

$$\underline{Z}_{i2} = \underline{Z}_{21}; \underline{Z}_{i3} = \underline{Z}_{31}; \underline{Z}_{i4} = \underline{Z}_{41}; \underline{Z}_{24} = \underline{Z}_{42}; \underline{Z}_{34} = \underline{Z}_{43}; \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{32} ,$$

expresiile termenilor matricii de secvență se exprimă prin relațiile:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{iuh} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i3} + 9\underline{Z}_{i4} + 6\underline{Z}_{i14} + 6\underline{Z}_{i24} + 2(\underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i22} + \underline{Z}_{i23} + \underline{Z}_{i31})] ; \\ \underline{Z}_{iud} = & \frac{1}{3} [(\underline{Z}_{i1} + a^2 \underline{Z}_{i2} + a \underline{Z}_{i3} + 3\underline{Z}_{i14} + 3a^2 \underline{Z}_{i24} + 3a \underline{Z}_{i34} - a \underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - a^2 \underline{Z}_{i31})] ; \\ \underline{Z}_{iui} = & \frac{1}{3} [(\underline{Z}_{i1} + a^2 \underline{Z}_{i2} + a \underline{Z}_{i3} + 3\underline{Z}_{i14} + 3a \underline{Z}_{i24} + 3a^2 \underline{Z}_{i34} - a^2 \underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - a \underline{Z}_{i31})] ; \\ \underline{Z}_{iud} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i3} - \underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - \underline{Z}_{i31}] ; \quad (2.17) \\ \underline{Z}_{udi} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + a^2 \underline{Z}_{i2} + a \underline{Z}_{i3} + 2(a \underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i23} + a^2 \underline{Z}_{i31})] ; \\ \underline{Z}_{iuh} = & \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + a^2 \underline{Z}_{i2} + a \underline{Z}_{i3} + 3\underline{Z}_{i14} + 3a^2 \underline{Z}_{i24} + 3a \underline{Z}_{i34} - \underline{Z}_{i22} - \underline{Z}_{i23} - a^2 \underline{Z}_{i31}] ; \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_{iid} = \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + a\underline{Z}_{i2} + a^2\underline{Z}_{i3} + 2(a^2\underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i23} + a\underline{Z}_{i31})];$$

$$\underline{Z}_{iii} = \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i3} - \underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - \underline{Z}_{i31}].$$

În situația în care impedanțele matricii  $[\underline{Z}_i]$  respectiv  $[\underline{Z}_c]$  prezintă o simetrie ciclică, adică:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{i12} = \underline{Z}_{i23} = \underline{Z}_{i31} = \underline{Z}'_i; \underline{Z}_{i14} = \underline{Z}_{i24} = \underline{Z}_{i34} = \underline{Z}'_{i4}, \\ \underline{Z}_{i21} = \underline{Z}_{i32} = \underline{Z}_{i13} = \underline{Z}^-_i; \underline{Z}_{i41} = \underline{Z}_{i42} = \underline{Z}_{i43} = \underline{Z}^-_{i4}, \end{aligned}$$

elementele matricii de simetrie  $[\underline{Z}_i]_s$  vor avea următoarele expresii:

$$\underline{Z}_{ihh} = \underline{Z}_i + \underline{Z}'_i + \underline{Z}^-_i + 3(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}'_{i4} + \underline{Z}^-_{i4}); \underline{Z}_{ihd} = 0; \underline{Z}_{ihl} = 0; \underline{Z}_{idh} = 0; \quad (2.18)$$

$$\underline{Z}_{idd} = \underline{Z}_i + a\underline{Z}'_i + a^2\underline{Z}^-_i; \underline{Z}_{idi} = 0; \underline{Z}_{iil} = 0; \underline{Z}_{iil} = 0; \underline{Z}_{iii} = \underline{Z}_i + a\underline{Z}'_i + a^2\underline{Z}^-_i.$$

Dacă simetria devine totală, deci  $\underline{Z}'_i = \underline{Z}^-_i; \underline{Z}'_{i4} = \underline{Z}^-_{i4}$  atunci elementele matricii  $[\underline{Z}_i]_s$  devin:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{ihh} = \underline{Z}_i + 2\underline{Z}'_i + 3(\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}'_{i4}); \underline{Z}_{idd} = \underline{Z}_i - \underline{Z}'_i = \underline{Z}_{iii}; \\ \underline{Z}_{ihd} = \underline{Z}_{ihl} = \underline{Z}_{idh} = \underline{Z}_{idi} = \underline{Z}_{iil} = \underline{Z}_{iil} = 0. \end{aligned} \quad (2.19)$$

Elementele pasive de circuit satisfac condiția de reciprocitate, deci relațiile (2.17) exprimă termenii matricii  $[\underline{Z}_i]_s$  în forma lor cea mai generală pentru astfel de elemente.

Elementele dinamice din sistemul energetic satisfac de regulă condițiile impuse unei simetrii ciclice, deci pentru astfel de elemente se pot folosi relațiile (2.18) în exprimarea termenilor matricii  $[\underline{Z}_i]_s$ . La liniile electrice, pentru a se asigura o simetrizare a acestora, se fac transpuneri de fază astfel încât în majoritatea cazurilor pentru termenii matricii  $[\underline{Z}_i]_s$  pot fi folosite relațiile (2.19). La liniile de medie tensiune în cablu, de asemenea, condiția de simetrie totală este în mare măsură satisfăcută (pentru cabluri trifazate), dar la liniile aeriene, care au coronamentul orizontal și fără transpuneri de fază, condițiile de simetrie totală nu sunt satisfăcute. Avându-se în vedere faptul că aceste linii au o lungime mică în calculul regimurilor de avarie se admite și în aceste cazuri că simetria este totală [9,65].

Matricea  $[\underline{U}]_s$  din ecuația (2.13) nu satisface condiția de simetrie, motiv pentru care termenii acestei matrici sunt dependenți de cele trei componente de secvență ale curenților.

Funcție de curenții și impedanțele de secvență această matrice se exprimă prin relația:

$$[\underline{U}]_s = [\underline{T}]^{-1} \cdot [\underline{Z}] [\underline{T}] [\underline{I}]_s = [\underline{Z}]_s \cdot [\underline{I}]_s. \quad (2.20)$$

Matricea  $[\underline{Z}]$  funcție de impedanțele corespunzătoare elementului nesimetric din schema prezentată în fig.2.1. devine:

$$[\underline{Z}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_3 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$



respectiv matricea impedanțelor de secvență:

$$[\underline{Z}]_s = [\underline{T}]^{-1} \cdot [\underline{Z}] \cdot [\underline{T}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3 \\ \underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3 \\ \underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Din relația (2.20) și (2.22) se obțin componentele simetrice ale tensiunii funcție de componentele simetrice ale curenților

$$\underline{U}_h = \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_h + \frac{\underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_d + \frac{\underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_i \quad \text{tensiunea homopolară;}$$

$$\underline{U}_d = \frac{\underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_h + \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_d + \frac{\underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_i \quad \text{tensiunea directă;} \quad (2.23)$$

$$\underline{U}_i = \frac{\underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_h + \frac{\underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_d + \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{3} \underline{I}_i \quad \text{tensiunea inversă.}$$

Utilizând pentru impedanțele homopolară, directă și inversă următoarele notații:

$$\underline{Z}_{hh} = \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{3}; \quad \underline{Z}_{dd} = \frac{\underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3}{3}; \quad \underline{Z}_{ii} = \frac{\underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3}{3} \quad (1.24)$$

și introducând relațiile (2.23) în ecuația (2.13), aceasta devine:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{eh} \\ \underline{U}_{ed} \\ \underline{U}_{ei} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{ihh} + \underline{Z}_{chh} + \underline{Z}_{hh} & \underline{Z}_{ihd} + \underline{Z}_{chd} + \underline{Z}_{ii} & \underline{Z}_{ih i} + \underline{Z}_{chi} + \underline{Z}_{dd} \\ \underline{Z}_{idh} + \underline{Z}_{cdh} + \underline{Z}_{dd} & \underline{Z}_{idd} + \underline{Z}_{cdd} + \underline{Z}_{hh} & \underline{Z}_{idi} + \underline{Z}_{cdi} + \underline{Z}_{ii} \\ \underline{Z}_{i ih} + \underline{Z}_{cih} + \underline{Z}_{ii} & \underline{Z}_{i id} + \underline{Z}_{cid} + \underline{Z}_{dd} & \underline{Z}_{i i i} + \underline{Z}_{c i i} + \underline{Z}_{hh} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_h \\ \underline{I}_d \\ \underline{I}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_h \\ \underline{I}_d \\ \underline{I}_i \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

iar curenții de secvență homopolară, directă și inversă se exprimă prin:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_h \\ \underline{I}_d \\ \underline{I}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{ihh} + \underline{Z}_{chh} + \underline{Z}_{hh} & \underline{Z}_{ihd} + \underline{Z}_{chd} + \underline{Z}_{ii} & \underline{Z}_{ih i} + \underline{Z}_{chi} + \underline{Z}_{dd} \\ \underline{Z}_{idh} + \underline{Z}_{cdh} + \underline{Z}_{dd} & \underline{Z}_{idd} + \underline{Z}_{cdd} + \underline{Z}_{hh} & \underline{Z}_{idi} + \underline{Z}_{cdi} + \underline{Z}_{ii} \\ \underline{Z}_{i ih} + \underline{Z}_{cih} + \underline{Z}_{ii} & \underline{Z}_{i id} + \underline{Z}_{cid} + \underline{Z}_{dd} & \underline{Z}_{i i i} + \underline{Z}_{c i i} + \underline{Z}_{hh} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \underline{U}_{eh} \\ \underline{U}_{ed} \\ \underline{U}_{ei} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{eh} \\ \underline{U}_{ed} \\ \underline{U}_{ei} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Cunoscând componentele de secvență ale curenților se determină curenții prin elementul nesimetric  $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$  cu relația:

$$[\underline{I}] = [\underline{T}] \cdot [\underline{I}]_s, \quad (2.27)$$

respectiv tensiunile elementului nesimetric  $\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_3$  prin relația:

$$[\underline{U}] = [\underline{Z}] \cdot [\underline{I}] \quad (2.28)$$

Notând determinantul matricii impedanțelor cu  $D$ , acesta se exprimă funcție de impedanțe astfel:

$$\underline{D} = \underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{22}\underline{Z}_{33} - \underline{Z}_{32}\underline{Z}_{23}) - \underline{Z}_{21}(\underline{Z}_{12}\underline{Z}_{33} - \underline{Z}_{32}\underline{Z}_{13}) + \underline{Z}_{31}(\underline{Z}_{12}\underline{Z}_{23} - \underline{Z}_{22}\underline{Z}_{13}); \quad (2.29)$$

termenii matricii admitanță devin:

$$\begin{aligned} Y_{11} &= \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{22}\underline{Z}_{33} - \underline{Z}_{32}\underline{Z}_{23}), Y_{12} = \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{32}\underline{Z}_{13} - \underline{Z}_{12}\underline{Z}_{33}), Y_{13} = \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{12}\underline{Z}_{23} - \underline{Z}_{22}\underline{Z}_{13}), \\ Y_{21} &= \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{23}\underline{Z}_{31} - \underline{Z}_{21}\underline{Z}_{33}), Y_{22} = \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{11}\underline{Z}_{33} - \underline{Z}_{31}\underline{Z}_{13}), Y_{23} = \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{21}\underline{Z}_{13} - \underline{Z}_{11}\underline{Z}_{23}), \\ Y_{31} &= \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{21}\underline{Z}_{32} - \underline{Z}_{31}\underline{Z}_{22}), Y_{32} = \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{31}\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{11}\underline{Z}_{32}), Y_{33} = \frac{1}{\underline{D}}(\underline{Z}_{11}\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{21}\underline{Z}_{12}). \end{aligned} \quad (2.30)$$

Funcție de admitanțe, curenții de secvență homopolar, direct și invers se exprimă astfel:

$$\begin{aligned} \underline{I}_h &= \underline{Y}_{11}\underline{U}_{eh} + \underline{Y}_{12}\underline{U}_{ed} + \underline{Y}_{13}\underline{U}_{ei}, \\ \underline{I}_d &= \underline{Y}_{21}\underline{U}_{eh} + \underline{Y}_{22}\underline{U}_{ed} + \underline{Y}_{23}\underline{U}_{ei}, \\ \underline{I}_i &= \underline{Y}_{31}\underline{U}_{eh} + \underline{Y}_{32}\underline{U}_{ed} + \underline{Y}_{33}\underline{U}_{ei}. \end{aligned} \quad (2.31)$$

Termenii matricii admitanță se modifică funcție de tipul și locul în care apare defectul.

### 2.1.2. Definirea factorilor și operatorilor complecși de nesimetrie

Într-o rețea trifazată, chiar în regim normal de funcționare tensiunile și curenții nu constituie sisteme trifazate perfect simetrice, motiv pentru care s-au introdus mărimi prin care se exprimă gradul de nesimetrie al acestora. Nesimetria tensiunilor se apreciază prin gradul de disimetrie  $\xi_{U_i} = \frac{U_i}{U_d}$  și gradul de asimetrie  $\xi_{U_h} = \frac{U_h}{U_d}$  [1], [22]. Dacă  $\xi_{U_i}$  și  $\xi_{U_h}$  sunt mai mici sau egali cu 0,05 sistemul se consideră simetric [1, 15, 50]. În lucrarea [15] se definesc factorii complecși de nesimetrie și operatorii complecși de nesimetrie. Factorii complecși de nesimetrie pentru tensiuni și curenți se definesc astfel:

$$\underline{\xi}_{U_i} = \frac{U_i}{U_d}; \quad \underline{\xi}_{U_h} = \frac{U_h}{U_d}; \quad (2.32)$$

$$\underline{\xi}_{I_i} = \frac{I_i}{I_d}; \quad \underline{\xi}_{I_h} = \frac{I_h}{I_d}; \quad (2.33)$$

Considerându-se ca referință fazorul direct corespunzător primei faze ( fază de referință ), operatorii complecși de nesimetrie se definesc în felul următor:

- operatorul complex de nesimetrie al fazelor:

$$\underline{c}_m = 1 + \underline{a}^{1-m} \cdot \underline{\xi}_i + \underline{a}^{m-1} \cdot \underline{\xi}_h; \quad (2.34)$$

- operatorul complex de nesimetrie datorat cuplajelor magnetice dintre faze corespunzător componentelor simetrice de secvență directă, inversă, și homopolară :

$$\begin{aligned} \underline{d}_m &= -1 + 2 \cdot \underline{a}^{1-m} \cdot \underline{\xi}_i - \underline{a}^{m-1} \cdot \underline{\xi}_h \\ \underline{i}_m &= 2 \cdot \underline{a}^{m-1} \cdot \underline{\xi}_i - \underline{a}^{1-m} \cdot \underline{\xi}_h \end{aligned} \quad (2.35)$$

$$\underline{h}_m = -\underline{a}^{m-1} - \underline{a}^{1-m} \cdot \underline{\xi}_i + 2 \cdot \underline{\xi}_h$$

Operatorilor de forma (2.34.) li se atașează indicele U când se referă la tensiuni, respectiv indicele I când se referă la curenți. Operatorilor definiți conform relațiilor (2.35) li se adaugă numai indicele I deoarece cuplajele între circuite se exprimă funcție de curenți.

Considerând elementul nesimetric constituit din impedanțele  $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \underline{Z}_3$  (fig.2.1.) tensiunile de secvență aferente acestui element se exprimă prin relațiile (2.23.), respectiv impedanțele de secvență prin relațiile (2.24.). Introducând în relațiile (2.23.) operatorii de nesimetrie definiți prin relațiile (2.34.) acestea devin :

$$\underline{U}_{d_i} = \underline{Z}_{dd} \cdot \underline{I}_{d_i} ; \quad \underline{U}_{i_i} = \underline{Z}_{ii} \cdot \underline{I}_{i_i} ; \quad \underline{U}_h = \underline{Z}_{hh} \cdot \underline{I}_h ; \quad (2.36)$$

în care impedanțele de secvență au expresiile :

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{dd} &= \frac{1}{3} \cdot (\underline{c}_{11} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{c}_{12} \cdot \underline{Z}_2 + \underline{c}_{13} \cdot \underline{Z}_3) \\ \underline{Z}_{ii} &= \frac{1}{3 \cdot \underline{\xi}_{ii}} \cdot (\underline{c}_{11} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{a} \cdot \underline{c}_{12} \cdot \underline{Z}_2 + \underline{a}^2 \cdot \underline{c}_{13} \cdot \underline{Z}_3) \\ \underline{Z}_{hh} &= \frac{1}{3 \cdot \underline{\xi}_{hh}} \cdot (\underline{c}_{11} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{a}^2 \cdot \underline{c}_{12} \cdot \underline{Z}_2 + \underline{a} \cdot \underline{c}_{13} \cdot \underline{Z}_3) \end{aligned} \quad (2.37)$$

Ecuatiile (2.36) se pot scrie și în forma lor duală devenind [11] :

$$\underline{I}_{d_i} = \underline{Y}_{dd} \cdot \underline{U}_{d_i} ; \quad \underline{I}_{i_i} = \underline{Y}_{ii} \cdot \underline{U}_{i_i} ; \quad \underline{I}_h = \underline{Y}_{hh} \cdot \underline{U}_h ; \quad (2.38)$$

în care admitanțele de secvență se exprimă prin relațiile :

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{dd} &= \frac{1}{3} \cdot (\underline{c}_{U1} \cdot \underline{Y}_1 + \underline{c}_{U2} \cdot \underline{Y}_2 + \underline{c}_{U3} \cdot \underline{Y}_3) \\ \underline{Y}_{ii} &= \frac{1}{3 \cdot \underline{\xi}_{ii}} \cdot (\underline{c}_{U1} \cdot \underline{Y}_1 + \underline{a} \cdot \underline{c}_{U2} \cdot \underline{Y}_2 + \underline{a}^2 \cdot \underline{c}_{U3} \cdot \underline{Y}_3) \\ \underline{Y}_{hh} &= \frac{1}{3 \cdot \underline{\xi}_{hh}} \cdot (\underline{c}_{U1} \cdot \underline{Y}_1 + \underline{a}^2 \cdot \underline{c}_{U2} \cdot \underline{Y}_2 + \underline{a} \cdot \underline{c}_{U3} \cdot \underline{Y}_3) \end{aligned} \quad (2.39)$$

Din relațiile (2.36) și (2.38) rezultă posibilitatea introducerii a trei scheme echivalente monofazate corespunzătoare celor trei secvențe pentru elementul nesimetric din rețeaua trifazată. Aceasta permite realizarea mai ușoară a unui model cu care să se reproducă nesimetriile dintr-o rețea trifazată.

Utilizând factorii complecși de nesimetrie, curenții de secvență exprimați prin relațiile (2.38) devin :

$$\begin{aligned} \underline{I}_h &= \frac{(\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{12}) \underline{\xi}_{Uh} - \underline{Z}_{12} (1 + \underline{\xi}_{Ui})}{\underline{Z}_{11} (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2 \underline{Z}_{12}^2} \cdot \underline{U}_{ed}, \\ \underline{I}_d &= \frac{(\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{22}) \underline{Z}_{12} \underline{\xi}_{Uh} + \underline{Z}_{12} (\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{11}) \underline{\xi}_{Ui} + (\underline{Z}_{11} \underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}^2)}{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}) [\underline{Z}_{11} (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2 \underline{Z}_{12}^2]} \cdot \underline{U}_{ed}; \\ \underline{I}_i &= \frac{(\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{22}) \underline{Z}_{12} \underline{\xi}_{ih} + \underline{Z}_{12} (\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{11}) + (\underline{Z}_{11} \underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}^2) \underline{\xi}_{Uh}}{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}) [\underline{Z}_{11} (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2 \underline{Z}_{12}^2]} \cdot \underline{U}_{ed}. \end{aligned} \quad (2.40)$$

Cu ajutorul curenților de secvență se exprimă curenții de fază indiferent de tipul nesimetriei introdusă prin impedanțele  $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \underline{Z}_3$  ( fig. 2.1 ). Dacă nesimetria este transversală, aplicând teorema generatorului echivalent de tensiune rezultă că tensiunile  $\underline{U}_{cd}, \underline{U}_{ci}, \underline{U}_{ch}$  sunt tocmai componentele simetrice ale tensiunilor de fază la locul de defect înaintea apariției defectului, iar impedanțele  $\underline{Z}_1$  reprezintă impedanța echivalentă pasivizată văzută de la locul de defect, a întregii rețele.

Factorii complecși de nesimetrie din relațiile (2.40) se determină din tensiunile de fază de la locul în care apare defectul înaintea apariției acestuia.

Din relațiile (2.40) se determină curenții de secvență, deci se pot afla și factorii complecși de nesimetrie ai curenților  $\underline{\xi}_l$  și  $\underline{\xi}_{lh}$ . Având acești factori din relațiile (2.37) se determină impedanțele de secvență echivalente nesimetriei astfel încât să se poată reproduce în laborator schemele de secvență monofazate echivalente rețelei care produce nesimetria.

Dacă nesimetria este longitudinală, factorii complecși de nesimetrie sunt ai surselor echivalente celor două sisteme simetrice legate prin elementul nesimetric. Dacă linia pe care apare defectul este radială, atunci unul din sistemele nesimetrice este pasiv și factorii complecși de nesimetrie din relațiile (2.40) sunt ai tensiunii de fază a sursei.

Relațiile (2.39) justifică introducerea factorilor complecși de nesimetrie deoarece introducerea acestora permite realizarea schemelor de secvență independente între ele, chiar dacă sistemul de tensiuni înaintea apariției defectului este nesimetric.

Metoda factorilor și fazorilor de nesimetrie este recentă și permite analiza rețelilor trifazate prin cuplarea schemelor homopolară, directă și inversă mult mai ușor de calculat obținând valorile tensiunii și curentului din rețea cu ușurință.

### 2.1.3. Nesimetrii transversale (scurtcircuite)

În cazul nesimetriilor transversale (scurtcircuite) impedanțele  $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \underline{Z}_3$  leagă un sistem simetric cu rețeaua de nul, care poate fi considerată un sistem simetric cu impedanțe și surse nule. Dacă defectele sunt nete sau printr-o impedanță de trecere de valoare scăzută, nesimetria impedanțelor transversale ale rețelei se poate neglija fără a face erori mai mari decât limitele în care de regulă pot fi apreciați ceilalți parametri ai rețelelor care se introduc în calcule. Atunci când defectul are loc printr-o impedanță de trecere mare, neglijarea nesimetriei impedanțelor transversale a fazelor sănătoase la locul de defect – ceea ce se acceptă de obicei [2, 10, 23, 30, 47, 51] – poate conduce la erori mari, motiv pentru care s-au luat în considerare și aceste elemente.

#### 2.1.3.1. Scurtcircuit monofazat prin rezistență de trecere

Pentru un astfel de defect transversal (elementul nesimetric leagă o rețea simetrică cu rețeaua simetrică nulă echivalentă pământului), impedanțele cu indicele “c” din figura 2.1 se anulează. Impedanțele cu indicele “i” reprezintă impedanțele echivalente a întregii rețele văzute de la locul de defect în lipsa defectului, iar tensiunile  $\underline{U}_c$  tensiunile de la locul de defect, înaintea apariției acestuia. Considerând elementele transversale ale întregii rețele legate galvanic, concentrate la locul de defect, defectul pe faza 1 și impedanța de trecere la locul de defect ca fiind o rezistență  $R_t$  impedanțele  $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \underline{Z}_3$  din figura 2.1. devin:

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_3 = \underline{Z}; \quad \underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}R_t}{\underline{Z} + R_t}, \quad (2.41)$$

unde  $\underline{Z}$  reprezintă impedanța transversală de fază (față de pământ) a întregii rețele legate galvanic. Înlocuindu-se impedanțele  $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \underline{Z}_3$  în relațiile (2.24), pentru impedanțele de secvență se obțin valorile:

$$\underline{Z}_{hh} = \frac{\underline{Z}_1 + 2\underline{Z}}{3}, \quad \underline{Z}_{dl} = \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3} = \underline{Z}_{ii}. \quad (2.42)$$

Admițându-se pentru restul elementelor din rețea o simetrie totală și ținând seama de relația (2.42), relația (2.26) devine:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_h \\ \underline{I}_d \\ \underline{I}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{i_{hh}} + \frac{\underline{Z}_1 + 2\underline{Z}}{3} & \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3} & \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3} \\ \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3} & \underline{Z}_{i_{ll}} + \frac{\underline{Z}_1 + 2\underline{Z}}{3} & \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3} \\ \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3} & \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3} & \underline{Z}_{i_{ii}} + \frac{\underline{Z}_1 + 2\underline{Z}}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{eh} \\ \underline{U}_{ed} \\ \underline{U}_{ei} \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

Impedanțele din relația (2.25) au expresiile:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{11} &= \underline{Z}_i + 2\underline{Z}_i' + 3\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}_{i4}' + \frac{\underline{Z}_1 + 2\underline{Z}}{3}, \\ \underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{13} = \underline{Z}_{21} = \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{31} = \underline{Z}_{32} &= \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3}, \\ \underline{Z}_{22} = \underline{Z}_{33} &= \underline{Z}_i - \underline{Z}_i' + \frac{\underline{Z}_1 + 2\underline{Z}}{3}; \end{aligned} \quad (2.44)$$

iar termenii matricii admitanță sunt:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11} &= \frac{\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{12}}{\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2}, \\ \underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21} = \underline{Y}_{13} = \underline{Y}_{31} &= -\frac{\underline{Z}_{12}}{\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2}, \\ \underline{Y}_{23} = \underline{Y}_{32} &= -\frac{\underline{Z}_{12}(\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{11})}{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12})[\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2]}, \\ \underline{Y}_{22} = \underline{Y}_{33} &= -\frac{\underline{Z}_{11}\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}^2}{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12})[\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2]}. \end{aligned} \quad (2.45)$$

Dacă se înlocuiesc expresiile admitanțelor în ecuațiile (2.31), pentru componentele de secvență ale curentului se obțin expresiile:

$$\underline{I}_h = \frac{(\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{12})\underline{U}_{eh} - \underline{Z}_{12}(\underline{U}_{ed} + \underline{U}_{ei})}{\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2},$$

$$\underline{I}_d = \frac{(\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{22})\underline{Z}_{12}\underline{U}_{ch} + \underline{Z}_{12}(\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{11})\underline{U}_{ei} + (\underline{Z}_{11}\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}^2)\underline{U}_{ed}}{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}) \cdot [\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2]}; \quad (2.46)$$

$$\underline{I}_i = \frac{(\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{22})\underline{Z}_{12}\underline{U}_{ch} + \underline{Z}_{12}(\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{11})\underline{U}_{ei} + (\underline{Z}_{11}\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}^2)\underline{U}_{ed}}{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}) \cdot [\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2]}.$$

Din relația (2.26) se obțin expresia curentului pe faza cu defect ( $\underline{I}_1$ ).

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_h + \underline{I}_d + \underline{I}_i = \frac{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12})\underline{U}_{ch} + (\underline{Z}_{11} - \underline{Z}_{12})(\underline{U}_{ed} + \underline{U}_{ei})}{\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2}, \quad (2.47)$$

respectiv după înlocuirea impedanțelor cu expresiile lor,

$$\underline{I}_1 = \frac{(\underline{Z}_i - \underline{Z}'_i + \underline{Z})\underline{U}_{ch} + [\underline{Z}_i + 2\underline{Z}'_i + 3(\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}'_{i4}) + \underline{Z}](\underline{U}_{ed} + \underline{U}_{ei})}{[\underline{Z}_i + 2\underline{Z}'_i + 3(\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}'_{i4}) + \frac{\underline{Z}_1 + 2\underline{Z}}{3}] \left( \underline{Z}_i - \underline{Z}'_i + \frac{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}}{3} \right) - 2 \left( \frac{\underline{Z}_1 - \underline{Z}}{3} \right)^2} \quad (2.48)$$

Considerându-se impedanțele transversale la locul de defect ca fiind infinite ( $\underline{Z} \rightarrow \infty$ ) înainte de apariția defectului, ceea ce se acceptă în literatura de specialitate [ 1, 2, 3 ], la apariția defectului impedanța  $\underline{Z}_1$  devine  $R_t$  (rezistența de trecere la locul de defect). Înlocuind în relația (2.41) impedanța  $\underline{Z}_1$  cu  $R_t$  trecându-se la limită ( $\underline{Z} \rightarrow \infty$ ) se obține expresia curentului de scurtcircuit monofazat utilizată de regulă în literatura de specialitate [9,19,23,47,48,51,66].

De regulă tensiunile rețelei la locul de defect, înaintea apariției defectului, constituie un sistem trifazat aproximativ simetric, deci tensiunile  $\underline{U}_{ch}$  și  $\underline{U}_{ei}$  se pot neglija față de tensiunea de secvență directă  $\underline{U}_{ed}$

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_{ed}}{\underline{Z}_i + R_t + \underline{Z}_{1h} + 2\underline{Z}_{i4}}. \quad (2.49)$$

Cu ajutorul relației (2.26) se obțin și expresiile curenților de pe celelalte două faze. Curentul care se închide prin nulul rețelei ( $\underline{I}_4$ ) dacă se înlocuiesc admitanțele funcție de impedanțe, devine:

$$\underline{I}_4 = 3 \frac{(\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{12})\underline{U}_{ch} - \underline{Z}_{12}(\underline{U}_{ed} + \underline{U}_{ei})}{\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2}. \quad (2.50)$$

Având în vedere relațiile (2.44) și faptul că  $\underline{U}_{ei} \ll \underline{U}_{ed}$  pentru curentul ( $\underline{I}_4$ ) se obține expresia:

$$\underline{I}_4 = \frac{\underline{U}_{ed}}{R_t \cdot \underline{k}} + \frac{3 \left[ \frac{R_t}{\underline{Z}} + \frac{\underline{Z} + R_t}{\underline{Z}^2} (\underline{Z}_i - \underline{Z}'_i) \right]}{R_t \cdot \underline{k}} \cdot \underline{U}_{ch}, \quad (2.51)$$

unde  $\underline{k}$  se exprimă prin:



$$\underline{k} = 1 + \frac{2\underline{Z}_i + \underline{Z}_i' + 3(\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}_{i4}')}{\underline{Z}} + \frac{(\underline{Z}_i - \underline{Z}_i')(\underline{Z}_i + 2\underline{Z}_i' + 3(\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}_{i4}'))}{\underline{Z}^2} \quad (2.52)$$

Dacă impedanțele  $\underline{Z}_i, \underline{Z}_i', \underline{Z}_{i4}$  și  $\underline{Z}_{i4}'$  sunt mult mai mici decât impedanța  $\underline{Z}$  atunci  $\underline{k} \ll 1$ , relația (2.51) devenind:

$$\underline{I}_4 = \frac{U_{ed}}{R_t \cdot \underline{k}} + \frac{k_1 U_{eh}}{R_t} \quad (2.53)$$

unde  $\underline{k}_1$  are expresia: 
$$\underline{k}_1 = \frac{3}{\underline{Z}} \left[ R_t \left( 1 + \frac{\underline{Z}_i - \underline{Z}_i'}{\underline{Z}} \right) + \underline{Z}_i - \underline{Z}_i' \right] \cong \frac{3R_t}{\underline{Z}} \quad (2.54)$$

Se observă că în cazul în care  $R_t$  este mare, coeficientul  $\underline{k}_1$  poate atinge valori semnificative; în acest caz tensiunea  $U_{eh}$  nu se mai poate neglija în calculul curentului  $I_4$ .

Tensiunea  $U_{ei}$  modifică puțin valoarea curentului  $I_4$ , deoarece aceasta este mult mai mică decât tensiunea  $U_{ed}$ , spre deosebire de  $U_{eh}$  care poate determina modificări importante ale curentului  $I_4$ .

### 2.1.3.2. Calculul unui scurtcircuit monofazat folosind factorii și operatorii complecși de nesimetrie

Admițând că înainte de apariția scurtcircuitului monofazat, tensiunile la locul de defect nu constituie un sistem simetric, se pot determina factorii complecși de nesimetrie  $\underline{\xi}_{U_i}$  și  $\underline{\xi}_{U_h}$ . Considerând rezistența de trecere la locul de defect ca având o valoare scăzută, pentru calculul componentelor de secvență ale curentului de defect se folosește relația [20]:

$$\underline{I}_d = \underline{I}_h = \underline{I}_i = \frac{\underline{U}_{dx} \cdot (1 + \underline{\xi}_{U_i} + \underline{\xi}_{U_h})}{\underline{Z}_{de} + \underline{Z}_{ie} + \underline{Z}_{he} + 3 \cdot (\underline{Z}_n + R_t)} \quad (2.55)$$

unde:  $R_t$  este rezistența de trecere la locul de defect,  $\underline{Z}_{de}, \underline{Z}_{ie}$  și  $\underline{Z}_{he}$  sunt impedanțele de secvență echivalente ale generatorului de tensiune (Thevenin) la care se reduce rețeaua față de locul de defect,  $\underline{U}_{dx}, \underline{U}_{ix}$  și  $\underline{U}_{hx}$  sunt tensiunile de secvență ale generatoarelor de tensiune la care se reduce rețeaua față de locul de defect,  $\underline{\xi}_{U_i}$  și  $\underline{\xi}_{U_h}$  reprezintă factorii complecși de nesimetrie ai tensiunilor la locul de defect înaintea apariției scurtcircuitului monofazat.

După apariția scurtcircuitului monofazat, tensiunile de secvență la locul de defect se exprimă prin relațiile [59,67,81]:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{dx}' &= \underline{U}_{dx} - \underline{Z}_{de} \cdot \underline{I}_d \quad ; \quad \underline{U}_{ix}' = \underline{U}_{ix} - \underline{Z}_{ie} \cdot \underline{I}_i \quad ; \\ \underline{U}_{hx}' &= \underline{U}_{hx} - \underline{Z}_{he} \cdot \underline{I}_h \quad ; \end{aligned} \quad (2.56)$$

Din relațiile (2.56) se determină factorii complecși de nesimetrie ai tensiunilor după apariția defectului, obținându-se expresiile:

$$\underline{\xi}_{U_v} = \frac{[\underline{Z}_{de} + \underline{Z}_{he} + 3 \cdot (\underline{Z}_n + R_t)] \cdot \underline{\xi}_{U_v} - \underline{Z}_{ie} \cdot (1 + \underline{\xi}_{U_v})}{\underline{Z}_{de} + \underline{Z}_{he} + 3 \cdot (\underline{Z}_n + R_t) - \underline{Z}_{de} \cdot (\underline{\xi}_{U_v} + \underline{\xi}_{U_v})} \quad (2.57)$$

$$\underline{\xi}_{U_{vh}} = \frac{[\underline{Z}_{dv} + \underline{Z}_{iv} + 3 \cdot (\underline{Z}_n + R_t)] \cdot \underline{\xi}_{U_{uv}} - \underline{Z}_{hv} \cdot (1 + \underline{\xi}_{U_{uv}})}{\underline{Z}_{iv} + \underline{Z}_{hv} + 3 \cdot (\underline{Z}_n + R_t) - \underline{Z}_{dv} \cdot (\underline{\xi}_{U_{uv}} + \underline{\xi}_{U_{vh}})}$$

Determinându-se din relațiile (2.57) factorii complecși de nesimetrie ai tensiunilor la locul de defect și înlocuindu-se în relațiile (2.34) se obțin operatorii complecși de nesimetrie ai fazelor.

$$\begin{aligned} \underline{c}_{U_{v1}} &= 1 + \underline{\xi}_{U_{uv}} + \underline{\xi}_{U_{vh}} \\ \underline{c}_{U_{v2}} &= 1 + \underline{a}^2 \cdot \underline{\xi}_{U_{uv}} + \underline{a} \cdot \underline{\xi}_{U_{vh}} \\ \underline{c}_{U_{v3}} &= 1 + \underline{a} \cdot \underline{\xi}_{U_{uv}} + \underline{a}^2 \cdot \underline{\xi}_{U_{vh}} \end{aligned} \quad (2.58)$$

Tensiunile la locul de defect se determină cu relațiile :

$$\underline{U}_{1x} = \underline{c}_{U_{v1}} \cdot \underline{U}_{dx} ; \quad \underline{U}_{2x} = \underline{c}_{U_{v2}} \cdot \underline{U}_{dx} ; \quad \underline{U}_{3x} = \underline{c}_{U_{v3}} \cdot \underline{U}_{dx} ; \quad (2.59)$$

Considerând că defectul a apărut pe faza 1, curentul la locul de defect se exprimă prin relația :

$$\underline{I}_{1def} = \frac{\underline{U}_{1x}}{R_t} \quad (2.60)$$

Considerând linia pe care apare defectul ca fiind radială, cunoscându-se tensiunile la locul de defect (2.59) se pot determina cu ușurință curenții prin consumator, respectiv curenții prin linia care alimentează defectul.

Cunoscând acești curenți se determină operatorii complecși de nesimetrie ai fazelor  $\underline{c}_m$  din relațiile (2.34), respectiv operatorii complecși de nesimetrie datorati cuplajelor magnetice dintre faze,  $\underline{d}_{lm}$ ,  $\underline{i}_{lm}$ ,  $\underline{h}_{lm}$  din relațiile (2.35).

Dacă între faze există cuplaje magnetice tensiunile de secvență se exprimă funcție de curenții de secvență prin relațiile [7, 8] :

$$\underline{U}_{d1} = \underline{Z}_{dd}'' \cdot \underline{I}_{d1} ; \quad \underline{U}_{i1} = \underline{Z}_{ii}'' \cdot \underline{I}_{i1} ; \quad \underline{U}_{h1} = \underline{Z}_{hh}'' \cdot \underline{I}_{h1} \quad (2.61)$$

$$\text{unde :} \quad \underline{Z}_{dd}'' = \underline{Z}_{dd}' + \underline{Z}_{dM} ; \quad \underline{Z}_{ii}'' = \underline{Z}_{ii}' + \underline{Z}_{iM} ; \quad \underline{Z}_{hh}'' = \underline{Z}_{hh}' + \underline{Z}_{hM} ; \quad (2.62)$$

Impedațele  $\underline{Z}_{dd}'$ ,  $\underline{Z}_{ii}'$ ,  $\underline{Z}_{hh}'$  se determină din relațiile (2.37), iar impedanțele  $\underline{Z}_{dM}$ ,  $\underline{Z}_{iM}$ ,  $\underline{Z}_{hM}$  se

determină cu relațiile :

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{dM} &= \frac{1}{3} \cdot (\underline{d}_{l1} \cdot \underline{Z}_{23} + \underline{d}_{l2} \cdot \underline{Z}_{31} + \underline{d}_{l3} \cdot \underline{Z}_{12}) \\ \underline{Z}_{iM} &= \frac{1}{3 \cdot \underline{\xi}_{li}} \cdot (\underline{i}_{l1} \cdot \underline{Z}_{23} + \underline{i}_{l2} \cdot \underline{Z}_{31} + \underline{i}_{l3} \cdot \underline{Z}_{12}) \\ \underline{Z}_{hM} &= \frac{1}{3 \cdot \underline{\xi}_{lh}} \cdot (\underline{h}_{l1} \cdot \underline{Z}_{23} + \underline{h}_{l2} \cdot \underline{Z}_{31} + \underline{h}_{l3} \cdot \underline{Z}_{12}) \end{aligned} \quad (2.63)$$

În aceste relații, impedanțele  $\underline{Z}_{ij}$  ( $i \neq j$ ) reprezintă impedanțele de cuplaj dintre faze.

Relațiile (2.61) și (2.62) permit introducerea a trei scheme de secvență independente între ele fig.(2.2) deși este dezechilibrată și sursa și consumatorul. Aceste scheme permit reproducerea în laborator mai simplu a unui astfel de defect.

Dacă consumatorul este simetric ( $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = \underline{Z}_3$  și  $\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{31}$ ) din relațiile (2.63) rezultă  $\underline{Z}_{dM} = \underline{Z}_{iM} = \underline{Z}_{hM} = \underline{Z}_{12}$ , iar din relațiile (2.37) se obține  $\underline{Z}'_{dd} = \underline{Z}'_{ii} = \underline{Z}'_{hh} = \underline{Z}_1$ , impedanțe care dacă se înlocuiesc în schemele din fig.(2.2) ne conduc la scheme de secvență pentru consumatori simetrici, cunoscute în literatură [9,10,58,80].

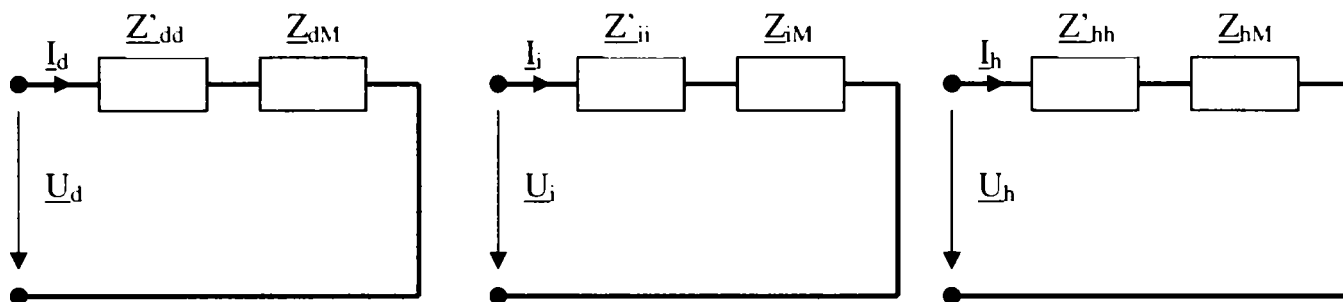


Fig. 2.2 Schemele de secvență fără cuplaje magnetice

În lucrarea [15] s-au calculat factorii și operatorii complecși de nesimetrie pentru o rețea de medie tensiune cu nulul tratat prin rezistor în cazul unui scurtcircuit monofazat (simplă punere la pământ) funcție de valoarea rezistenței de trecere la locul de defect  $R_t$ . A rezultat o variație mai pronunțată pentru factorul complex de nesimetrie  $\underline{\xi}_{hu}$  decât pentru factorul complex  $\underline{\xi}_{iu}$ . De asemenea la un astfel de defect, factorul complex de nesimetrie  $\underline{\xi}_{hu}$  prezintă o variație pronunțată motiv pentru care sesizarea unui scurtcircuit monofazat se face controlând curentul homopolar.

Comparând relațiile (2.60) și (2.49) se constată simplitatea relației de calcul al curentului de defect folosind factorii și operatorii complecși de nesimetrie.

#### 2.1.4. Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ prin rezistență de trecere mare

Determinarea curenților în acest caz se face considerându-se în schema din figura 2.1. impedanțele cu indicele "c" nule, iar dacă considerăm fazele 2 și 3 puse la pământ, impedanțele  $\underline{Z}_1$ ,  $\underline{Z}_2$  și  $\underline{Z}_3$  devin

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z} \text{ și } \underline{Z}_2 = \underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z} \cdot R_t}{\underline{Z} + R_t}, \quad (2.64)$$

unde  $R_t$  este rezistența de trecere la locul de defect, iar  $\underline{Z}$  impedanța transversală (față de pământ) a rețelei la locul de defect.

Înlocuind aceste impedanțe în relațiile (2.24), pentru impedanțele de secvență se obțin expresiile:

$$\underline{Z}_{hh} = \frac{2\underline{Z}_2 + \underline{Z}}{3}, \quad \underline{Z}_{dd} = \frac{(\underline{Z} - \underline{Z}_2)}{3}, \quad \underline{Z}_{ii} = \frac{(\underline{Z} - \underline{Z}_2)}{3}. \quad (2.65)$$

Admițându-se simetrie totală pentru sistemul simetric, termenii matricii admitanță, și în acest caz, se exprimă cu ajutorul relațiilor (2.45), deci pentru curenții de secvență se obțin expresiile (2.46). Cu ajutorul relației (2.27) se determină curenții de pe cele trei faze.

Cunoscându-se curenții de pe cele trei faze, se obțin și curentul din conductorul de nul ( $\underline{I}_4$ ).

Pentru curenții pe cele trei faze și din nul se obțin expresiile:

$$\begin{aligned} \underline{I}_1 &= \frac{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12})\underline{U}_{eh} + (\underline{Z}_{11} - \underline{Z}_{12})(\underline{U}_{ed} + \underline{U}_{ei})}{\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2}, \\ \underline{I}_2 &= \frac{1}{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12})[\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2]} \{ (\underline{Z}_{22} + 2\underline{Z}_{12})(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12})\underline{U}_{eh} + \\ &+ [a\underline{Z}_{11}(a\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}) - \underline{Z}_{12}(\underline{Z}_{22} + 2a^2\underline{Z}_{12})]\underline{U}_{ed} + [a\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{22} - a\underline{Z}_{12}) - \underline{Z}_{12}(\underline{Z}_{22} + 2a\underline{Z}_{12})]\underline{U}_{ei} \}, \\ \underline{I}_3 &= \frac{1}{(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12})[\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2]} \{ (\underline{Z}_{22} + 2\underline{Z}_{12})(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12})\underline{U}_{eh} + \\ &+ [a\underline{Z}_{11}(a\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{12}) - \underline{Z}_{12}(\underline{Z}_{22} + 2a\underline{Z}_{12})]\underline{U}_{ed} + [a\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{22} - a\underline{Z}_{12}) - \underline{Z}_{12}(\underline{Z}_{22} + 2a^2\underline{Z}_{12})]\underline{U}_{ei} \}, \\ \underline{I}_4 &= 3 \cdot \frac{(\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{12})\underline{U}_{eh} - \underline{Z}_{12}(\underline{U}_{ed} + \underline{U}_{ei})}{\underline{Z}_{11}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{22}) - 2\underline{Z}_{12}^2}. \end{aligned} \quad (2.66)$$

Ținând seama de relațiile (2.65) și (2.44), curentul  $\underline{I}_4$  devine:

$$\underline{I}_4 = 3 \frac{[(\underline{Z}_i - \underline{Z}'_i) + 2\underline{Z}_2 + \underline{Z}]\underline{U}_{eh} + (\underline{Z}_i - \underline{Z})(\underline{U}_{ed} + \underline{U}_{ei})}{\left[ \underline{Z}_i + 2\underline{Z}'_i + 3(\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}'_{i4}) + \frac{2\underline{Z}_2 + \underline{Z}}{3} \right] \left( \underline{Z}_i - \underline{Z}'_i + \frac{2\underline{Z}_2 + \underline{Z}}{3} \right) - 2 \left( \frac{\underline{Z}_2 - \underline{Z}}{3} \right)^2}. \quad (2.67)$$

Impunându-se condiția ca  $\underline{Z} \rightarrow \infty$ , se obține expresia curentului  $\underline{I}_4$  în situația în care nu se iau în considerare în calculul acestui curent elementele transversale la locul de defect. În aceste condiții relația (2.67) devine:

$$\underline{I}_4 = \frac{\underline{U}_{eh} - (\underline{U}_{ed} + \underline{U}_{ei})}{\underline{Z}_i + \underline{Z}'_i + 2(\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}'_{i4}) + R_r}. \quad (2.68)$$

Deoarece tensiunile  $\underline{U}_{ei}$  și  $\underline{U}_{eh}$  sunt mult mai mici decât tensiunea  $\underline{U}_{ed}$ , relația (2.68) se poate scrie sub forma finală:

$$\underline{I}_4 = \frac{\underline{U}_{cd}}{\underline{Z}_i + \underline{Z}'_i + 2(\underline{Z}_{i4} + 2\underline{Z}'_{i4}) + R_i} \quad (2.69)$$

În literatură [19,22,46,47,58], pentru curentul  $\underline{I}_4$  este dată cel mai frecvent relația (2.69). Din relația (2.67) se observă că tensiunea  $\underline{U}_{ci}$  se poate neglija la calculul curentului  $\underline{I}_4$  (de obicei  $\underline{U}_{ci} \ll \underline{U}_{cd}$ ), dar tensiunea  $\underline{U}_{ch}$  poate avea o contribuție însemnată la stabilirea valorii acestui curent.

## 2.1.5. Nesimetrii multiple

### 2.1.5.1. Stabilirea ecuației generale

Conform celor prezentate anterior, matricea de nesimetrie  $\underline{Z}$  prin care se produce defectul leagă între ele cele două sisteme simetrice.

Rețeaua în totalitatea ei poate fi privită ca un ansamblu de rețele interconectate prin rețele nesimetrice [1]. Elementele nesimetrice pot lega între ele noduri ale aceleiași rețele simetrice sau noduri a două sau mai multe rețele simetrice (figura 2.3).

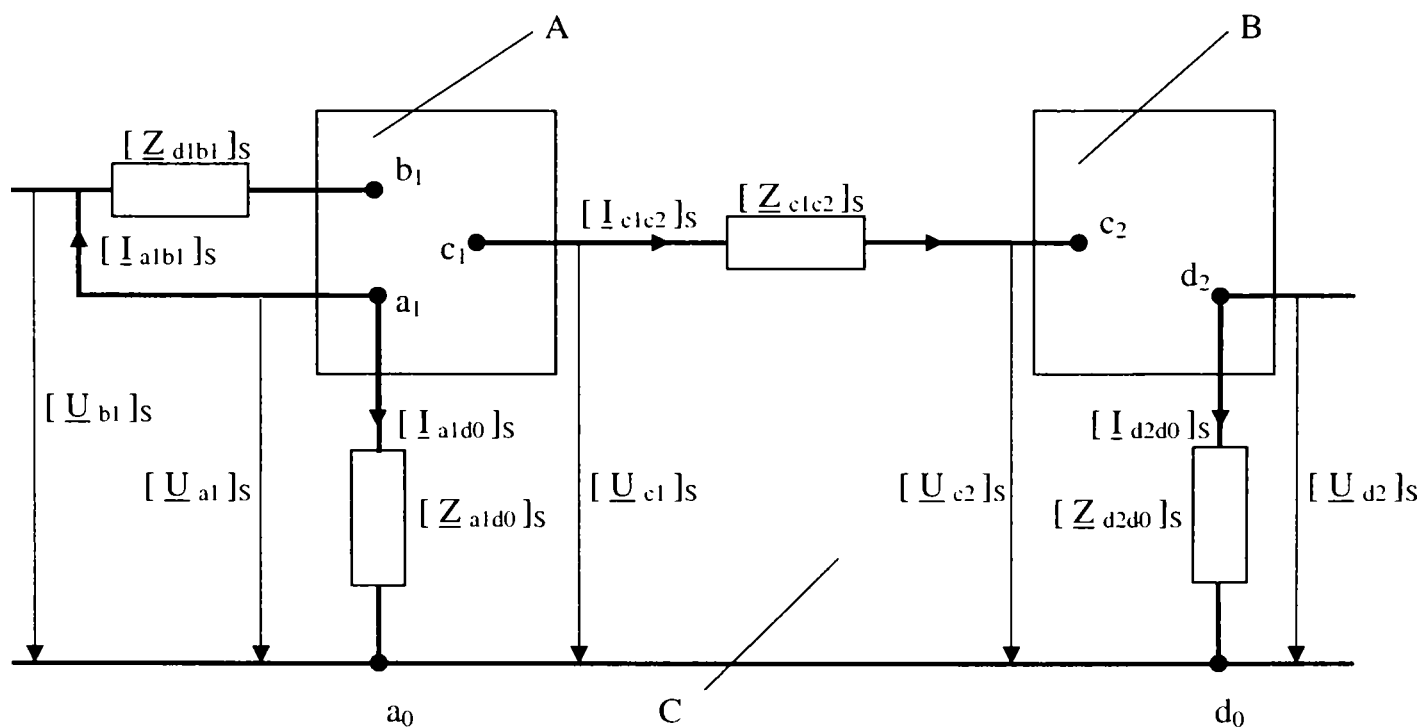


Fig. 2.3. Calculul unei nesimetrii multiple

În această figură A, B și C se prezintă rețelele simetrice care au noduri interconectate prin legăturile de impedanțe  $[\underline{Z}_1]$ ,  $[\underline{Z}_2]$ ,  $[\underline{Z}_3]$ ,  $[\underline{Z}_4]$ . Rețeaua de nul s-a notat cu C.

Un nod în care apare o nesimetrie poate fi simplu, funcție de numărul legăturilor de nesimetrie în nodul respective. În figura 1.3 nodul a<sub>1</sub> este un nod dublu.

Un nod multiplu se poate considera ca fiind constituit dintr-o suprapunere de noduri simple. Prin aceasta, o rețea care prezintă noduri multiple se reduce la o rețea cu noduri simple.

Pentru stabilirea ecuației generale matriciale de calcul a nesimetriilor dintr-o rețea, elementele nesimetrice se elimină conform teoremei substituției, introducându-se în fiecare nod tensiune acestuia față de nul  $[\underline{U}_{a1}]_s \dots [\underline{U}_{d2}]_s$  (figura 2.3.) precum și curentii ce ar parcurge elementul nesimetric ( $[\underline{I}_{a1b1}]_s \dots [\underline{I}_{d2d0}]_s$ ), obținându-se rețele simetrice cu n noduri în care la fiecare nod (m) s-a introdus o tensiune  $[\underline{U}_{mj}]$  și un curent  $[\underline{I}_{mj,1}]$  (1 fiind nodul legat prin matricea elementului nesimetric  $[\underline{Z}_{m1}]$  cu nodul m). Nodul poate fi pe aceeași rețea simetrică j ca și nodul m sau pe o altă rețea simetrică (de exemplu j+1). Nodurile de pe aceeași rețea simetrică se notează cu litere în ordine alfabetică (literă curentă m), iar rețelele simetrice se notează cu

cifre (mărime curentă j). Nodurile legate între ele, din rețelele simetrice diferite prin elemente nesimetrice se notează cu aceeași literă. Dacă s este numărul total al rețelelor simetrice și n<sub>j</sub> numărul de noduri în care apar nesimetrii în rețeaua j, pentru fiecare nod al acestei rețele se poate scrie o relație de forma :

$$\left[ \underline{U}_{emj} \right]_S - \left[ \underline{U}_{mj} \right]_S = \left[ \underline{Z}_{mj,mj} \right]_S \cdot \left[ \underline{I}_{mj,1} \right]_S + \sum_{i,j=1}^n \left[ \underline{Z}_{mj,1j} \right]_S \cdot \left[ \underline{I}_{1j,vi} \right]_S ; \quad (2.70)$$

În relația (2.70) mărimile au următoarea semnificație:

$\left[ \underline{U}_{emj} \right]$  - matricea coloană a componentelor simetrice a tensiunii din nodul m înaintea apariției defectului,

$\left[ \underline{U}_{mj} \right]_S$  - matricea coloană a componentelor simetrice a tensiunii din nodul m al rețelei j,

$\left[ \underline{Z}_{mj,mj} \right]_S$  - matricea de secvență a impedanțelor proprii văzute din nodul mj,

$\left[ \underline{I}_{mj,1} \right]_S$  - matricea coloană a componentelor simetrice a curentului din latura mj, I orientat spre nodul 1,

$\left[ \underline{I}_{1j,vi} \right]_S$  - matricea coloană a componentelor simetrice a curentului din latura 1j, vi orientat spre nodul vi.

Scriind ecuația de forma (2.70) pentru fiecare nod al unei rețele și grupând matricial toate aceste ecuații, se obține ecuația [ 2, 8 ]:

$$\begin{bmatrix} \left[ \underline{U}_{eaj} \right]_S - \left[ \underline{U}_{aj} \right]_S \\ \left[ \underline{U}_{ebj} \right]_S - \left[ \underline{U}_{bj} \right]_S \\ \vdots \\ \left[ \underline{U}_{enj} \right]_S - \left[ \underline{U}_{nj} \right]_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[ \underline{Z}_{aj,aj} \right]_S & \left[ \underline{Z}_{aj,bj} \right]_S & \left[ \underline{Z}_{aj,nj} \right]_S \\ \left[ \underline{Z}_{bj,aj} \right]_S & \left[ \underline{Z}_{bj,bj} \right]_S & \left[ \underline{Z}_{bj,nj} \right]_S \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \left[ \underline{Z}_{nj,aj} \right]_S & \left[ \underline{Z}_{nj,bj} \right]_S & \left[ \underline{Z}_{nj,nj} \right]_S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \left[ \underline{I}_{aj,a} \right]_S \\ \left[ \underline{I}_{bj,\beta} \right]_S \\ \vdots \\ \left[ \underline{I}_{nj,v} \right]_S \end{bmatrix} \quad (2.71)$$

sau încă

$$\left[ \Delta \underline{U}_{es} \right]_S = \left[ \underline{Z}_{mj,mj} \right]_S \left[ \underline{I} \right]_S + \left[ \underline{Z}_{mj,1j} \right]_S \left[ \underline{I} \right]_S . \quad (2.72)$$

Ecuații de forma (2.71) se pot scrie atâtea câte rețele simetrice există. Rangul hipermatricilor impedanță este egal cu numărul de noduri al fiecărei rețele simetrice existente. Între tensiunile și curenții diverselor noduri se pot scrie relații de forma:

$$\left[ \underline{U}_{mj} \right]_S - \left[ \underline{U}_{mi} \right]_S = \left[ \underline{Z}_{mj,mj} \right]_S \cdot \left[ \underline{I}_{mj,mi} \right]_S . \quad (2.73)$$

Exprimând matricea curenților din relația (2.71) se obține:

$$\left[ \underline{I}_{mj,mj} \right]_S = \left[ \underline{Z}_{mj,mi} \right]_S^{-1} \cdot \left\{ \left[ \underline{U}_{em} \right]_S - \left[ \underline{U}_{um} \right]_S \right\} . \quad (2.74)$$

Relațiile (2.71) sau (2.73) și (2.74) dau ecuațiile necesare determinării matricilor de secvență a tensiunilor și curenților din fiecare nod în care se produce o nesimetrie. Pentru a ilustra modul în care se aplică ecuația generală (2.71) în determinarea tensiunilor și curenților din nodurile în care apar nesimetric se ia în considerare un caz mai general de nesimetrie care poate să apară într-un sistem energetic.

### 2.1.5.2. Elementele nesimetrice leagă între ele trei rețele simetrice

Un astfel de caz se întâlnește la un defect de tipul conductor întrerupt și căzut la pământ. În situația în care trei rețele simetrice sunt legate între ele prin elemente nesimetrice (figura 2.4)

pentru determinarea hipermatricii curenților din nodurile care prezintă nesimetrii se scriu relații de forma (2.53) pentru cele trei rețele simetrice obținându-se:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} [\underline{U}_{ca1}]_S \\ [\underline{U}_{cb1}]_S \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} [\underline{U}_{a1}]_S \\ [\underline{U}_{b1}]_S \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} [\underline{Z}_{a1a1}]_S & [\underline{Z}_{a1b1}]_S \\ [\underline{Z}_{b1a1}]_S & [\underline{Z}_{b1b1}]_S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [\underline{I}_{a1a2}]_S \\ [\underline{I}_{b3b1}]_S \end{bmatrix}, \\ \begin{bmatrix} [\underline{U}_{ca2}]_S \\ [\underline{U}_{cc2}]_S \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} [\underline{U}_{a2}]_S \\ [\underline{U}_{c2}]_S \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} [\underline{Z}_{a2a2}]_S & [\underline{Z}_{a2c2}]_S \\ [\underline{Z}_{c2a2}]_S & [\underline{Z}_{c2c2}]_S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [\underline{I}_{a1a2}]_S \\ [\underline{I}_{c2c3}]_S \end{bmatrix}, \\ \begin{bmatrix} [\underline{U}_{cb3}]_S \\ [\underline{U}_{cc3}]_S \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} [\underline{U}_{b3}]_S \\ [\underline{U}_{c3}]_S \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} [\underline{Z}_{b3b3}]_S & [\underline{Z}_{b3c3}]_S \\ [\underline{Z}_{c3b3}]_S & [\underline{Z}_{c3c3}]_S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [\underline{I}_{b3b1}]_S \\ [\underline{I}_{c2c3}]_S \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (2.75)$$

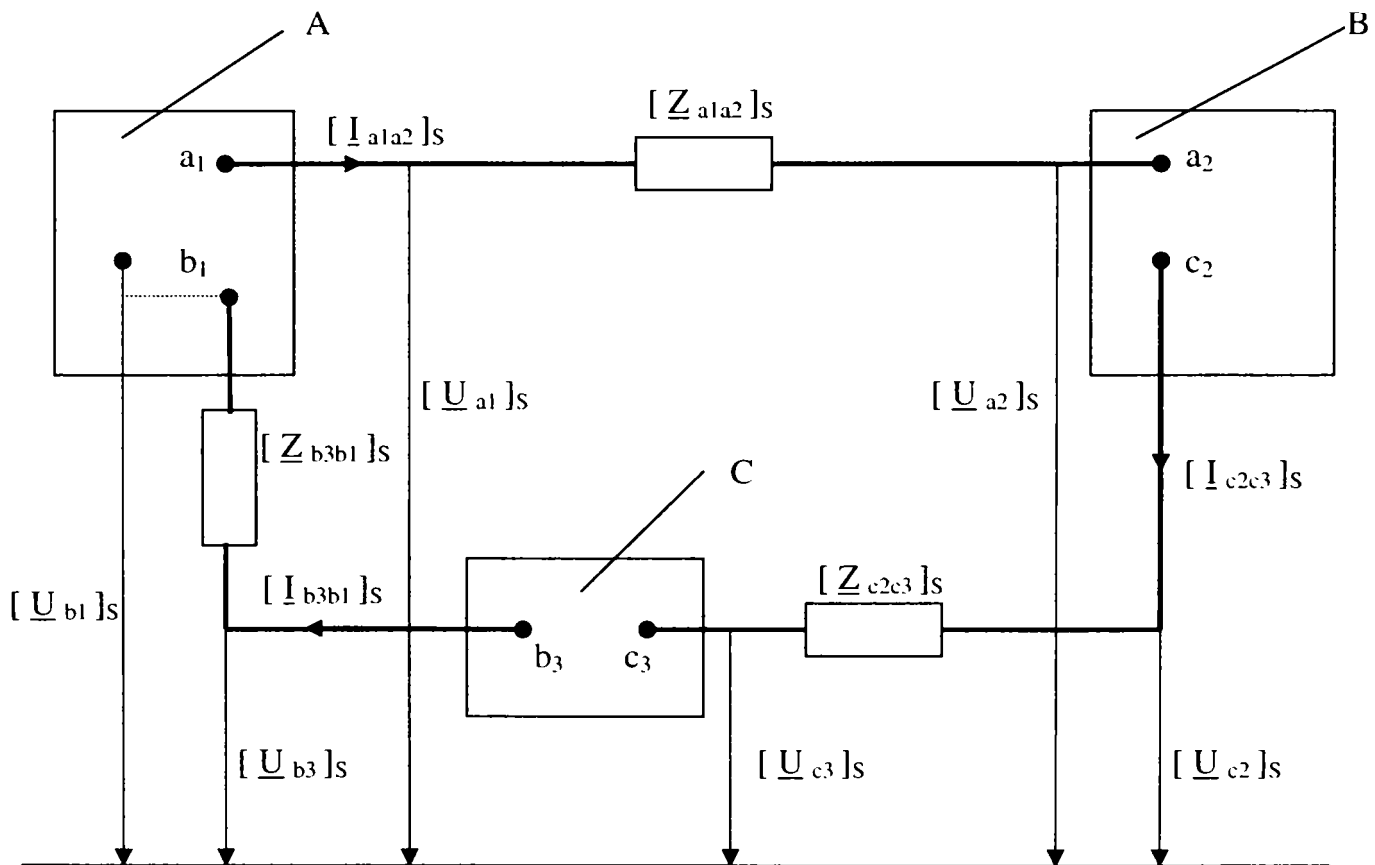


Fig. 2.4. Calculul unei nesimetrii multiple când elementele nesimetrice leagă între ele trei rețele simetrice

Între tensiunile și curenții elementelor nesimetrice care leagă între ele rețelele simetrice se pot scrie relațiile:

$$\begin{aligned} [\underline{U}_{a1}]_S - [\underline{U}_{a2}]_S &= [\underline{Z}_{a1a2}]_S \cdot [\underline{I}_{a1a2}]_S, \\ [\underline{U}_{c2}]_S - [\underline{U}_{c3}]_S &= [\underline{Z}_{c2c3}]_S \cdot [\underline{I}_{c2c3}]_S, \\ [\underline{U}_{b3}]_S - [\underline{U}_{b1}]_S &= [\underline{Z}_{b3b1}]_S \cdot [\underline{I}_{b3b1}]_S. \end{aligned} \quad (2.76)$$

Introducându-se relațiile (2.76) în relațiile (2.75) se obține ecuația matricială din care se determină matricile de secvență ale curenților din elementele nesimetrice care leagă rețelele simetrice între ele.



$$\begin{aligned}
& \begin{bmatrix} \underline{U}_{ca1}]_S & -\underline{U}_{ca2}]_S \\ \underline{U}_{ca2}]_S & -\underline{U}_{ca3}]_S \\ \underline{U}_{cb3}]_S & -\underline{U}_{cb1}]_S \end{bmatrix} = \\
& = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{a1a1}]_S + \underline{Z}_{a2a2}]_S + \underline{Z}_{a1a2}]_S & -\underline{Z}_{a2c2}]_S & -\underline{Z}_{ab1}]_S \\ & \underline{Z}_{c2c2}]_S + \underline{Z}_{c3c3}]_S + \underline{Z}_{c2c3}]_S & -\underline{Z}_{c2a2}]_S \\ & & \underline{Z}_{b3b3}]_S + \underline{Z}_{b1b1}]_S + \underline{Z}_{b3b1}]_S \end{bmatrix} \cdot \\
& \begin{bmatrix} \underline{I}_{a1a2}]_S \\ \underline{I}_{c2c3}]_S \\ \underline{I}_{b3b1}]_S \end{bmatrix} . \tag{2.77}
\end{aligned}$$

Dacă elementele nesimetrice leagă două noduri ale aceleiași rețele simetrice (de exemplu rețeaua A) prin particularizarea relațiilor (2.75) și considerând  $[\underline{I}_{a1a2}]_S = [\underline{I}_{c2c3}]_S = [\underline{I}_{b3b1}]_S$  și  $[\underline{Z}_{a2c2}]_S = [\underline{Z}_{c3b3}]_S = 0$  se obține relația din care se determină matricea de secvență a curentului prin elementul nesimetric. În acest caz elementul nesimetric este constituit din înserierea celor trei elemente nesimetrice din figura 2.4.

Relația care permite calculul curentului prin elementul nesimetric este:

$$\underline{U}_{ca1}]_S - \underline{U}_{cb1}]_S = \{[\underline{Z}_{a1a1}]_S + [\underline{Z}_{b1b1}]_S - 2[\underline{Z}_{b1a1}]_S + [\underline{Z}_{a1a2}]_S + [\underline{Z}_{c2c3}]_S + [\underline{Z}_{b3b1}]_S\} \underline{I}_{a1a2}]_S \tag{2.78}$$

sau, înlocuind elementul nesimetric cu unul echivalent, relația (1.78) devine:

$$\underline{U}_{ca1}]_S - \underline{U}_{cb1}]_S = \{[\underline{Z}_{a1a1}]_S + [\underline{Z}_{b1b1}]_S + [\underline{Z}_{aebe}]_S - 2[\underline{Z}_{a1a1}]_S\} \underline{I}_{a1a2}]_S . \tag{2.79}$$

Pentru analiza simplilor puneri la pământ se particularizează relația (2.77) considerând  $[\underline{Z}_{a2a2}] = 0$ . Legătura dintre rețeaua simetrică B și C întrerupe și rețeaua C cu elemente nule deoarece reprezintă pământul.

## 2.2. Analiza simplilor puneri la pământ

Defectul cu ponderea cea mai mare din totalul celor ce se înregistrează la rețelele de medie tensiune îl reprezintă simplele puneri la pământ [8,11,14,33,53,84,90]. Soluția aleasă pentru tratarea neutrului influențează dependența mărimilor (tensiuni, curenți, etc) specifice rețelei în funcție de condițiile în care are loc defectul. Pentru stabilirea reglajelor protecțiilor, este necesar să se analizeze dependența curentului de defect, dependența curenților elementului sau elementelor utilizate pentru tratarea neutrului și dependența curenților capacitivi funcție de rezistența de trecere ( $R_t$ ) la locul de defect, de curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune și funcție de regimul în care funcționează rețeaua. În acest capitol se analizează dependența acestor mărimi în funcție de parametrii menționați, luându-se în considerare cele cinci moduri în care poate fi tratat neutrul rețelei de medie tensiune. Nu se analizează cazul când neutrul este tratat cu rezistor și "întrerupător șunt" deoarece acesta este identic cu cel în care neutrul este tratat cu rezistor și punerea la pământ este netă ( $R_t = 0$ ).

Pentru stabilirea modelului matematic de analiză a unei simple puneri la pământ se utilizează relațiile prezentate în capitolul 2. Modul în care elementul nesimetric interconectează rețele simetrice în cazul acestui defect este prezentat în figura 2.5.

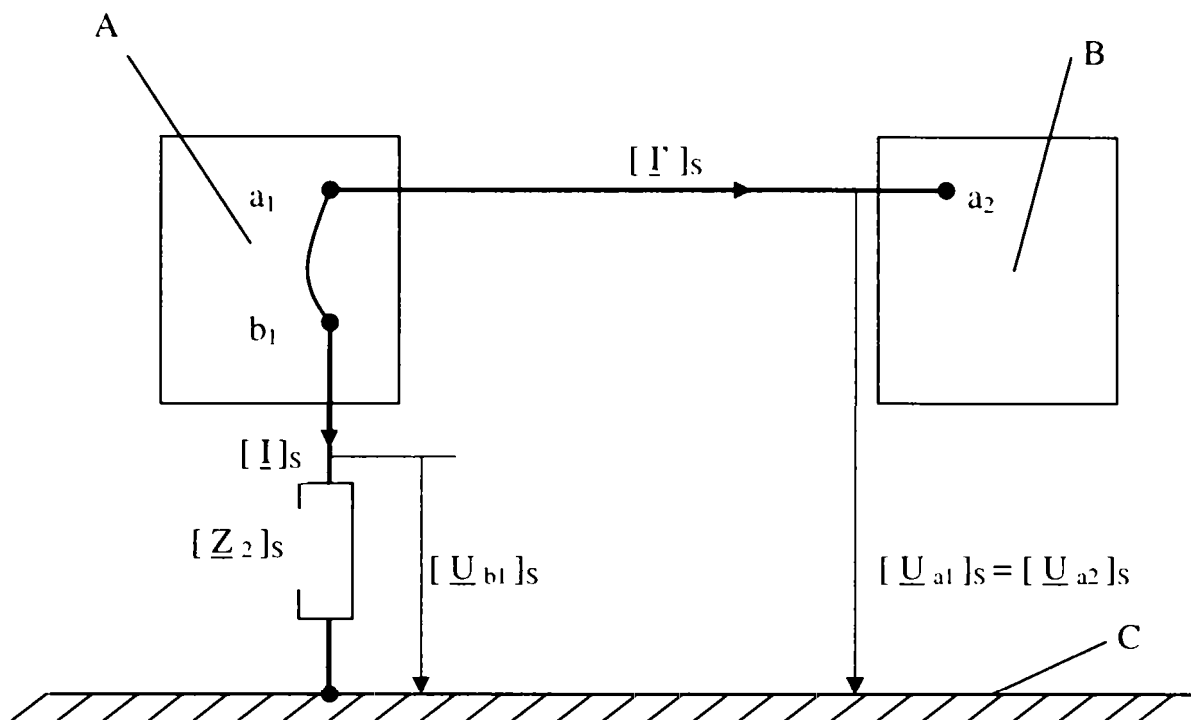


Fig. 2.5. Calculul unei simple puneri la pământ

În această figură elementele au următoarea semnificație:

- A - rețeaua simetrică ce reprezintă sursa, inclusiv linia până la locul de defect;
- B - rețeaua simetrică ce reprezintă consumatorul, inclusiv linia în spatele defectului;
- C - rețeaua simetrică echivalentă pământului;
- $[Z_2]_s$  - matricea impedanțelor de secvență la locul de defect;
- $[I]_s$  - matricea de secvență a curenților la locul de defect;
- $[I']_s$  - matricea de secvență a curenților spre consumator.

iar pentru nodul  $a_2$  aparținând rețelei simetrice B aceeași relație devine:

$$[U_{ea2}]_s - [U_{a2}]_s = [Z_{a2a2}]_s \cdot [U']_s \quad (2.81)$$

Matricea în componente simetrice a tensiunii nodului  $a_1$  satisface relația:

$$[U_{a1}]_s = [Z_2]_s \cdot [I]_s = [U_{b1}]_s \quad (2.82)$$

Cu notațiile  $[Z_{a1a1}]_s = [Z_s]_s$  și  $[Z_{a2a2}]_s = [Z_c]_s$ , din relațiile (2.80), (2.81), și (2.82) se obține sistemul:

$$[U_e]_s = ([Z_s]_s + [Z_c]_s) [I']_s + [Z_s]_s \cdot [I]_s, \quad (2.83)$$

$$[0] = -[Z_c]_s \cdot [I']_s + [Z_2]_s \cdot [I]_s.$$

Din ecuația a două rezultă că:

$$[I]_s = [Z_2]_s^{-1} \cdot [Z_c]_s \cdot [I']_s, \quad (2.84)$$

relațiile care introdusă în prima ecuație permite determinarea matricii  $[\underline{I}]_S$ .

$$[\underline{U}_c]_S = \left( [\underline{Z}_S]_S + [\underline{Z}_c]_S + [\underline{Z}_S]_S \cdot [\underline{Z}_2]_S^{-1} \cdot [\underline{Z}_c]_S \right) [\underline{I}]_S . \quad (2.85)$$

Termenii matricii  $[\underline{Z}_2]_S^{-1}$  se determină cu relațiile (2.30)

Dezvoltându-se ecuația (2.85) se obține sistemul:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{eh} &= (\underline{Z}_{sh} + \underline{Z}_{ch} + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{Y}_{11}) \cdot \underline{I}_h + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}_d + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}_i , \\ \underline{U}_{ed} &= \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}_h + (\underline{Z}_{sd} + \underline{Z}_{cd} + \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{22}) \cdot \underline{I}_d + \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{23} \cdot \underline{I}_i , \\ \underline{U}_{ei} &= \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}_h + \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{23} \cdot \underline{I}_d + (\underline{Z}_{si} + \underline{Z}_{ci} + \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{22}) \cdot \underline{I}_i , \end{aligned} \quad (2.86)$$

sistem care rezolvat ne conduce la următoarele expresii pentru curenții  $\underline{I}_h$ ,  $\underline{I}_d$  și  $\underline{I}_i$ :

$$\begin{aligned} \underline{I}_h &= \frac{1}{D} \left[ \underline{U}_{eh} (\underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{23}) - \underline{U}_{ed} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{13}) + \underline{U}_{ei} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{13}) \right], \\ \underline{I}_d &= \frac{1}{D} \left[ \underline{U}_{eh} (\underline{a}_{31} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{21} \cdot \underline{a}_{33}) + \underline{U}_{ed} (\underline{a}_{11} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{31} \cdot \underline{a}_{13}) - \underline{U}_{ei} (\underline{a}_{11} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{21} \cdot \underline{a}_{13}) \right], \\ \underline{I}_i &= \frac{1}{D} \left[ \underline{U}_{eh} (\underline{a}_{21} \cdot \underline{a}_{32} - \underline{a}_{31} \cdot \underline{a}_{22}) - \underline{U}_{ed} (\underline{a}_{11} \cdot \underline{a}_{32} - \underline{a}_{31} \cdot \underline{a}_{12}) + \underline{U}_{ei} (\underline{a}_{11} \cdot \underline{a}_{22} - \underline{a}_{21} \cdot \underline{a}_{12}) \right], \end{aligned} \quad (2.87)$$

în care  $D$  este determinantul sistemului (2.7) și se exprimă sub forma:

$$D = \underline{a}_{11} (\underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{23}) - \underline{a}_{21} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{13}) + \underline{a}_{31} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{13}) . \quad (2.88)$$

Coefficienții  $\underline{a}_{ij}$  ( $i = 1, 2, 3$ ,  $j = 1, 2, 3$ ) au expresiile:

$$\begin{aligned} \underline{a}_{11} &= \underline{Z}_{sh} + \underline{Z}_{ch} + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{Y}_{11} ; & \underline{a}_{12} &= \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{12} ; & \underline{a}_{13} &= \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{12} ; \\ \underline{a}_{21} &= \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{Y}_{12} ; & \underline{a}_{22} &= \underline{Z}_{sh} + \underline{Z}_{cd} + \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{22} ; & \underline{a}_{23} &= \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{23} ; \\ \underline{a}_{31} &= \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{Y}_{12} ; & \underline{a}_{32} &= \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{23} ; & \underline{a}_{33} &= \underline{Z}_{si} + \underline{Z}_{ci} + \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{22} . \end{aligned} \quad (2.89)$$

Introducând relațiile (2.87) în relațiile (2.84) pentru curenții  $\underline{I}_h$ ,  $\underline{I}_d$ , și  $\underline{I}_i$  se obțin expresiile:

$$\begin{aligned} \underline{I}_h &= \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{Y}_{11} \cdot \underline{I}_h + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{I}_d + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{I}_i ; \\ \underline{I}_d &= \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{I}_h + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{I}_d + \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{I}_i ; \\ \underline{I}_i &= \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_{ch} \cdot \underline{I}_h + \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{I}_d + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{I}_i . \end{aligned} \quad (2.90)$$

Curenții de fază ai liniei cu defect se determină cu relațiile:

$$\begin{aligned} \underline{I}_1 &= \underline{I}_h + \underline{I}_h + \underline{I}_d + \underline{I}_d + \underline{I}_i + \underline{I}_i ; \\ \underline{I}_2 &= \underline{I}_h + \underline{I}_h + \underline{a}^2 (\underline{I}_d + \underline{I}_d) + \underline{a} (\underline{I}_i + \underline{I}_i) ; \\ \underline{I}_3 &= \underline{I}_h + \underline{I}_h + \underline{a} (\underline{I}_d + \underline{I}_d) + \underline{a}^2 (\underline{I}_i + \underline{I}_i) . \end{aligned} \quad (2.91)$$

Tensiunea homopolară pe barele de medie tensiune ale stației de transformare se determină cu relația [8,9,22,46,47,50,63]:

$$\underline{U}_{hb} = \frac{(\underline{Z}_{hTSl} + 3\underline{Z}_n) \cdot \underline{Z}_{hc}}{\underline{Z}_{hTSl} + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_{hc}} \cdot (\underline{I}'_h + \underline{I}_h). \quad (2.92)$$

Curentul prin impedența de tratare a nulului este:

$$\underline{I}_n = \frac{3\underline{U}_{hb}}{\underline{Z}_{hTSl} + 3\underline{Z}_n} \quad (2.93)$$

Având în vedere faptul că rețelele de medie tensiune funcționează radial, o schemă de principiu în care apare un astfel de defect este prezentată în figura 2.6. Considerând sistemul pe partea de 110 kV ca fiind de putere infinită impedența acestuia este nulă. În aceste condiții matricea  $[\underline{Z}_S]_S$  se exprimă prin relația (2.94) iar coeficienții  $\underline{a}_{ij}$  ( $i = 1,2,3$ ;  $j = 1,2,3$ ) devin:

$$[\underline{Z}_S]_S = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{sh} + \underline{Z}_{Lh} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{ds} + \underline{Z}_{JL} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{si} + \underline{Z}_{Li} \end{bmatrix}, \quad (2.94)$$

$$\begin{aligned} \underline{a}_{11} &= \underline{Z}_{ch} \left( 1 + \frac{\underline{Z}_{hc} (\underline{Z}_{hTSl} + 3\underline{Z}_n)}{\underline{Z}_{hTSl} + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_{hc}} \cdot \underline{Y}_{11} \right) - \frac{\underline{Z}_{hc} (\underline{Z}_{hTSl} + 3\underline{Z}_n)}{\underline{Z}_{hTSl} + \underline{Z}_n + \underline{Z}_{hc}}, \\ \underline{a}_{12} &= (\underline{Z}_{hTSl} + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_{hL}) \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{12}, & \underline{a}_{13} &= (\underline{Z}_{hTSl} + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_{hL}) \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{12}, \\ \underline{a}_{21} &= \underline{Z}_{dTr} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_{ch}, & \underline{a}_{22} &= \underline{Z}_{dTr} (1 + \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{22}) + \underline{Z}_{cd}, \\ \underline{a}_{23} &= \underline{Z}_{dTr} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{23}, & \underline{a}_{31} &= \underline{Z}_{dTr} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_{ch}, \\ \underline{a}_{32} &= \underline{Z}_{dTr} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{Y}_{23}, & \underline{a}_{33} &= \underline{Z}_{dTr} (1 + \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{Y}_{22}) + \underline{Z}_{ci}. \end{aligned} \quad (2.95)$$

Dacă se are în vedere faptul că impedența de secvență homopolară a consumatorului este infinită (datorită conexiunii triunghi sau stea pe partea de medie tensiune a transformatorului de medie/joasă tensiune) relațiile (2.87) devin:

$$\begin{aligned} \underline{I}'_h &= 0; \\ \underline{I}'_d &= \frac{1}{\underline{D}_1} \{ \underline{U}_{eh} (\underline{Z}_{si} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{a}_{33}) \underline{Y}_{12} + \underline{U}_{ed} [(1 + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Y}_{11}) \underline{a}_{33} - \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{a}_{13}] - \\ &\quad - \underline{U}_{ei} [(1 + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Y}_{11}) \underline{a}_{23} - \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{a}_{13}] \}, \\ \underline{I}'_i &= \frac{1}{\underline{D}_1} \{ \underline{U}_{eh} \cdot \underline{Y}_{12} (\underline{Z}_{sd} \cdot \underline{a}_{32} - \underline{Z}_{si} \cdot \underline{a}_{22}) - \underline{U}_{ed} [(1 + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Y}_{11}) \underline{a}_{32} - \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{a}_{12}] + \\ &\quad + \underline{U}_{ei} [(1 + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Y}_{11}) \underline{a}_{22} - \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{a}_{12}] \}, \end{aligned} \quad (2.96)$$

unde  $\underline{D}_1$  are expresia:

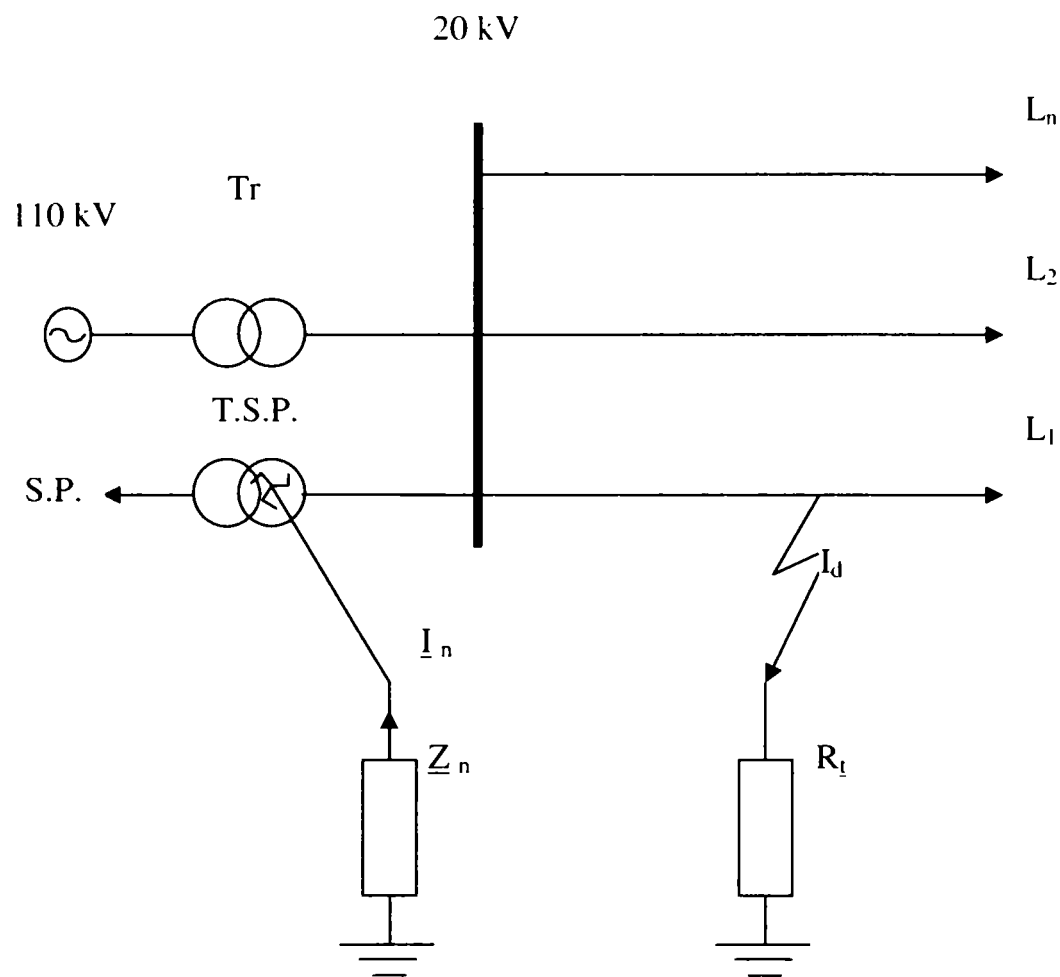


Fig.2.6. Schema monofilară a rețelei în care s-a produs punerea la pământ

$$\underline{D}_1 = (1 + \underline{Z}_{sh} \cdot \underline{Y}_{11}) (\underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{23}) - \underline{Z}_{sd} \cdot \underline{Y}_{12} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{13}) + \underline{Z}_{si} \cdot \underline{Y}_{12} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{13}) \quad (2.97)$$

De asemenea, relațiile (2.90) devin:

$$\underline{I}_h = \frac{\underline{Y}_{11}}{\underline{D}_1} [\underline{U}_{eh} (\underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{23}) - \underline{U}_{ed} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{13}) + \underline{U}_{ei} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{13})] +$$

$$+ \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{I}'_d + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{I}'_i,$$

$$\underline{I}_d = \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{D}_1} [\underline{U}_{eh} (\underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{23}) - \underline{U}_{ed} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{13}) + \underline{U}_{ei} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{13})] +$$

$$+ \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{I}'_d + \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{I}'_i, \quad (2.98)$$

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{D}_1} [\underline{U}_{eh} (\underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{23}) - \underline{U}_{ed} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{13}) + \underline{U}_{ei} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{13})] +$$

$$+ \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Z}_{cd} \cdot \underline{I}'_d + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_{ci} \cdot \underline{I}'_i.$$

În relațiile (2.92) și (2.95) impedanța  $\underline{Z}_{hc}$  reprezintă impedanța homopolară capacitivă a rețelei de medie tensiune.

Cunoscând matricele  $[I]_s$  și  $[I]_s$ , se determină curenții de fază (relațiile 2.91), curentul prin impedanța de tratare a nulului (relația 2.93), tensiunea homopolară pe barele de medie tensiune ale stației de transformare (relația 2.92), respectiv tensiunile de fază la locul de defect.

Parametrii  $\underline{Y}_{ij}$  ( $i = \overline{1,3}; j = \overline{1,3}$ ) se determină din relațiile (2.36), în care impedanțele au expresiile din relațiile (2.35).

Pentru determinarea operativă a mărimilor (tensiune, curenți) ce caracterizează rețeaua electrică în timpul unei simple puneri la pământ, funcție de rezistența de trecere la locul de defect ( $R_z$ ), se definesc următorii coeficienți:

- coeficientul de reducere al tensiunii homopolare:

$$K_{U_h}(R_t) = \frac{U_h(R_t)}{U_h(R_t = 0)}, \quad (2.99)$$

- coeficientul de reducere al curentului de defect:

$$K_{I_d}(R_t) = \frac{I_d(R_t)}{I_d(R_t = 0)}, \quad (2.100)$$

- coeficientul de reducere al curenților capacitivi ai liniilor fără defect:

$$K_{I_c}(R_t) = \frac{I_c(R_t)}{I_c(R_t = 0)}, \quad (2.101)$$

În cazul în care se acceptă parametrii transversali ai rețelei ca fiind concentrați pe barele de medie tensiune ale stației de transformare și se consideră defectul la începutul liniei ( $Z_{L_d} = Z_{L_i} = Z_{L_h} = 0$ ), pentru acești coeficienți se obțin expresiile:

$$\underline{K}_{U_h}(R_t) = \left| \frac{\underline{Z}_h(R_t) \cdot \underline{I}_h(R_t)}{\underline{Z}_h(R_t = 0) \cdot \underline{I}_h(R_t = 0)} \right| = \frac{1}{\left| 1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_h} \right|}, \quad (2.102)$$

$$\underline{K}_{I_d}(R_t) = \left| \frac{3\underline{I}_h(R_t)}{3\underline{I}_h(R_t = 0)} \right| = \frac{1}{\left| 1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_h} \right|}, \quad (2.103)$$

$$\underline{K}_{I_c}(R_t) = \left| \frac{j\omega C_h \underline{U}_h(R_t)}{j\omega C_h \underline{U}_h(R_t = 0)} \right| = \frac{1}{\left| 1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_h} \right|}, \quad (2.104)$$

Relațiile (2.202),(2.203),(2.204) arată că, în condițiile simplificatorii admise, cei cinci coeficienți au aceeași relație de calcul, deci pentru determinarea acestor mărimi se poate utiliza același coeficient.

În aceste relații impedanțele au următoarea semnificație:

$\underline{Z}_d$  - impedanța de secvență directă echivalentă rețelei, văzută de la locul de defect în absența defectului;

$\underline{Z}_i$  - impedanța de secvență inversă echivalentă rețelei, văzută de la locul de defect în absența defectului;

$\underline{Z}_h$  - impedanța de secvență homopolară echivalentă rețelei, văzută de la locul de defect în absența defectului;

Cunoscând acest coeficient caracteristic se determină mărimile ce caracterizează o simplă punere la pământ cu relațiile:

$$U_h(R_t) = K_{U_h}(R_t) \cdot U_h(R_t = 0), \quad (2.105)$$

$$I_d(R_t) = K_{I_d}(R_t) \cdot I_d(R_t = 0), \quad (2.106)$$

$$I_c(R_t) = K_{I_c}(R_t) \cdot I_c(R_t = 0), \quad (1.107)$$

Deoarece impedanța de secvență homopolară ( $\underline{Z}_h$ ) depinde de soluția aleasă pentru tratarea neutrului rețelei de medie tensiune, expresiile utilizate efectiv în calculul coeficientului  $K_{U_h}$  depinde și ele de aceasta, motiv pentru care este necesar să se determine coeficientul precizat, în funcție de modul de tratare a neutrului separat.

### 2.2.1. Rețea cu neutrul izolat

În cazul rețelei de medie tensiune cu neutrul izolat, impedanța de secvență homopolară, văzută de la locul de defect în absența defectului, este tocmai impedanța homopolară capacitivă a rețelei de medie tensiune legată galvanic ( $\underline{Z}_{hc}$ ), deci coeficientul  $K_{U_h}$  se exprimă prin relația [22, 68,79]:

$$K_{U_h} = \frac{1}{\left| 1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_{hc}} \right|}. \quad (2.108)$$

Pentru calculul acestui coeficient s-a considerat transformatorul  $T_r$  din figura 2.1. având puterea nominală 16 MVA și conexiune triunghi a înfășurării de 20 kV. În situația considerată parametrii de secvență ai transformatorului devin :

$$\underline{Z}_{dTr} = \underline{Z}_{iTr} = (0,2 + j2,7)\Omega; \quad \underline{Z}_{hTr} = \infty.$$



Curenții capacitivi totali ai rețelei de medie tensiune (notați cu  $\sum I_c$ ) se consideră că au valorile: 5 A; 10 A; 15 A; 18 A; 23 A. În aceste condiții, impedanțele de secvență homopolară capacitivă a rețelei de medie tensiune devin:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{hc} &= (121 - j6928)\Omega, & \text{curent capacitiv total 5 A;} \\ \underline{Z}_{hc} &= (60,5 - j3464)\Omega, & \text{curent capacitiv total 10 A;} \\ \underline{Z}_{hc} &= (40,3 - j2309)\Omega, & \text{curent capacitiv total 15 A;} \\ \underline{Z}_{hc} &= (33,6 - j1925)\Omega, & \text{curent capacitiv total 18 A;} \\ \underline{Z}_{hc} &= (30,3 - j1732)\Omega, & \text{curent capacitiv total 23 A.} \end{aligned}$$

Dependența coeficientului  $K_{Uh}$  funcție de rezistența de trecere este reprezentată în fig.2.7.

Rezistența de trecere la locul de defect s-a considerat că variază pe intervalul 0...10000 $\Omega$ . La stabilirea valorilor acestor parametri s-au avut în vedere cele mai uzuale cazuri întâlnite în rețelele de medie tensiune de la noi din țară. Pentru calculul coeficientului  $K_{Uh}$  și trasarea dependenței s-a utilizat programul MATHCAD-6 [72].

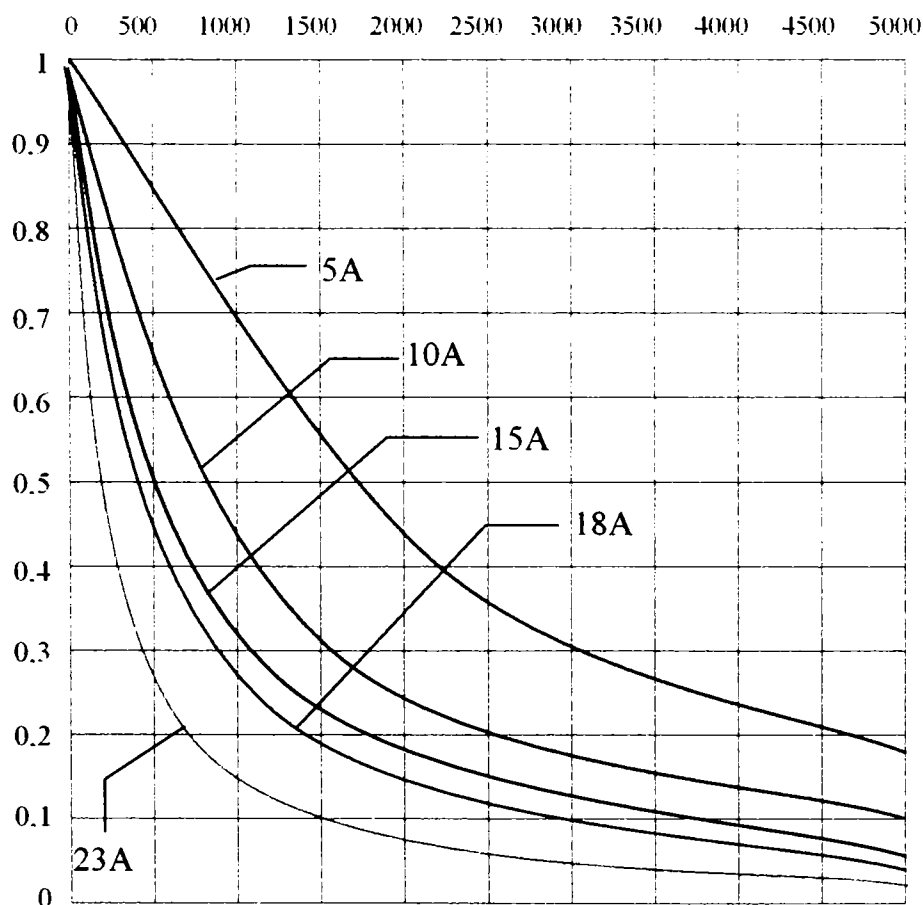


Fig. 2.7. Dependența coeficientului de reducere a tensiunii homopolare  $K_{Uh}$  funcție de rezistența de trecere la locul simplei punerii la pământ, când nulul este izolat.

---

Din figura 2.7. se constată importanța pe care o are valoarea curentului capacitiv total al rețelei de 20 kV asupra dependenței coeficientului  $K_{U_h}$  în funcție de rezistența de trecere la locul de defect ( $R_t$ ). Astfel pentru  $R_t=1000\Omega$  coeficientul  $K_{U_h}$  are valorile: 0,88 dacă  $\sum I_c=5$  A, 0,75 dacă  $\sum I_c=10$  A, 0,65 dacă  $\sum I_c=15$  A, 0,55 dacă  $\sum I_c=18$  A, 0,5 dacă  $\sum I_c=23$  A. În cazul în care  $R_t=5000 \Omega$  coeficientul  $K_{U_h}$  are valorile: 0,46 dacă  $\sum I_c=5$  A, 0,23 dacă  $\sum I_c=10$  A, 0,17 dacă  $\sum I_c=15$  A, 0,14 dacă  $\sum I_c=18$  A, 0,12 dacă  $\sum I_c=23$  A .

Tensiunea homopolară pe barele stației de transformare în secundarul filtrului homopolar scade sub 10V dacă  $R_t \geq 8000 \Omega$  și  $\sum I_c=15$  A, dacă  $R_t \geq 7000 \Omega$  și  $\sum I_c=18$  A, dacă  $R_t \geq 6000 \Omega$  și  $\sum I_c=23$  A.

În aceste condiții, pentru a se putea sesiza o simplă punere la pământ este necesar ca releul ce controlează tensiunea homopolară pe barele de 20 kV ale stației de transformare să fie reglat la cel mult 10 V.

În tabelul nr.2.1. se prezintă variația tensiunii homopolare a barelor de 20 kV din stația de transformare și a curenților capacitivi totali, funcție de rezistența de trecere la locul de defect, considerându-se că rezistența de trecere variază în intervalul 0.....10.000  $\Omega$ . Din acest tabel și din figura 2.7 rezultă că atunci când rezistența de trecere la locul de defect este peste 5000  $\Omega$  dependența  $K_{U_h}(R_t)$  este practic liniară.

Din tabelul 2.1 se constată, de asemenea, că la o simplă punere la pământ printr-o rezistență de trecere  $\geq 100 \Omega$  izolația fazelor fără defect este supusă tensiunii de linie, deci menținerea timp îndelungat a defectului duce la îmbătrânirea prematură a acesteia sau chiar la distrugerea ei, producându-se defecte multiple care pot avea consecințe grave asupra instalațiilor.

Dacă rezistența de trecere la locul de defect depășește 5000  $\Omega$  tensiunea fazelor fără defect crește cu maxim 20% deci, în aceste condiții, solicitarea izolației este mult mai puțin pronunțată putându-se funcționa un timp mai îndelungat cu un astfel de defect. Experiența de exploatare a rețelelor electrice arată că un defect prin rezistență de trecere mare în momentul producerii în timp se transformă în unul cu rezistență de trecere mică, ceea ce are ca efect creșterea tensiunii fazelor fără defect. Din acest motiv este de dorit ca și defectele slabe (prin rezistență de trecere mare) să fie izolate într-un timp cât mai scurt.

Tabel nr.2.1. Variația tensiunilor homopolare și a curenților capacitivi totali în funcție de rezistența de trecere la locul de simpla punere la pământ în rețelele electrice de 20 kV cu neutrul izolat.

Regim de funcționare	$R_t$ [ $\Omega$ ]	0	10	50	100	200	500	1000	2000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
$\Sigma I_c (R_t = 0) = 5A$	$3U_0$ [V]	100	100	100	100	100	98	92	76	50	42	36	32	28	25	22
	$\Sigma I_c (R_t)$ [A]	5	5	5	5	5	4,9	4,6	3,8	2,5	2,1	1,8	1,6	1,4	1,25	1,1
	K	1	1	1	1	1	0,98	0,92	0,76	0,5	0,42	0,36	0,32	0,28	0,25	0,22
$\Sigma I_c (R_t = 0) = 10A$	$3U_0$ [V]	100	100	100	100	100	92	75	50	28	23	19	17	15	13	12
	$\Sigma I_c (R_t)$ [A]	10	10	10	10	9,8	9,2	7,5	5	2,8	2,3	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2
	K	1	1	1	1	0,98	0,92	0,75	0,5	0,28	0,23	0,19	0,17	0,15	0,13	0,12
$\Sigma I_c (R_t = 0) = 15A$	$3U_0$ [V]	100	100	100	100	99	83	60	36	18	15	13	11	9	8	7
	$\Sigma I_c (R_t)$ [A]	15	15	15	14,8	14,5	12,4	9	5,4	2,7	2,25	1,95	1,65	1,35	1,2	1,05
	K	1	1	1	0,99	0,97	0,83	0,6	0,36	0,18	0,15	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07
$\Sigma I_c (R_t = 0) = 18A$	$3U_0$ [V]	100	100	100	99	96	78	54	31	15	13	11	9	8	7	6
	$\Sigma I_c (R_t)$ [A]	18	18	18	17,8	17,2	11,7	9,72	5,58	2,7	2,34	1,98	1,65	1,44	1,26	1,08
	K	1	1	1	0,99	0,96	0,78	0,54	0,31	0,15	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06
$\Sigma I_c (R_t = 0) = 23A$	$3U_0$ [V]	100	100	100	98	95	76	49	28	13	12	9	8	7	6	5
	$\Sigma I_c (R_t)$ [A]	23	23	23	22,5	21,8	17,8	11,2	6,44	2,99	2,76	2,07	1,84	1,61	1,38	1,15
	K	1	1	1	0,98	0,95	0,76	0,49	0,28	0,13	0,12	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05

### 2.3. Dubla punere la pământ

Analiza parametrilor ce influențează mărimile ce caracterizează rețeaua de medie tensiune pe durata unei duble puneri la pământ presupune stabilirea modelului matematic care simulează rețeaua în acest regim de funcționare.

Un defect de tipul dublă punere la pământ într-o rețea electrică de medie tensiune constă din două simple puneri la pământ (scurtcircuite monofazate) care pot avea loc pe faze diferite a unor linii electrice diferite, sau pe faze diferite ale aceeași linii de medie tensiune. Deci pentru un astfel de defect elementele nesimetrice conectează două noduri diferite ( $a_1, b_1$ ) ale aceleiași rețele simetrice cu rețeaua simetrică echivalentă pământului, rețea ai cărei parametri sunt nuli. Schema de principiu a unui astfel de defect este prezentată în fig.2.8. Pentru acest tip de defect ecuațiile devin:

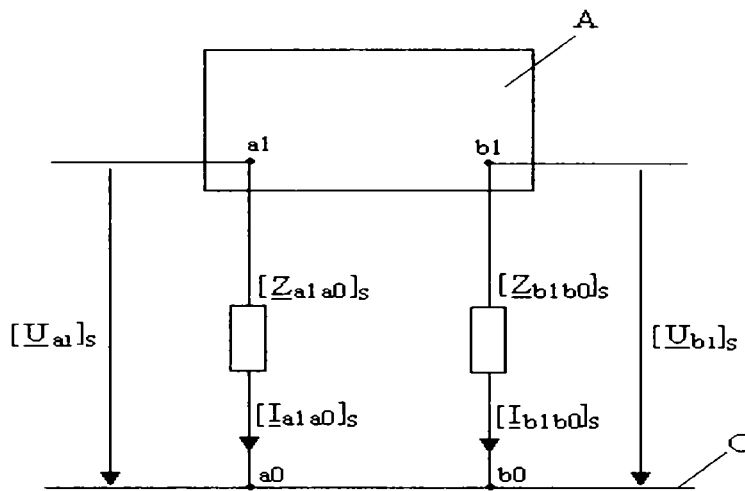


Fig.2.8 Schemă de principiu a unei duble puneri la pământ

$$\begin{bmatrix} [U_{ea1}]_s - [U_{a1}]_s \\ [U_{eb1}]_s - [U_{b1}]_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Z_{a1a1}]_s & [Z_{a1b1}]_s \\ [Z_{b1a1}]_s & [Z_{b1b1}]_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [I_{a1a0}]_s \\ [I_{b1b0}]_s \end{bmatrix} \quad (2.109)$$

Între tensiunile și curenții elementelor nesimetrice care leagă între ele rețele simetrice se pot scrie relațiile:

$$\begin{aligned} [U_{a1}]_s - [U_{a0}]_s &= [Z_{a1a0}]_s \cdot [I_{a1a0}]_s; \\ [U_{b1}]_s - [U_{b0}]_s &= [Z_{b1b0}]_s \cdot [I_{b1b0}]_s \end{aligned} \quad (2.110)$$

Considerând potențialul pământului ca fiind nul rezultă că  $[U_{a1}]_s - [U_{a0}]_s = [U_{ea1}]_s$ , respectiv  $[U_{b1}]_s - [U_{b0}]_s = [U_{eb1}]_s$ . Deoarece matricile impedanță  $[Z_{a1 a0}]_s$  și  $[Z_{b1 b0}]_s$  conțin termeni nedeterminați (infiniți) se va utiliza pentru stabilirea componentelor de secvență tensiunile de fază la locul de defect.

Dezvoltând relațiile (2.110) se obține următorul sistem de ecuații:

$$\begin{aligned}
\underline{U}_{ca1h} &= \underline{U}_{a1h} + \underline{Z}_{a1a1h} \underline{I}_{a1a0h} + \underline{Z}_{a1b1h} \underline{I}_{b1b0h} \\
\underline{U}_{ca1d} &= \underline{U}_{a1d} + \underline{Z}_{a1a1d} \underline{I}_{a1a0d} + \underline{Z}_{a1b1d} \underline{I}_{b1b0d} \\
\underline{U}_{ca1i} &= \underline{U}_{a1i} + \underline{Z}_{a1a1i} \underline{I}_{a1a0i} + \underline{Z}_{a1b1i} \underline{I}_{b1b0i} \\
\underline{U}_{cb1h} &= \underline{U}_{b1h} + \underline{Z}_{a1b1h} \underline{I}_{a1a0h} + \underline{Z}_{b1b1h} \underline{I}_{b1b0h} \\
\underline{U}_{cb1d} &= \underline{U}_{b1d} + \underline{Z}_{a1b1d} \underline{I}_{a1a0d} + \underline{Z}_{b1b1d} \underline{I}_{b1b0d} \\
\underline{U}_{cb1i} &= \underline{U}_{b1i} + \underline{Z}_{a1b1i} \underline{I}_{a1a0i} + \underline{Z}_{b1b1i} \underline{I}_{b1b0i}
\end{aligned} \tag{2.111}$$

Condițiile impuse curenților la cele două locuri de defect ne conduc la următoarele relații între componentele de secvență ale curenților:

$$\underline{I}_{a1a0h} = \underline{I}_{a1a0d} = \underline{I}_{a1a0i}; \quad \underline{I}_{b1b0d} = a \underline{I}_{b1b0h}; \quad \underline{I}_{b1b0i} = \underline{I}_{b1b0h} a^2 \tag{2.112}$$

Tensiunile la cele două locuri de defect se exprimă funcție de componentele simetrice ale acestora prin relațiile:

$$\begin{aligned}
\underline{U}_{a1} &= \underline{U}_{a1h} + \underline{U}_{a1d} + \underline{U}_{a1i} = 3 \underline{Z}_{p1} \underline{I}_{a1a0h} \\
\underline{U}_{b1} &= \underline{U}_{b1h} + a^2 \underline{U}_{b1d} + a \underline{U}_{b1i} = 3 \underline{Z}_{p2} \underline{I}_{b1b0h}
\end{aligned} \tag{2.113}$$

Din relațiile (2.111), (2.112), (2.113) pentru curenții de secvență homopolară la cele două locuri de defect se obțin expresiile:

$$\begin{aligned}
\underline{I}_{a1h} &= \frac{\underline{U}_R (\underline{Z}_{b1b1h} + 2 \underline{Z}_{b1b1d} + 3 \underline{Z}_{p2}) - \underline{U}_S (\underline{Z}_{a1b1h} - \underline{Z}_{a1b1d})}{(\underline{Z}_{a1a1h} + 2 \underline{Z}_{a1a1d} + 3 \underline{Z}_{p1}) (\underline{Z}_{b1b1h} + 2 \underline{Z}_{b1b1d} + 3 \underline{Z}_{p2}) - (\underline{Z}_{a1b1h} - \underline{Z}_{a1b1d})^2} \\
\underline{I}_{b1h} &= \frac{\underline{U}_S (\underline{Z}_{a1a1h} + 2 \underline{Z}_{a1a1d} + 3 \underline{Z}_{p1}) - \underline{U}_R (\underline{Z}_{a1b1h} - \underline{Z}_{a1b1d})}{(\underline{Z}_{a1a1h} + 2 \underline{Z}_{a1a1d} + 3 \underline{Z}_{p1}) (\underline{Z}_{b1b1h} + 2 \underline{Z}_{b1b1d} + 3 \underline{Z}_{p2}) - (\underline{Z}_{a1b1h} - \underline{Z}_{a1b1d})^2}
\end{aligned} \tag{2.114}$$

Schema principală a rețelei de medie tensiune în care se produce defectul de tipul dublă punere la pământ este prezentată în fig.2.9. :

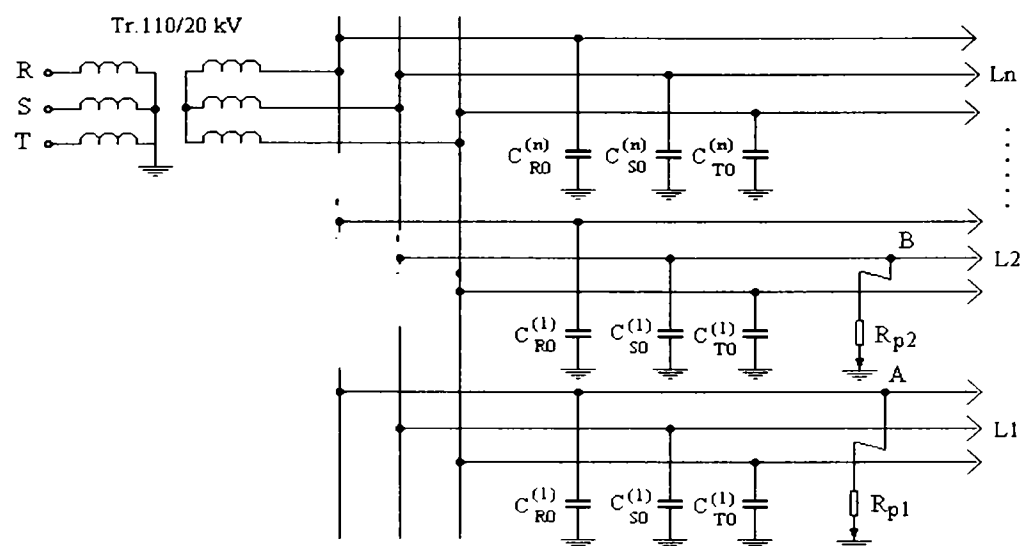


Fig.2.9. Schema unei duble puneri la pământ într-o rețea de medie tensiune

Pentru acest caz impedanțele ce intervin în relațiile (2.111) devin:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{a1a1d} &= \underline{Z}_{L1d} + \underline{Z}_{Trd}; & \underline{Z}_{a1a1h} &= \underline{Z}_{L1h} + \frac{\underline{Z}_{Ch}(\underline{Z}_{hBPN} + 3\underline{Z}_{BC})}{\underline{Z}_{Ch} + \underline{Z}_{hBPN} + 3\underline{Z}_{BC}} \\ \underline{Z}_{b1b1d} &= \underline{Z}_{L2d} + \underline{Z}_{Trd}; & \underline{Z}_{b1b1h} &= \underline{Z}_{L2h} + \frac{\underline{Z}_{Ch}(\underline{Z}_{hBPN} + 3\underline{Z}_{BC})}{\underline{Z}_{Ch} + \underline{Z}_{hBPN} + 3\underline{Z}_{BC}} \\ \underline{Z}_{a1b1d} &= \underline{Z}_{Trd}; & \underline{Z}_{a1b1h} &= \frac{\underline{Z}_{Ch}(\underline{Z}_{hBPN} + 3\underline{Z}_{BC})}{\underline{Z}_{Ch} + \underline{Z}_{hBPN} + 3\underline{Z}_{BC}} \end{aligned} \quad (2.115)$$

Expresia tensiunii homopolare pe barele de medie tensiune ale stației de transformare în cazul considerat este:

$$\underline{U}_h = \frac{\underline{Z}_{Ch}(\underline{Z}_{hBPN} + 3\underline{Z}_{BC})}{\underline{Z}_{Ch} + \underline{Z}_{hBPN} + 3\underline{Z}_{BC}} (\underline{I}_{a1h} + \underline{I}_{b1h}) \quad (2.116)$$

Curenții la cele două locuri de defect se exprimă prin relațiile:

$$\underline{I}_{a1} = 3\underline{I}_{a1h} \quad \underline{I}_{b1} = 3\underline{I}_{b1h} \quad (2.117)$$

Curentul homopolar al liniei pe care se produc ambele defecte se exprimă prin:

$$\underline{I}_h = \underline{I}_{a1h} - \underline{I}_{b1h} \quad (2.118)$$

Pentru a constata modul în care diverși parametrii influențează tensiunea homopolară a barelor de medie tensiune din stația de transformare, a curenților homopolari pe cele două linii cu defect și a curenților de defect, s-a luat în considerare cazul când curentul capacitiv total al rețelei de 20 kV este 18 A. S-a considerat acest caz, deoarece pentru o astfel de rețea s-au efectuat și determinările experimentale. Cele două simple puneri la pământ au loc pe linii diferite, curenții la cele două locuri de defect și cei homopolari ai liniilor cu defect sunt identici. Dacă însă cele două simple puneri la pământ au loc pe aceeași linie curentul homopolar al acesteia este diferența celor doi curenți de defect, deci poate obține valori foarte scăzute. Din acest motiv este nevoie ca cele două cazuri să fie analizate separat, din punct de vedere al curenților homopolari ai liniei cu defect.

În analiza efectuată se consideră lungimea liniei până la punctul al prima punere la pământ, de 10 km, iar lungimea liniei până la punctul b<sub>1</sub> (a doua simplă punere la pământ) nulă. De asemenea, se consideră variabilă rezistența de trecere a<sub>1</sub>(R<sub>p1</sub>) în intervalul 0...10000 Ω, iar rezistența de trecere b<sub>1</sub>(R<sub>p2</sub>) are valorile 1 Ω, 50 Ω, 100 Ω, 500 Ω, 1000 Ω.

În fig. 2.10. se prezintă variația curentului de defect în punctul a<sub>1</sub> când R<sub>p1</sub> este variabilă și R<sub>p2</sub> este parametru.. Valoarea maximă a acestui curent este 1516 A și se obține pentru R<sub>p1</sub>=0 și R<sub>p2</sub>=1 Ω. Se constată din fig.2.10. că valoarea curentului de defect în punctul a<sub>1</sub> scade sub 50A dacă R<sub>p2</sub> depășește valoarea de 500 Ω indiferent cât este valoarea rezistenței R<sub>p1</sub>. De asemenea, pe măsură ce rezistența R<sub>p1</sub> crește dependența curentului de defect funcție de rezistența R<sub>p2</sub> scade. Această observație este valabilă și pentru rezistența R<sub>p1</sub>. Dacă R<sub>p2</sub> depășește valoarea de 500 Ω curentul de defect în punctul a<sub>1</sub> variază relativ puțin în raport cu rezistența R<sub>p1</sub>. În acest caz curenții homopolari ai liniilor cu defect este 1/3 din curentul de defect deci variația acestor curenți funcție de rezistențele R<sub>p1</sub> și R<sub>p2</sub> este identică cu a curenților de la cele două puncte de defect.

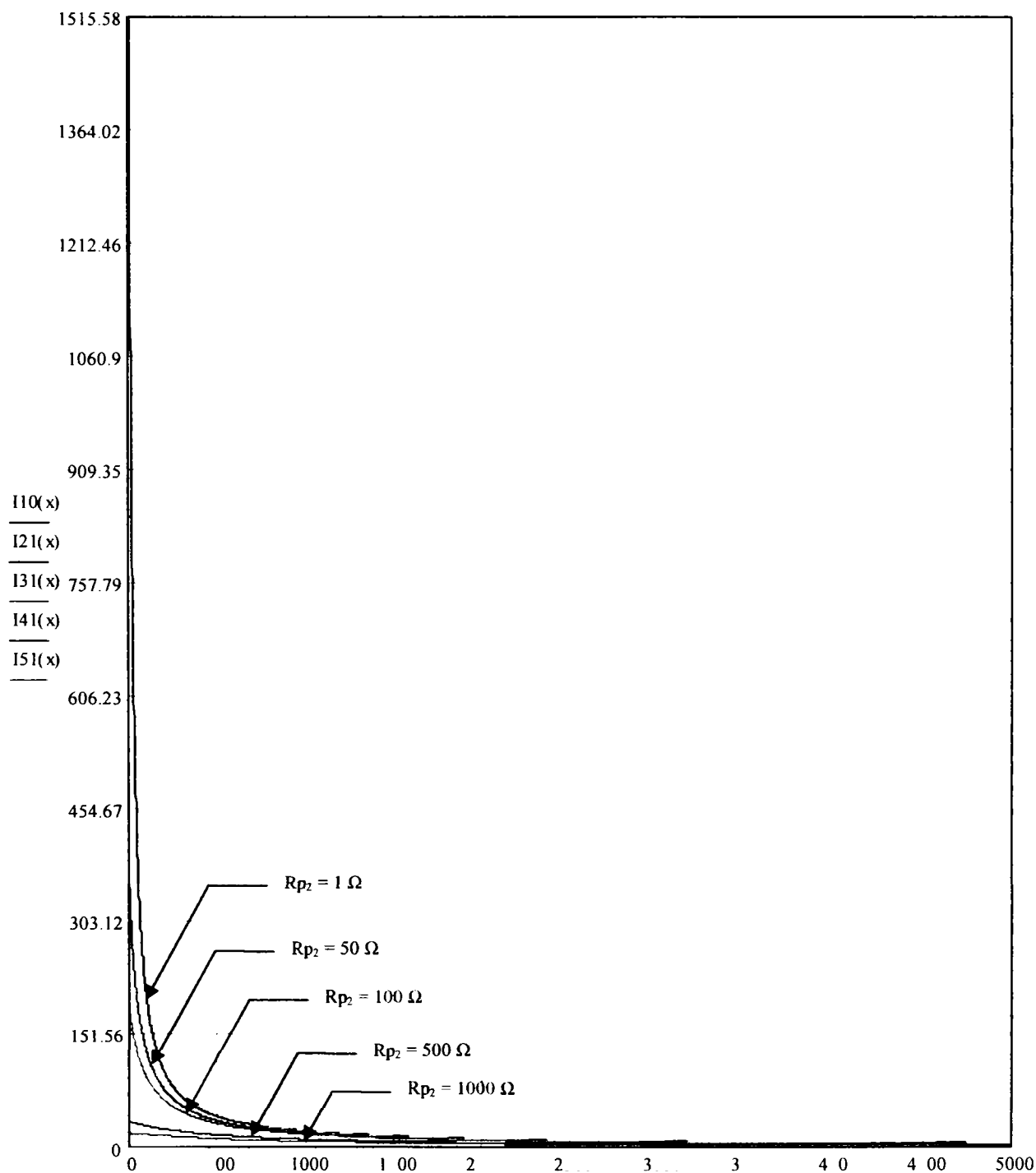


Fig.2.10. Dependența curentului de defect în punctul a<sub>1</sub> funcție de rezistența rezistența R<sub>p1</sub> și rezistența R<sub>p2</sub>. Curentul capacitiv total al liniei de 20 kV este 18 A.



În fig.2.11. se prezintă variația curentului de defect în punctul  $b_1$  funcție de  $R_{p1}$  considerând ca parametru rezistența  $R_{p2}$ . Valoarea maximă a acestui curent pentru cazul considerat este 1528 A. Din fig.2.11. se constată că dependența curentului de defect în punctul  $b_1$  este cu atât mai pronunțată funcție de  $R_{p1}$  cu cât  $R_{p2}$  este de valoare mai scăzută. Dacă  $R_{p2}$  depășește valoarea de  $500 \Omega$  dependența curentului de defect în punctul  $b_1$  funcție de rezistența  $R_{p1}$  este scăzută. De asemenea, se constată că valoarea curentului de defect în punctul  $b_1$  depinde pronunțat de  $R_{p1}$  în intervalul  $0 \dots 1000 \Omega$  și  $R_{p2}$  sub  $500$ .

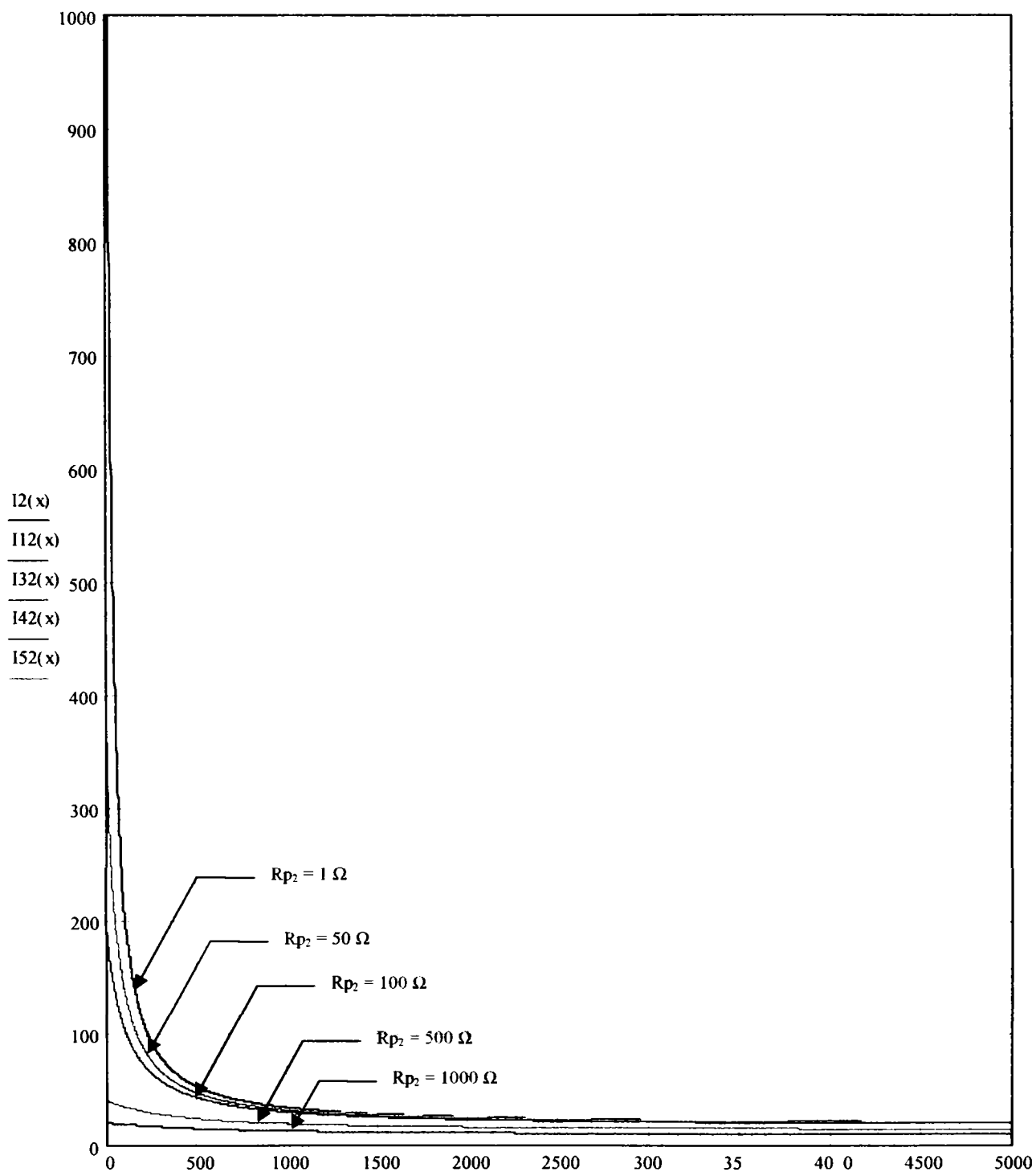


Fig.2.11. Dependența curentului de defect în punctul  $b_1$  și rezistența  $R_{p2}$ . Curentul capacitiv total al liniei de 20 kV este 18 A.

În fig.2.12 se prezintă dependența tensiunii din secundarul filtrului homopolar funcție de rezistența de trecere la locul de defect  $a_1$ ,  $R_{p1}$  și parametru rezistența de trecere la locul de defect  $b_1$ ,  $R_{p2}$ .

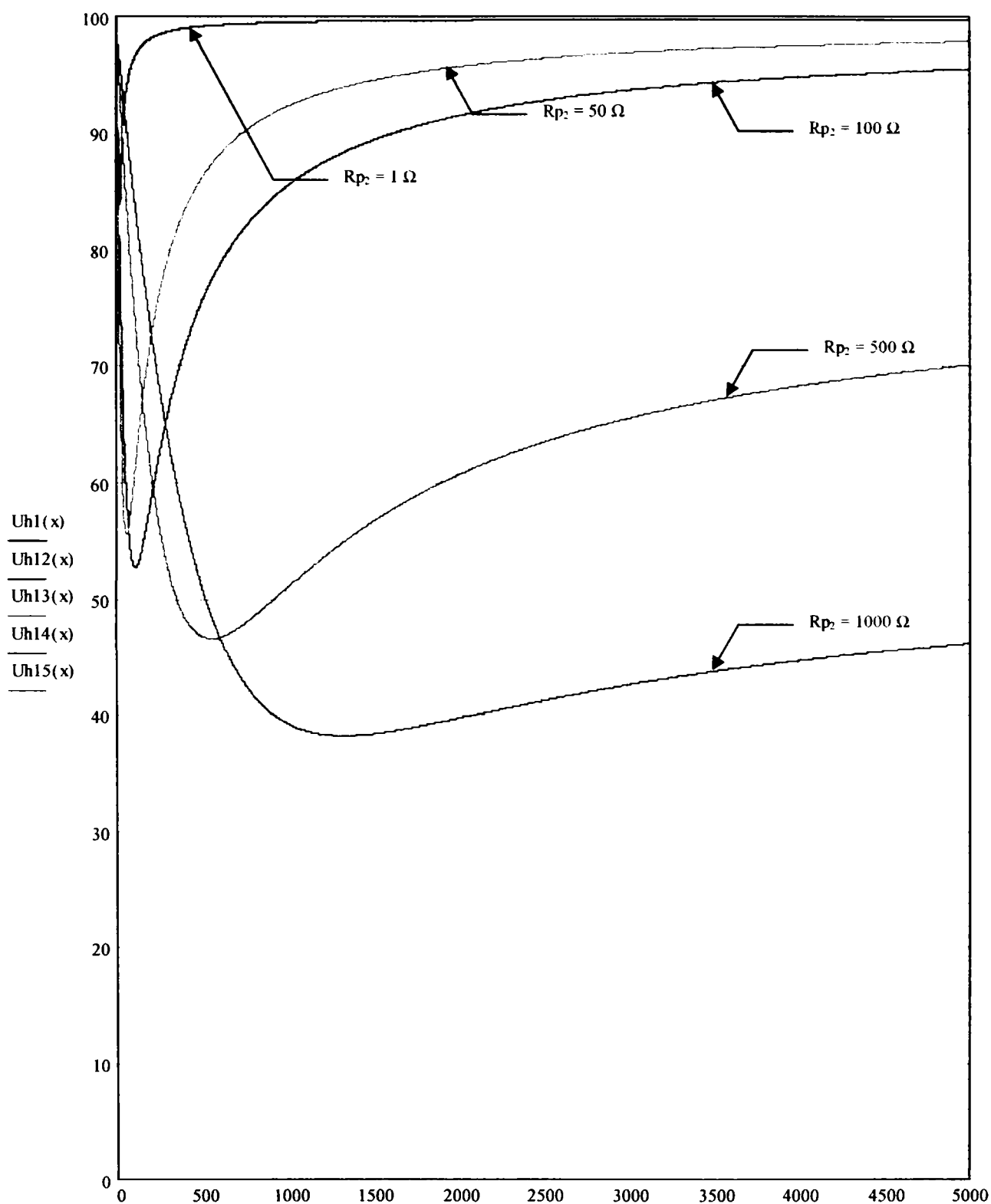


Fig. 2.12. Dependența tensiunii din secundarul filtrului homopolar funcție de  $R_{p1}$  rezistența de trecere în punctul de defect  $a_1$  având ca parametru  $R_{p2}$  rezistența de trecere din punctul de defect  $b_1$

---

Din aceste diagrame rezultă că indiferent de valoarea parametrului  $R_{p2}$  o dată cu creșterea rezistenței  $R_{p1}$  valoarea tensiunii homopolare scade. Valoarea rezistenței  $R_{p1}$  până la care valoarea tensiunii homopolare scade depinde de valoarea rezistenței  $R_{p2}$ . Astfel dacă  $R_{p2} = 1 \Omega$  valoarea tensiunii homopolare scade dacă  $R_{p1}$  variază în intervalul  $0 \dots 10 \Omega$ , dacă  $R_{p2} = 50 \Omega$  valoarea tensiunii homopolare scade când  $R_{p1}$  variază în intervalul  $0 \dots 60 \Omega$ , dacă  $R_{p2} = 100 \Omega$  valoarea tensiunii homopolare scade când  $R_{p1}$  variază în intervalul  $0 \dots 120 \Omega$ , dacă  $R_{p2} = 500 \Omega$  valoarea tensiunii homopolare scade când  $R_{p1}$  variază în intervalul  $0 \dots 550 \Omega$ , dacă  $R_{p2} = 1000 \Omega$  valoarea tensiunii homopolare scade când  $R_{p1}$  variază în intervalul  $0 \dots 1250 \Omega$ . Alina acestor diagrame se justifică prin faptul că atunci când  $R_{p2}$  are o valoare scăzută creșterea rezistenței  $R_{p1}$  face ca dubla punere la pământ să se transforme într-o simplă punere la pământ în punctul  $b_1$  caz în care tensiunea homopolară a barelor de 20 kV din stația de transformare crește. Din acest motiv când  $R_{p2} = 1 \Omega$  și  $R_{p1}$  crește tensiunea din secundarul filtrului homopolar tinde la valoarea de 100 V.

În fig. 2.13. se prezintă dependența curentului capacitiv al rețelei de 20 kV funcție de rezistența  $R_{p1}$ , considerând rezistența  $R_{p2}$  ca parametru. Se constată că alinierea acestor curbe este identică cu cele aferente tensiunii homopolare, ceea ce era de așteptat dacă se are în vedere expresia tensiunii homopolare a barelor de 20 kV din stația de transformare.

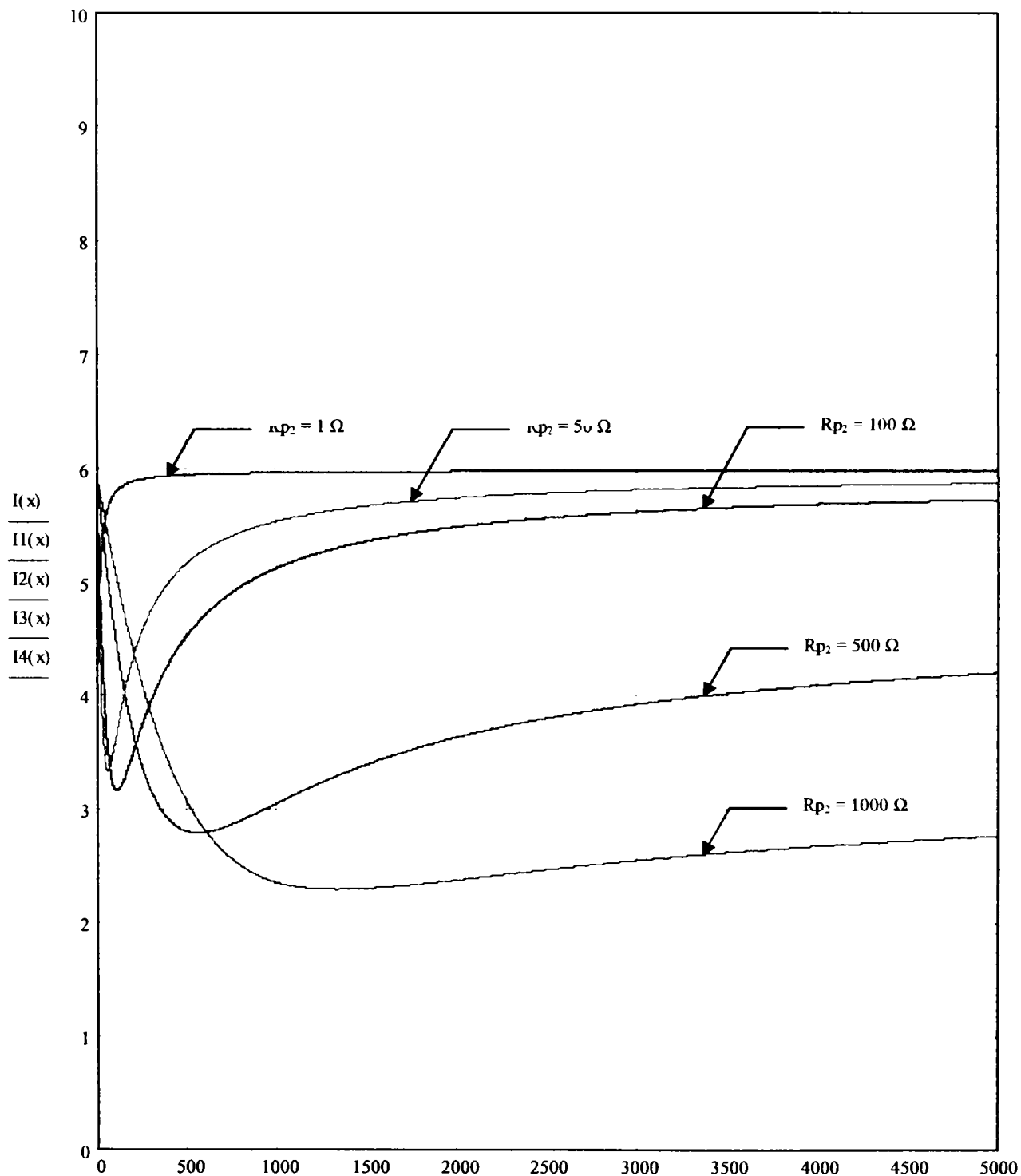


Fig.2.13. Dependența curentului ce se închide prin capacitatea homopolară a liniilor de 20 kV funcție de rezistența  $R_{p1}$  considerând ca parametru rezistența  $R_{p2}$

Dacă se consideră cazul în care rezistențele de trecere la cele două locuri de defect sunt egale  $R_{p1}=R_{p2}$  și variază în intervalul  $0...10000 \Omega$ , dependența curenților la cele două locuri de defect și a curențului capacitiv al rețelei de 20 kV funcție de cele două rezistențe, sunt prezentate în fig.2.14. Valoarea maximă a curenților de defect în punctul a1 este 1561 A, iar a celui din punctul b1 este 1573 A. Curbele ce exprimă dependența celor doi curenți de defect practic se suprapun dacă rezistențele de trecere la cele două locuri de defect aparțin intervalelor  $0...50 \Omega$  și  $700...∞$ .

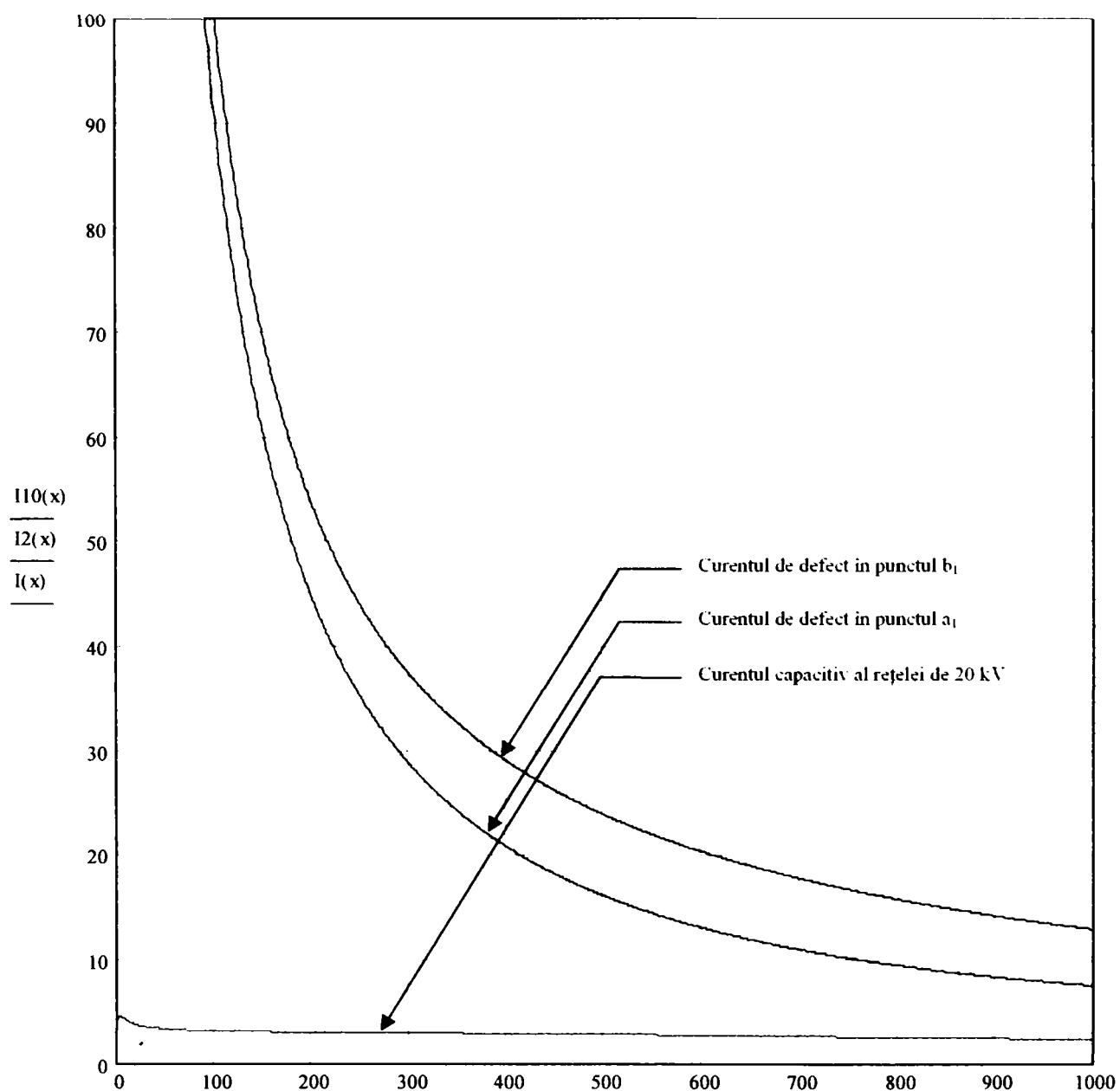


Fig. 2.14. Dependența curenților la cele două locuri de defect și al curențului capacitiv funcție de rezistența de trecere la cele două locuri de defect când  $R_{p1} = R_{p2}$

În fig. 2.15 se prezintă dependența tensiunii homopolare funcție de rezistența de trecere la cele două locuri de defect când acestea sunt egale. Din această diagramă rezultă că în cazul dublei puneri la pământ pentru cazul de rețea de 20 kV considerat valoarea tensiunii din secundarul filtrului homopolar atunci când  $R_{p1}=R_{p2}=0$  este 76 V spre deosebire de o simplă punere la pământ când această tensiune are valoarea de 100 V. Dacă  $R_{p1}=R_{p2} \geq 4000 \Omega$  valoarea tensiunii din secundarul filtrului homopolar scade sub 15 V, iar dacă  $R_{p1}=R_{p2} \geq 6000 \Omega$  valoarea acestei tensiuni scade sub 10V.

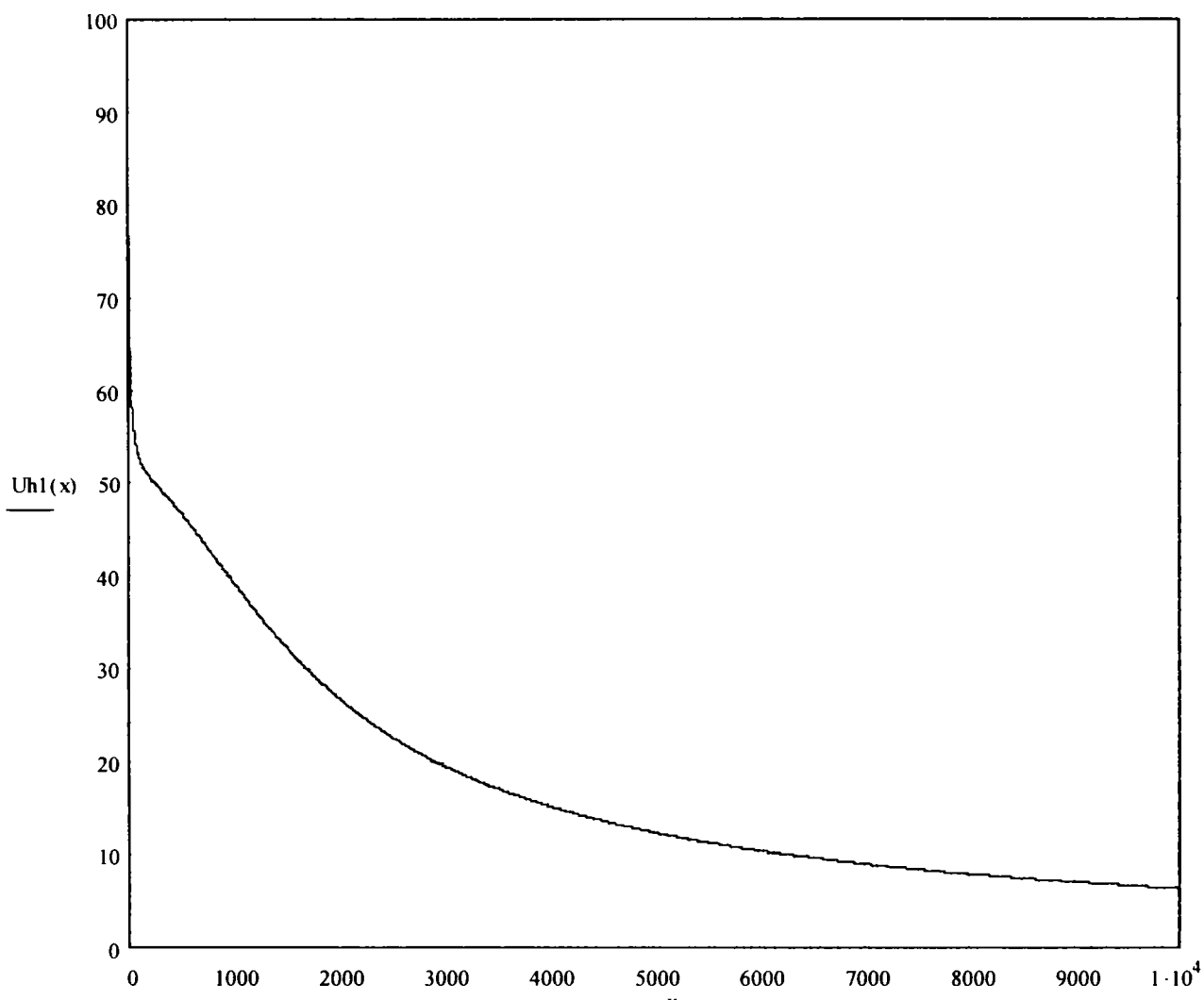


Fig. 2.15. Dependența tensiunii din secundarul filtrului homopolar funcție de rezistența de trecere la cele două locuri de defect când  $R_{p1} = R_{p2}$

Prin urmărirea evoluției curentului de defect în cele două puncte s-au studiat mai multe posibilități urmărindu-se obținerea informațiilor privind regimul cel mai dificil pentru rețea și consumatori, precum și cel mai dificil pentru protecții (rezistență de trecere mare, distanță mare). Aceasta constituie o contribuție teoretică la studiul condițiilor ce se impun protecțiilor.

## CAP 3. STUDIUL REGIMURILOR TRANZITORII PROVOCATE DE SIMPLA PUNERE LA PĂMÂNT ÎN REȚEAUA DE MEDIE TENSIUNE CU NEUTRUL IZOLAT

### 3.1. Prezentare generală

Dintre metodele de analiză asistată de calculator a circuitelor electrice, două sunt în uz curent și anume: metoda variabilelor de stare și metoda potențialelor la noduri [19, 65].

Metoda variabilelor de stare presupune efectuarea unor eliminări, din sistemul inițial de ecuații, astfel încât se obține în final un sistem numai de ecuații diferențiale de ordinul întâi, în care variabilele sunt tensiunile pe condensatoare și curenții din bobine, sau combinații ale acestora. Sistemul de ecuații, astfel obținut, numite și *ecuațiile de stare ale circuitului*, reprezintă setul minim de ecuații care descrie evoluția temporară a circuitului; tensiunile și curenții care intervin în ecuațiile de stare sunt numite *variabilele de stare ale circuitului*. Sistemul ecuațiilor de stare se integrează de regulă prin metode numerice. După obținerea variabilelor de stare, se revine la ecuațiile folosite în etapele de eliminare, pentru a exprima eventual și alte variabile dorite în funcție de variabilele de stare de acum cunoscute. Acest avantaj este însă compensat de un proces de eliminare a variabilelor nedorite destul de laborios, dar care desigur, poate fi preluat de calculator. Sistemul de ecuații rămas, este cel mai redus posibil pentru o rețea dată. După rezolvarea ecuațiilor de stare, este necesară o altă etapă, aceea de a obține variabilele necunoscute pe baza variabilelor de stare.

Metoda potențialelor nodurilor, consideră drept variabile ale circuitului potențialele nodurilor circuitului. Obținerea ecuațiilor pe noduri are loc mai simplu și mai rapid decât obținerea ecuațiilor de stare. După rezolvarea ecuațiilor nodale, avem deja cunoscute potențialele tuturor nodurilor, din care se obțin tensiunile și curenții din laturile circuitului. Față de metoda variabilelor de stare, în metoda analizei nodale sistemul de ecuații de rezolvat este mai mare, dar matricile implicate sunt cu mai multe elemente nule.

Pentru a obține o imagine mai concretă privind modul de funcționare a celor două metode și specificul lor, vom analiza modelul de rețea cu neutrul izolat din figura 3.15.

### 3.2. Metoda variabilelor de stare

#### 3.2.1. Considerații generale

Dacă circuitul are  $n$  noduri și  $l$  elemente de circuit, atunci evident și graful asociat va avea  $n$  noduri și  $l$  laturi. Numărul minim de laturi necesare pentru a lega între ele cele  $n$  noduri este  $n-1$ , ramuri, iar coarboarele,  $l-(n-1)$  corzi.

Să presupunem că s-a selectat un arbore pentru un graf dat. Fiecare coardă adăugată arborelui va forma cu ramurile acestuia o buclă, numită *buclă fundamentală*. La un graf având  $n$  noduri și  $l$  laturi, numărul buclelor fundamentale este deci egal cu al corzilor adică  $0 = l - (n-1)$ . Vom numerota buclele fundamentale, de la 1 la 0, și vom atribui, fiecărei bucle un sens de parcurgere, identic cu sensul corzii care a generat bucla respectivă.

Matricea

$$B = [b_{ij}]$$

unde  $b_{ij} = 1$       dacă latura  $j$  aparține buclei  $i$  și are aceeași orientare ca și bucla,  
 $b_{ij} = -1$       dacă latura  $j$  aparține buclei  $i$  și are orientare opusă buclei,  
 $b_{ij} = 0$       dacă latura  $j$  nu aparține buclei  $i$ ,

este *matricea fundamentală a buclelor* [44].

Cu ajutorul ei, teorema a doua a lui Kirchhoff se scrie astfel:

$$B \cdot u = 0 \tag{3.2}$$



unde  $u = [u_1, u_2, \dots, u_1]^t$  este matricea coloană a tensiunilor laturilor (indicele "t" semnifică operația de transpunere); ordinea liniilor din vectorul  $u$  este aceeași ca ordinea coloanelor din matricea  $B$ . Această relație matricială generează  $1 - n + 1$  ecuații independente în tensiunile laturilor.

În fine, o tăietură fundamentală asociată unui arbore se obține înlăturând o ramură a arborelui și corzile necesare prin care graful se separă în două subgrafuri („insule”) astfel încât să nu existe nici o cale care să lege un nod al primului subgraf de un alt nod al celui de-al doilea subgraf.

Atunci, matricea

$$D = [d_{ij}] \quad (3.3)$$

unde

$$\begin{aligned} d_{ij} &= 1 && \text{dacă latura } j \text{ este în tăietura } i \text{ și are sensul ramurii care a generat tăietura,} \\ d_{ij} &= -1 && \text{dacă latura } j \text{ este în tăietura } i \text{ și are sens opus ramurii care a generat} \\ &&& \text{tăietura,} \\ d_{ij} &= 0 && \text{dacă latura } j \text{ nu este în tăietura,} \end{aligned}$$

se numește *matricea fundamentală a tăieturilor*. Matricea este de dimensiune  $(n - 1) \times 1$ .

Cu ajutorul ei, teorema I-a a lui Kirchhoff se scrie:

$$D \cdot i = 0 \quad (3.4)$$

unde laturile care corespund liniilor matricii coloană a curenților laturilor,  $i = [i_1, i_2, \dots, i_1]^t$ , apar în aceeași ordine ca în coloanele matricii  $D$ .

Dacă ordonăm coloanele matricii  $B$  astfel încât primele  $n - 1$  să corespundă ramurilor arborelui iar următoarele  $1 - n + 1$ , corzilor coarborelui, se poate face partiționarea ei astfel [2]:

$$B = [B_T \ 1] \quad (3.5)$$

unde coloanele lui  $B_T$  se referă la ramuri, iar coloanele matricii identitate, la corzi.

În mod similar

$$D = [1 \ D_\Lambda] \quad (3.6)$$

coloanele matricii  $D_\Lambda$  corespunzând corzilor. Între matricile  $B_T$  și  $D_\Lambda$  există relația [2]

$$B_T = -D_\Lambda^t \quad (3.7)$$

indicele superior  $t$  simbolizând din nou operația de transpunere. Cunoscând deci matricea  $B$  se obține matricea  $D$  și reciproc.

### 3.2.2. Formularea ecuațiilor de stare pentru rețele RLC liniare

Ne vom referi la rețele formate din surse independente de tensiune și/sau curent, rezistoare, bobine (eventual cuplate magnetic) și condensatoare. Presupunem că nu există bucle formate din surse independente de tensiune, respectiv tăieturi formate din surse independente de curent. Rețeaua poate conține  $n_c$  bucle formate numai din condensatoare, sau condensatoare și surse independente de tensiune, respectiv  $n_L$  tăieturi formate numai din bobine sau bobine și surse independente de curent.

Dacă  $n_{LC}$  este numărul total de bobine și condensatoare, atunci numărul variabilelor de stare independente este  $n_{LC} - n_c - n_L$ ; acest număr reprezintă *ordinul de complexitate* al rețelei. Esența metodei variabilelor de stare constă în a obține un set de ecuații diferențiale de ordinul întâi, de dimensiune  $n_{LC} - n_c - n_L$ , cuprinzând variabilele de stare. Întrucât numărul total de ecuații al unui circuit este  $2l$  ( $l$  relații provenind din teoremele lui Kirchhoff, iar  $l$  reprezentând relațiile consecutive ale laturilor), procedura de eliminare a  $2l - (n_{LC} - n_c - n_L)$  relații nu este chiar banală. Algoritmul după care are loc această eliminare va fi schițat în continuare [18].

1. Se selectează un arbore  $T$  care conține toate sursele independente de tensiune, nici o sursă independentă de curent, cât de multe condensatoare, cât de puține bobine. Un astfel de arbore se numește arbore normal.

2. Se scriu teoremele lui Kirchhoff:

$$\begin{aligned} D i &= 0 \\ B u &= 0 \end{aligned} \quad (3.8)$$

unde matricile  $u$  și  $i$  sunt partiționate astfel:

$$\begin{aligned} i &= [i_{ET} \quad i_{CT} \quad i_{RT} \quad i_{LT} \quad i_{JA} \quad i_{LA} \quad i_{RA} \quad i_{CA}] \\ u &= [u_{ET} \quad u_{CT} \quad u_{RT} \quad u_{AT} \quad u_{JA} \quad u_{LA} \quad u_{RA} \quad u_{CA}] \end{aligned} \quad (3.9)$$

Indicii T și  $\Lambda$  se referă la ramurile arborelui, respectiv corzile coarborelui, iar E, C, R, L, J la laturile conținând surse independente de tensiune, condensatoare, rezistoare, bobine, respectiv surse independente de curent.

Matricea D este partiționată astfel :

$$D = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & F_{11} & F_{12} & F_{13} & F_{14} \\ 0 & 1 & 0 & 0 & F_{21} & F_{22} & F_{23} & F_{24} \\ 0 & 0 & 1 & 0 & F_{31} & F_{32} & F_{33} & F_{34} \\ 0 & 0 & 0 & 1 & F_{41} & F_{42} & F_{43} & F_{44} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Ordinea laturilor care intervin în submatricile care formează un rând este aceeași cu a laturilor care intervin în submatricile care formează coloana matricilor  $i$  și  $u$ , adică ramuri care conțin surse de tensiune ( $E_T$ ), ramuri cu condensatoare ( $C_T$ ), ramuri cu rezistoare ( $R_T$ ), ramuri cu bobine ( $L_T$ ), corzi cu surse independente de curent ( $J_\Lambda$ ), corzi cu bobine ( $L_\Lambda$ ), corzi cu rezistoare ( $R_\Lambda$ ) și în final, corzi cu condensatoare ( $C_\Lambda$ ).

Ținând cont de relația  $B_T = -D_\Lambda^t$  rezultă :

$$B = \begin{bmatrix} -F'_{11} & -F'_{21} & -F'_{31} & -F'_{41} & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -F'_{12} & -F'_{22} & -F'_{32} & -F'_{42} & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -F'_{13} & -F'_{23} & -F'_{33} & -F'_{43} & 0 & 0 & 1 & 0 \\ -F'_{14} & -F'_{24} & -F'_{34} & -F'_{44} & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Din modul de construcție al arborelui normal rezultă:

$$F_{34} = F_{43} = F_{44} = 0, \quad F'_{43} = F'_{34} = F'_{44} = 0.$$

3. Se scriu relațiile constitutive ale elementelor de circuit

- pentru laturile cu rezistoare :

$$\begin{aligned} u_{RT} &= R_T i_{RT} & \text{sau} & & i_{RT} &= G_T u_{RT} \\ i_{RA} &= G_\Lambda u_{RA} & & & u_{RA} &= R_\Lambda i_{RA} \end{aligned} \quad (3.12a)$$

- pentru laturile cu condensatoare:

$$\begin{bmatrix} i_{CT} \\ i_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_T & 0 \\ 0 & C_\Lambda \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} u_{CT} \\ u_{CA} \end{bmatrix} \quad (3.12b)$$

- pentru ramurile cu inductivități:

$$\begin{bmatrix} u_{NT} \\ U_{L\Lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{TT} & L_{T\Lambda} \\ L_{NT} & L_{\Lambda\Lambda} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{LT} \\ i_{L\Lambda} \end{bmatrix} \quad (3.12c)$$

4. Din ecuațiile (3.8) și (3.12) se elimină toate variabilele, mai puțin  $u_{CT}$ ,  $i_{L\Lambda}$ ,  $u_{ET}$  și  $i_{J\Lambda}$ :

a) se exprimă  $i_{CT}$  în funcție de curenții corzilor, iar  $u_{L\Lambda}$  în funcție de tensiunile ramurilor;

b) se exprimă  $i_{LT}$  în funcție de  $i_{L\Lambda}$  și  $i_{J\Lambda}$ , iar  $u_{CA}$  în funcție de  $u_{CT}$  și  $u_{ET}$ ;

c) se exprimă  $u_{LT}$  în funcție de  $di_{J\Lambda}/dt$  și  $di_{L\Lambda}/dt$ , iar  $i_{CA}$  în funcție de  $du_{ET}/dt$  și  $du_{CT}/dt$ ;

d) se exprimă  $u_{RT}$  în funcție de  $u_{ET}$ ,  $u_{CT}$ ,  $i_{J\Lambda}$ ,  $i_{L\Lambda}$ ; analog pentru  $i_{RA}$ ;

e) din relațiile (3.12b) și (3.12c) se rețin prima linie, respectiv a doua, obținându-se:

$$\begin{bmatrix} C_T & 0 \\ 0 & L_{\Lambda\Lambda} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} u_{CT} \\ i_{L\Lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{CT} \\ u_{L\Lambda} - L_{NT} \frac{di_{LT}}{dt} \end{bmatrix}$$

Înlocuind aici  $i_{CT}$ ,  $u_{L\Lambda}$  și  $i_{LT}$  prin expresiile obținute anterior, obținem în final sistemul ecuațiilor de stare:

$$M \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} u_{CT} \\ i_{L\Lambda} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} u_{CT} \\ i_{L\Lambda} \end{bmatrix} + B \begin{bmatrix} u_{ET} \\ i_{J\Lambda} \end{bmatrix} + B_1 \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} u_{ET} \\ i_{L\Lambda} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

unde

$$M = \begin{bmatrix} (C_T + F_{24} C_{\Lambda} F'_{24}) & 0 \\ 0 & (L_{\Lambda\Lambda} - F'_{42} L_{T\Lambda} - L_{NT} F_{42} + F'_{42} L_{TT} F_{42}) \end{bmatrix}$$

$$A = \begin{bmatrix} (-F_{23} R^{-1} F'_{23}) & (-F_{22} + F_{23} R^{-1} F'_{33} R_T F_{32}) \\ (F'_{22} - F'_{32} G^{-1} F_{33} G_{\Lambda} F'_{23}) & (-F'_{32} G^{-1} F_{32}) \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} (-F_{23} R^{-1} F'_{13}) & (-F_{21} + F_{23} R^{-1} F'_{33} R_T F_{31}) \\ (F'_{12} - F'_{32} G^{-1} F_{33} G_{\Lambda} F'_{13}) & (-F'_{32} G^{-1} F_{31}) \end{bmatrix}$$

$$B_1 = \begin{bmatrix} (-F_{24} C_{\Lambda} F'_{14}) & 0 \\ 0 & (-F'_{42} L_{TT} F_{41} + L_{NT} F_{41}) \end{bmatrix}$$

unde s-a notat

$$R = R_{\Lambda} + F'_{33} R_T F_{33} \quad \text{și}$$

$$G = G_T + F_{33} G_{\Lambda} F'_{33}$$

Făcând schimbarea de variabilă

$$\begin{bmatrix} \hat{u}_{CT} \\ \hat{i}_{LA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{CT} \\ i_{LA} \end{bmatrix} - M^{-1} B_1 \begin{bmatrix} u_{ET} \\ i_{JA} \end{bmatrix}$$

ecuațiile (3.13) ajung în forma normală

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \hat{u}_{CT} \\ \hat{i}_{CA} \end{bmatrix} = M^{-1} A \begin{bmatrix} \hat{u}_{CT} \\ \hat{i}_{CA} \end{bmatrix} + M^{-1} (B + AM^{-1} B_1) \begin{bmatrix} u_{ET} \\ i_{JA} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Acest sistem de ecuații diferențiale liniare de ordinul întâi se rezolvă printr-un procedeu numeric, de regulă bazat pe algoritmul Runge-Kutta, disponibil în toate pachetele de soft matematic și cu o convergență bine controlată.

După rezolvarea sistemului, dispunem de tensiunile condensatoarelor din ramuri  $u_{CT}$ , și de curenții bobinelor din corzi,  $i_{LA}$ . Apoi, parcurgând etapa de eliminare în sens invers, se obțin rând pe rând și ceilalți curenți respectiv celelalte tensiuni necunoscute.

Din prezentarea făcută rezultă că modificări ale valorilor parametrilor de circuit ( $R$ ,  $L$ ,  $C$ ,  $M$ ) lasă submatricile topologice  $F_{ij}$  nemodificate, reflectându-se doar prin modificări ale submatricilor constitutive  $R_T$ ,  $R_A$ ,  $L_{TT}$ , .... . Aceasta conduce la recalcularea matricilor  $M$ ,  $A$ ,  $B$ ,  $B_1$ . Dacă apar modificări ale topologiei schemei, prin adăugarea de noi elemente de circuit sau eliminarea unora deja prezente, este afectată în general structura arborelui normal, necesitând alegerea unuia nou. Atunci se modifică nu numai matricile topologice  $F_{ij}$  dar și matricile  $R_T$ ,  $R_A$ ,  $L_{TT}$ , ... datorită unei posibile redistribuiri a elementelor de circuit pe ramuri și corzi. Datorită modului oarecum complicat în care se reflectă modificările făcute schemei, în special în cazul rețelelor mari, eficiența metodei variabilelor de stare, comparată cu metoda analizei nodale, este discutabilă.

### 3.2.3. Formularea ecuațiilor de stare pentru o rețea

Aplicarea metodei variabilelor de stare la o rețea trifazată va fi rezolvat prin scrierea ecuațiilor de stare, datorită inaccesibilității autorilor la un soft corespunzător.

Schema electrică a rețelei în cauză și graful acestui circuit sunt prezentate în fig.3.1., în care arborele normal selectat este desenat cu linie continuă, iar coarborele, cu linie întreruptă.

Cifrele încercuite reprezintă numerotarea nodurilor, iar cele neîncercuite, numerotarea laturilor. S-a respectat ordinea de numerotare a laturilor din subcap.3.2, adică, mai întâi ramurile cu surse independente de tensiune, apoi cele cu capacități, rezistențe, inductivități; în continuare, corzile cu surse independente de curent, cele cu inductivități, rezistențe, capacități. Din acest motiv, indicii laturilor grafului nu corespund cu indicii elementelor din laturile corespunzătoare ale schemei circuitului. De asemenea, s-a introdus, din motive de construcție a matricilor, o sursă de curent fictivă, de valoare nulă, între nodurile 7 și 0 (latura 17 în fig.3.1.)

Graful conține 6 laturi capacitive, 3 laturi inductive  $n_{LC} = 9$ , 3 bucle capacitive ( $n_C = 3$ ), 1 tăietură inductivă ( $n_L = 1$ ). Ordinul de complexitate al circuitului, și deci și numărul variabilelor de stare independente, este  $n_{LC} - n_C - n_L = 5$ .

Valorile numerice ale parametrilor elementelor de circuit, numerotate în ordinea laturilor grafului, sunt:

$$\begin{aligned} C_{11} = C_{12} &= 0,24\mu\text{F}; C_5 = 0,75\mu\text{F}; \\ R_7 = R_8 = R_9 &= 0,1\Omega; L_{14} = 6,7\text{mH}; \\ L_{13} = L_{15} &= 6,7\text{mH}; R_{16} = 1\Omega; C_{10} = 0,24\mu\text{F} \\ C_6 = C_4 &= 0,75\mu\text{F}. \end{aligned}$$

Vectorii tensiune, respectiv curent, corespunzător surselor independente, sunt:

$$u_E = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \quad (3.15) \quad i_j = [i_{17}] \quad (3.16)$$

unde

$$\begin{aligned} u_1 &= 16330 \sin 100\pi [V] \\ u_2 &= 16330 \sin(100\pi - 2\pi/3) [V] \\ u_3 &= 16330 \sin(100\pi - \pi/3) [V] \\ i_{17} &= 0 \end{aligned}$$

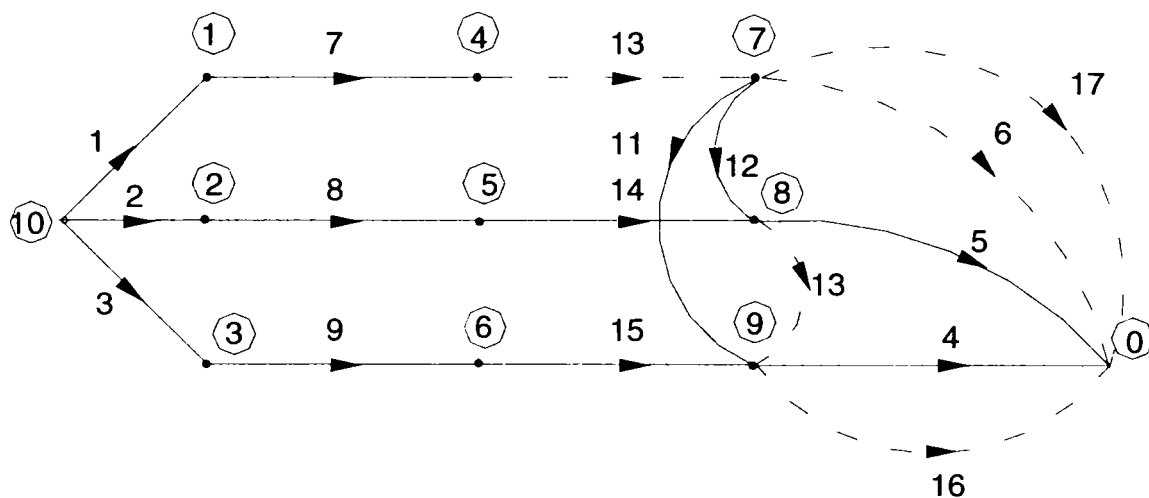
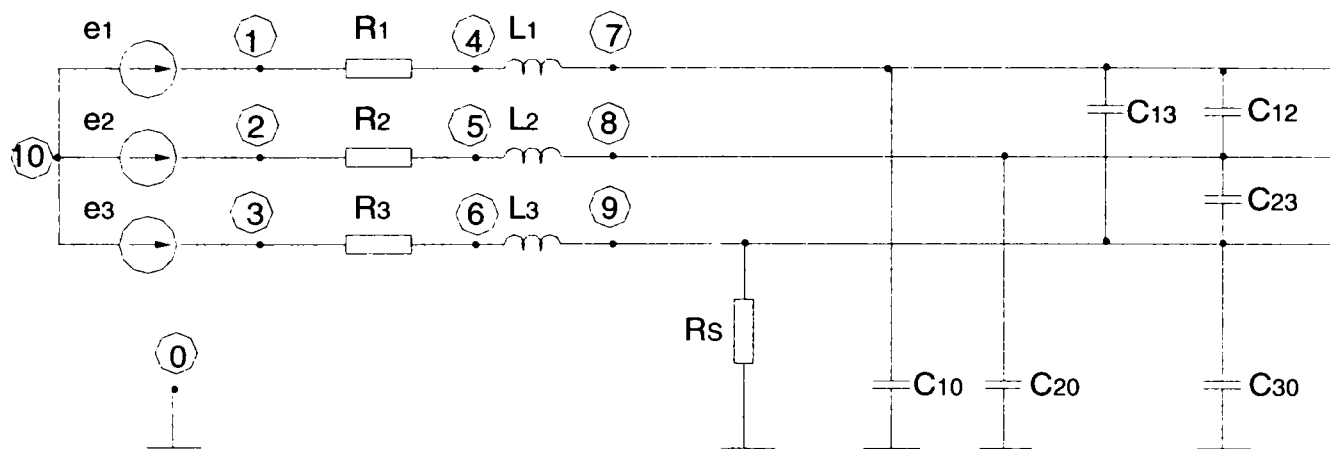


Fig.3.1 Schema electrică a rețelei și graful circuitului

Matricile elementelor de circuit sunt:

$$R_T = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 \\ 0 & R_2 & 0 \\ 0 & 0 & R_3 \end{bmatrix}; \quad R_\Lambda = [R_S]$$

$$C_T = \begin{bmatrix} C_{12} & 0 & 0 \\ 0 & C_{23} & 0 \\ 0 & 0 & C_{20} \end{bmatrix}; \quad C_\Lambda = \begin{bmatrix} C_{13} & 0 & 0 \\ 0 & C_{10} & 0 \\ 0 & 0 & C_{30} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$L_{TT} = [L_2]; \quad L_{\Lambda\Lambda} = \begin{bmatrix} L_1 & 0 \\ 0 & L_3 \end{bmatrix}$$

$$L_{T\Lambda} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad L_{\Lambda T} = [0 \ 0]$$

Submatricile  $L_{T\Lambda}$  și  $L_{\Lambda T}$  sunt nule deoarece bobinele nu sunt cuplate magnetic.

Matricea fundamentală a buclelor  $B$  se obține după regula din subcap.3.2 (rel.3.1); coloanele ei sunt ordonate în ordinea crescătoare a laturilor, iar liniile, în ordinea crescătoare a corzilor. Identificând matricea astfel obținută cu partiționarea din rel.(3.11), se obțin următoarele submatrici topologice:

$$\begin{aligned} -F'_{11} &= [0]_{1 \times 3}; & -F'_{21} &= [-1 \ 0 \ -1]; \\ -F'_{31} &= [0]_{1 \times 3}; & -F'_{41} &= [0]; \\ -F'_{12} &= \begin{bmatrix} +1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & +1 \end{bmatrix}; & -F'_{22} &= \begin{bmatrix} +1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}; \\ -F'_{32} &= \begin{bmatrix} +1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & +1 \end{bmatrix}; & -F'_{42} &= \begin{bmatrix} -1 \\ -1 \end{bmatrix}; \\ -F'_{13} &= [0]_{1 \times 3}; & -F'_{23} &= [0 \ +1 \ +1]; \\ -F'_{33} &= [0]_{1 \times 3}; & -F'_{43} &= [0]; \\ -F'_{14} &= [0]_{3 \times 3}; & -F'_{24} &= \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 \\ -1 & 0 & -1 \\ 0 & +1 & -1 \end{bmatrix}; \\ -F'_{34} &= [0]_{3 \times 3}; & -F'_{44} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}; \\ F_{11} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}_{3 \times 1}; & F_{21} &= \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}; & F_{31} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}; & F_{41} &= [0]; \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned}
F_{12} &= \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & 1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}; & F_{22} &= \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}; & F_{32} &= \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & 1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}; \\
F_{42} &= [1 \ 1]; \\
F_{13} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}; & F_{23} &= \begin{bmatrix} 0 \\ -1 \\ 1 \end{bmatrix}; & F_{33} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}; & F_{43} &= [0]; & (3.19)
\end{aligned}$$

$$F_{14} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad F_{24} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}; \quad F_{34} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad F_{44} = [0 \ 0 \ 0];$$

Urmează acum calculul matricilor  $M$ ,  $A$ ,  $B$ ,  $B_1$  care intervin în sistemul (3.13), respectiv transformarea la forma (3.14), obținându-se în final sistemul:

$$\begin{aligned}
\frac{du_{11}}{dt} &= 10^5 (9,04.u_{11} - 9,04.u_{12} + 9,04.u_5 + 9,04.i_{13} \cdot 10^{-4} - 4,52.i_{15} \cdot 10^{-4}) ; \\
\frac{du_{12}}{dt} &= 10^{-5} (-13,56.u_{12} + 13,56.u_{13} + 4,52.i_{13} \cdot 10^{-4} - 9,04.i_{15} \cdot 10^{-4}) ; \\
\frac{du_5}{dt} &= 10^{-5} (28,38.u_{12} - 28,38.u_{13} - 4,52.i_{13} \cdot 10^{-4} + 23,86.i_{15} \cdot 10^{-4}) ; & (3.20) \\
\frac{di_{13}}{dt} &= 10^{-5} (4,52.u_{12} - 18,08.i_{13} \cdot 10^{-4} - 9,04.i_{15} \cdot 10^{-4}) ; \\
\frac{di_{15}}{dt} &= 10^{-5} (4,52.u_{11} + 9,04.u_{12} - 4,52.i_{15} \cdot 10^{-4}) ;
\end{aligned}$$

Rezolvarea acestui sistem de cinci ecuații diferențiale liniare, de ordinul întâi, se poate face, de exemplu, în MatLab, care are subprogramul ODE23 pentru rezolvarea, prin metoda Runge-Kutta, a acestui tip de ecuații.

În exemplul considerat, rezistorul  $R_{16}$  simulează rezistența de trecere la locul unde apare o punere la pământ accidentală a uneia din fazele liniei. Solverul ODE23 cere, așa cum este și normal, condițiile inițiale, adică valorile celor opt variabile de stare în momentul apariției defectului. Pentru obținerea acestor condiții inițiale se atribuie rezistenței  $R_{16}$  o valoare arbitrară dar suficient de mare pentru a putea neglija curentul prin ea; aceasta ar corespunde regimului normal, anterior punerii la pământ. Se recalculează matricile elementare în care apare  $R_{16}$ , adică  $R_\Lambda$  și  $G_\Lambda$ , apoi  $R$  și  $G$  și în final, matricile  $A$  și  $B$ . Sistemul de ecuații de stare astfel obținut, se înregistrează în condiții inițiale nule, pe un interval de timp suficient de lung pentru a putea considera că circuitul ajunge în regim permanent.

Valorile variabilelor de stare obținute la sfârșitul acestui interval vor deveni condiții inițiale pentru următorul interval de timp, declanșat de apariția defectului, respectiv cu valoarea redusă a lui  $R_{16}$ .



### 3.2.4. Utilizarea programului MatLab Simulink

Modelul de circuit cu care a fost echivalată rețeaua [44,81.107], și care conține datele de intrare în simulatorul MatLab Simulink, este reprezentat în fig.3.3. Sursele  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $V_3$ , și parametrii  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$ ,  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$  simulează transformatorul de 16 MVA; condensatoarele  $C_{10}$ ,  $C_{20}$ ,  $C_{30}$  țin cont de capacitățile față de pământ ale liniei;  $C_{12}$ ,  $C_{23}$ ,  $C_{31}$  țin cont de capacitățile dintre conductoarele de fază,  $R_{c1}$ ,  $R_{c2}$ ,  $R_{c3}$ ,  $L_{c1}$ ,  $L_{c2}$ ,  $L_{c3}$  simulează parametrii liniei electrice;  $S1$ ,  $S2$ ,  $S3$  reprezintă întrerupătorul trifazat care cuplează transformatorul la barele stației de transformare;  $S$  reprezintă contactorul cu care se simulează punerea la pământ a unuia din conductoarele liniei; Închiderea contactoarelor este comandată la momente precise de timp. Secvența de închidere a comutatoarelor este următoarea:

1<sup>0</sup>. La momentul  $t = 0$  se închid contactoarele  $S1$ ,  $S2$ ,  $S3$ ;

2<sup>0</sup>. După cca 200 ms (deci 10 perioade), timp în care regimul sistemului a devenit permanent, se închide contactorul  $S$ , simulându-se o punere la pământ a fazei respective;

Pentru studierea regimului tranzitoriu cu ajutorul programului Simulink care folosește metoda variabilelor de stare a fost parametrizată rețeaua din figura . Parametrii acestei rețele au fost:

$$R_1 = R_2 = R_3 = 0,2\Omega; \quad L_1 = L_2 = L_3 = 8,6 \text{ mH}$$

$$R_{c1} = R_{c2} = R_{c3} = 15\Omega; \quad L_{c1} = L_{c2} = L_{c3} = 17,4 \text{ mH}$$

$$C_{12} = C_{23} = C_{31} = 0,44 \mu\text{F}$$

$$C_{10} = C_{20} = C_{30} = 0,35 \mu\text{F}$$

Rezultatele obținute sunt prezentate sub formă de oscilograme în fig.3.4....3.11. Pentru fiecare caz considerat sunt două oscilograme. În prima se prezintă variația în timp pe durata regimului tranzitoriu a curenților de fază și defect, iar în cea de-a doua oscilogramă se prezintă variația în timp pe durata regimului tranzitoriu, a tensiunilor de fază.

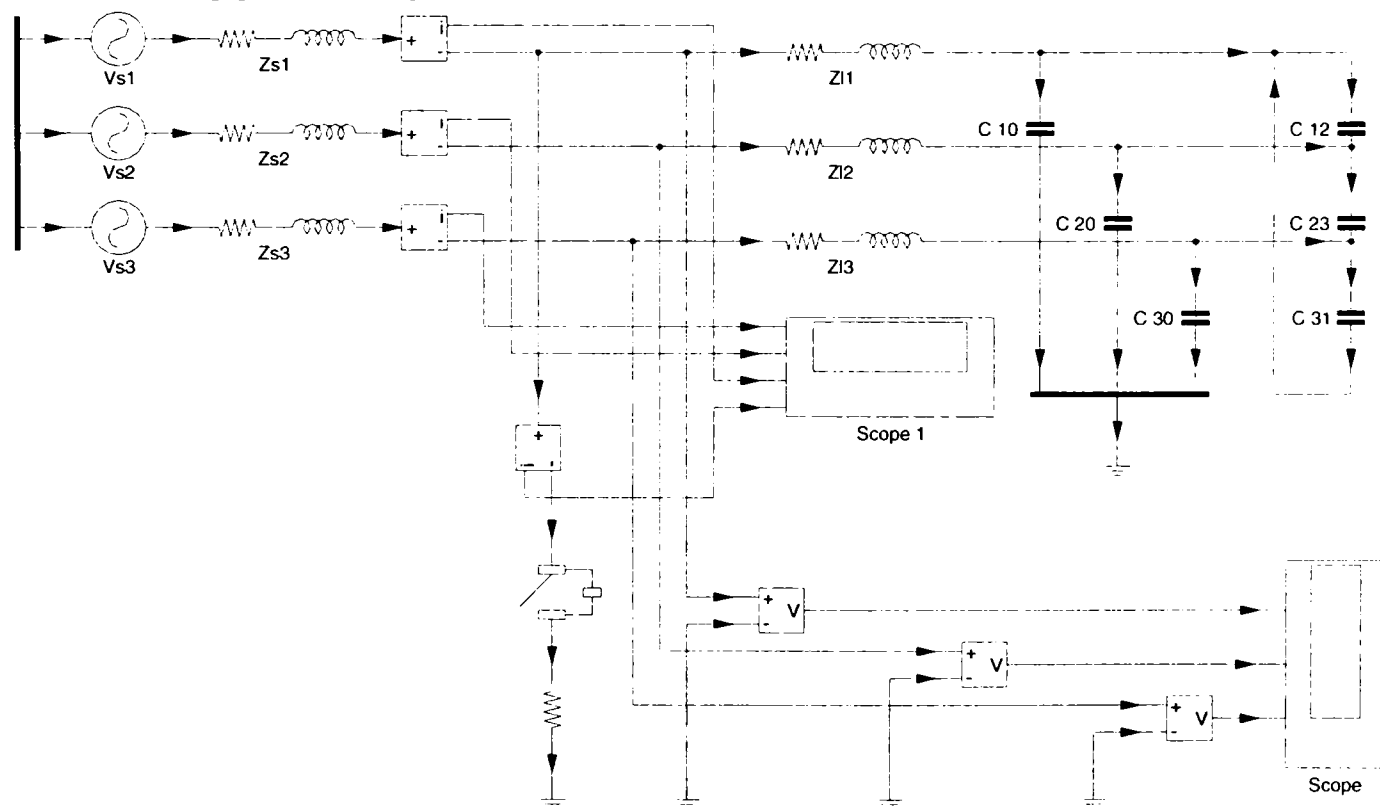


Fig.3.3. Schema de simulare în programul Matlab – Simulink a regimului tranzitoriu provocat de o simplă punere la pământ.

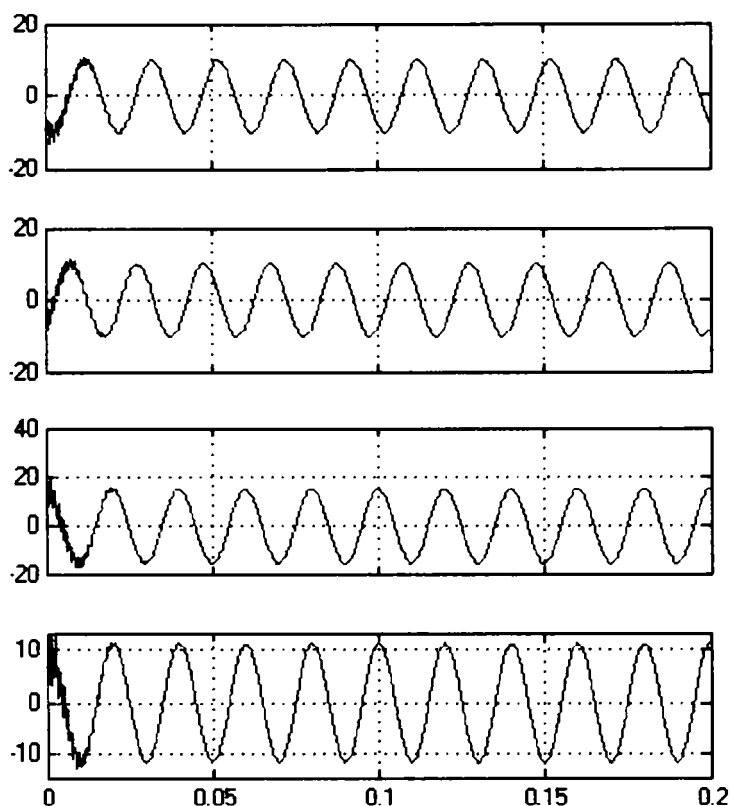


Fig. 3.4. Curenții fazelor T,S,R și curentul de defect pentru rezistența de trecere  $R_t = 1\Omega$

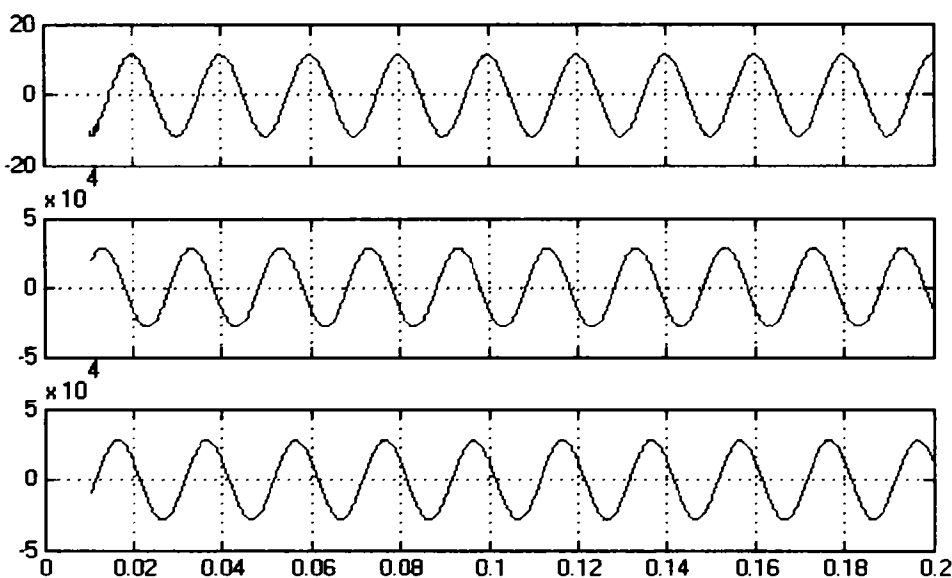


Fig.3.5. Tensiunile fazelor R,S,T, pentru rezistență de arc  $R_t = 1\Omega$ .

În fig.3.4., 3.5. se prezintă oscilogrammele obținute pentru cazul când curentul capacitiv al rețelei este 10A, rezistența de trecere  $R_t = 1\Omega$ , rețeaua cu neutrul izolat. Tensiunea maximă pe durata regimului tranzitoriu este aproximativ 30.000 V și este egală cu cea din regim stabilizat. Deci componenta aperiodică practic nu se manifestă. Creșterea tensiunii față de cazul când defectul nu există este de  $\sqrt{3}$  ori. Tensiunea fazei R( cu defect) este de 9,2 V valoare efectivă, respectiv 13 V valoare maximă. Tensiunea celor două faze fără defect este practic aceeași. Adică se poate accepta că soluția a ajuns la tensiunea de fază, deci tensiunea ce se aplică fazelor fără defect este egală cu cea de linie. Acest rezultat este în concordanță cu ceea ce se specifică în literatura de specialitate.

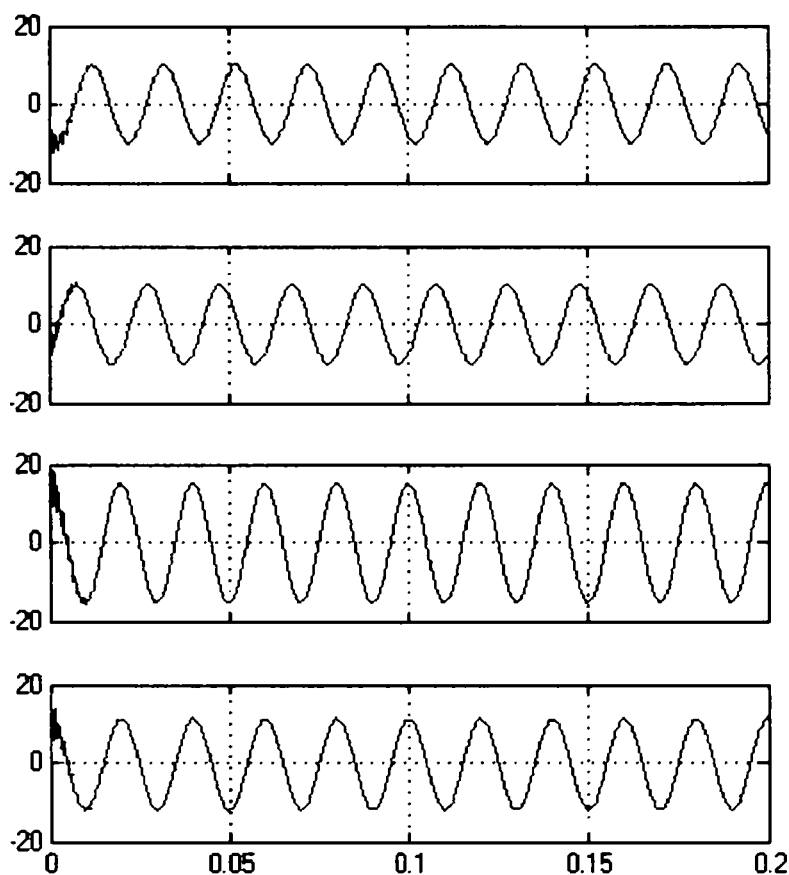


Fig. 3.6. Curenții fazelor T,S,R și curentul de defect pentru rezistența de trecere  $R_t = 10\Omega$

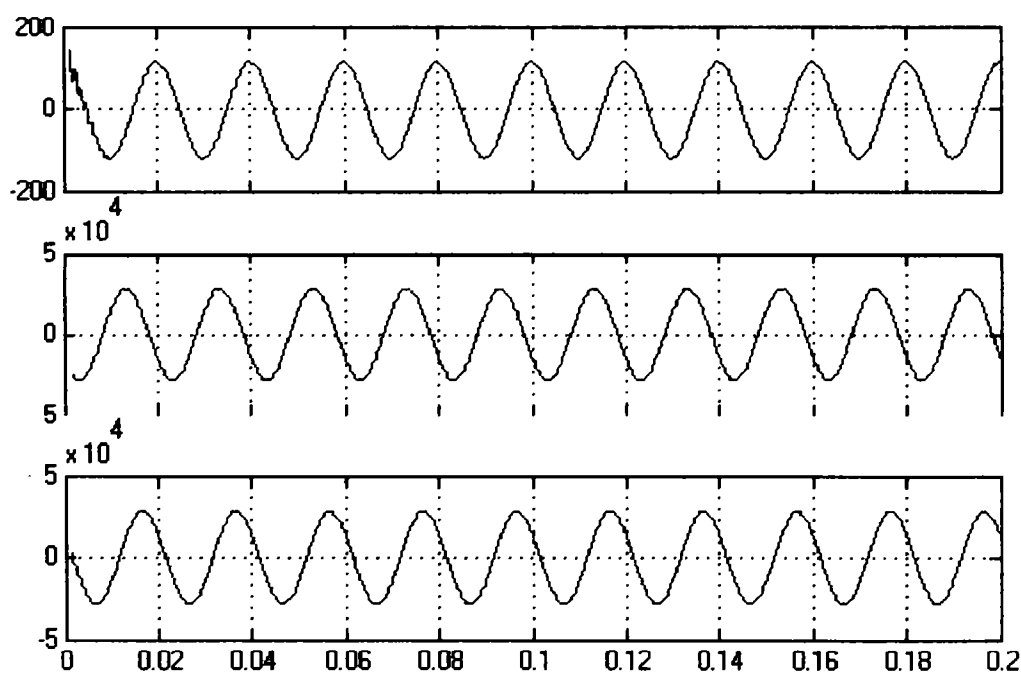


Fig.3.7. Tensiunile fazelor R,S,T, pentru rezistență de arc  $R_t = 10\Omega$ .

În fig.3.6., 3.7. s-au prezentat oscilogrammele obținute în aceleași condiții ca în figura 3.4. și 3.5., dar rezistența de trecere la locul de defect este  $R_t = 10\Omega$ . Se constată că din punct de vedere al tensiunilor pe fazele fără defect situația este practic identică cu cea din cazul precedent. Tensiunea fazei cu defect (R) crește la 88,4 V valoare efectivă, respectiv 125 V valoare maximă.

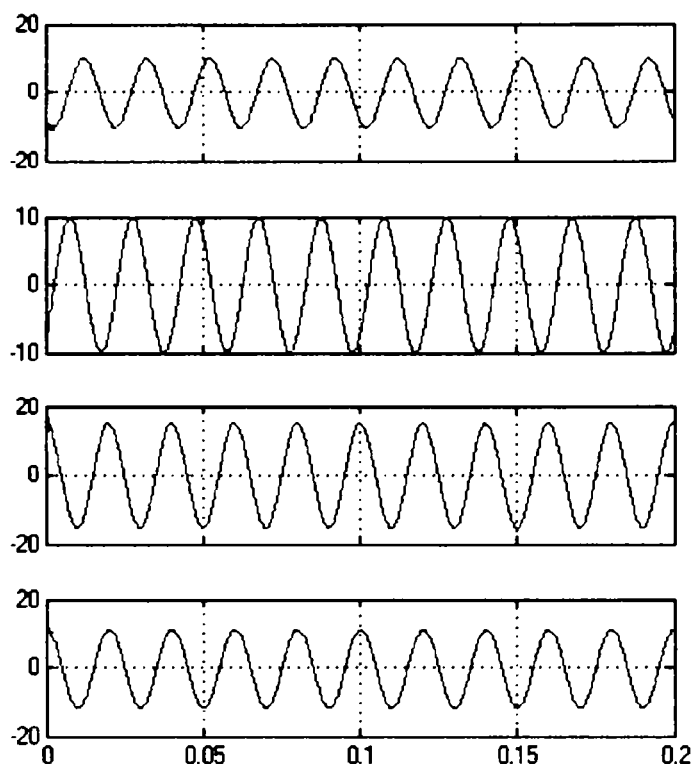


Fig.3.8 Curenții fazelor T,S,R și curentul de defect pentru rezistența de trecere  $R_t = 100 \Omega$

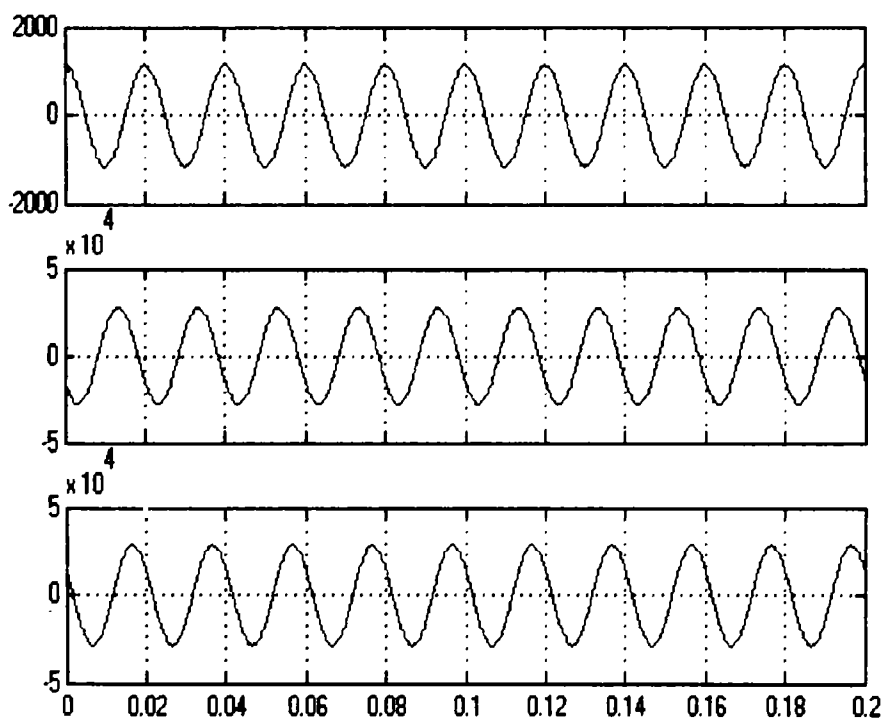


Fig.3.9. Tensiunile fazelor R,S,T, pentru rezistență de arc  $R_t = 100\Omega$ .

În fig.3.8., 3.9. se prezintă oscilogramele obținute pentru cazul când curentul capacitiv total al rețelei este 10A, iar rezistența de trecere la locul de defect  $R_t = 100\Omega$ . În ceea ce privește tensiunile fazelor fără defect situația este similară cu cea din cazurile anterioare. Tensiunea fazei cu defect (R) ajunge la 849,5 V ca valoare efectivă, respectiv 1200 V valoare maximă. Această valoare este periculoasă din punct de vedere al electrocutării atât pentru oameni cât și pentru animale. Tensiunea fazei T este cu 4,2% mai mare decât a fazei S deoarece în acest caz nulul este legat la pământ printr-o rezistență de 100  $\Omega$ . Tensiunea fazei T nu mai este  $\sqrt{3}$  Uf ci 1,774 Uf.

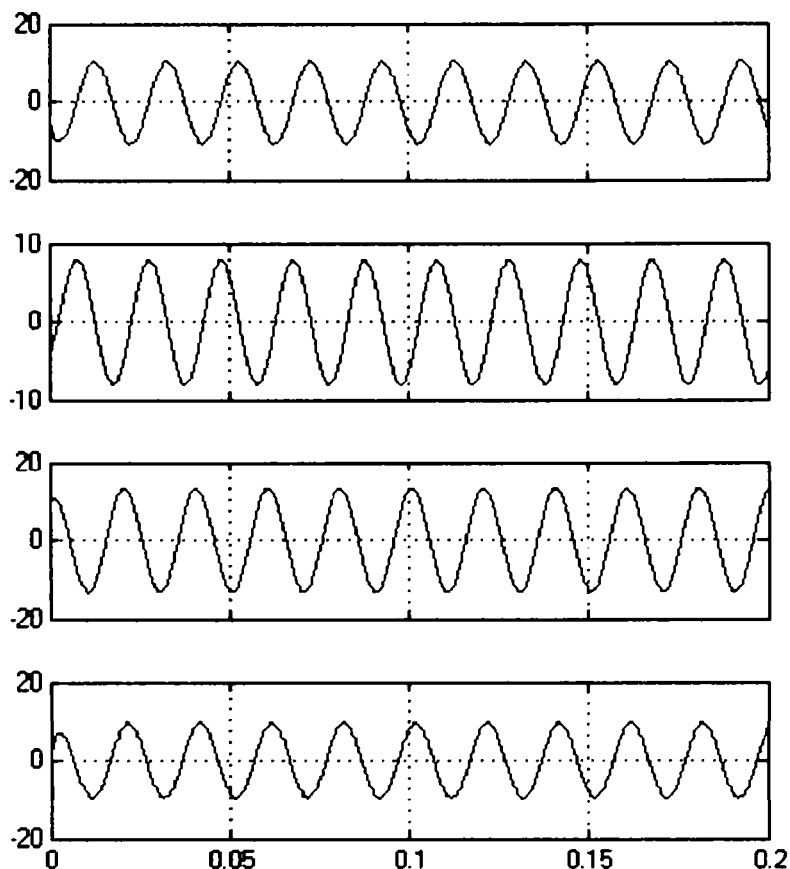


Fig. 3.10. Curenții fazelor T,S,R și curentul de defect pentru rezistența de trecere  $R_t=1000\Omega$

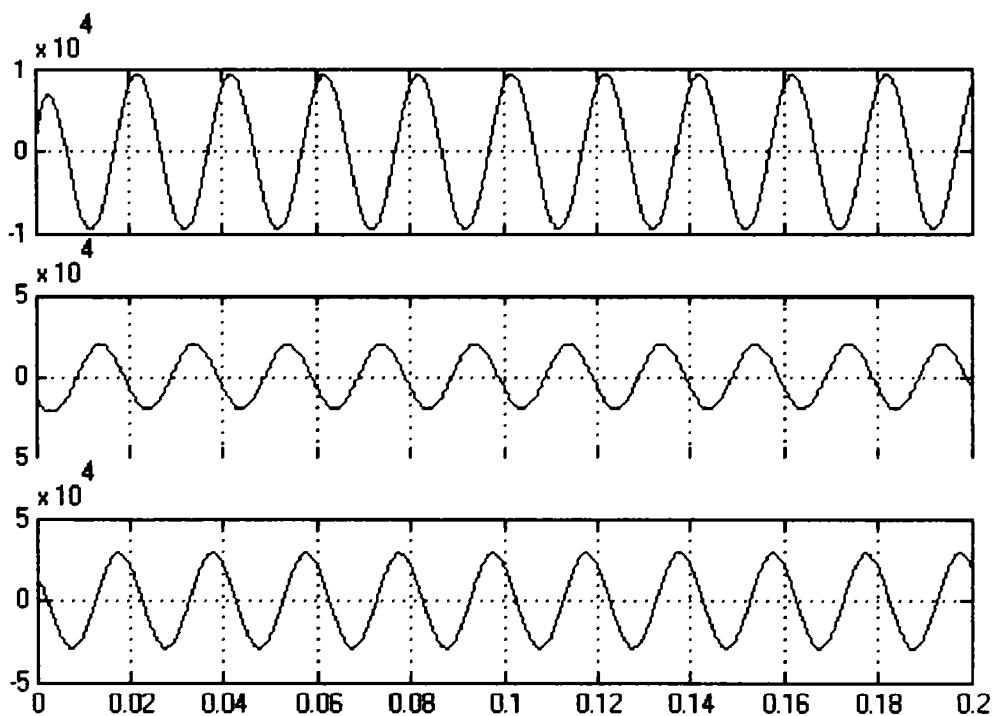


Fig.3.5. Tensiunile fazelor R,S,T, pentru rezistență de arc  $R_t=1000\Omega$ .

În fig.3.10., 3.11. se prezintă oscilogrammele obținute în cazul în care s-a considerat rezistența de trecere la locul de defect  $R_t = 1000 \Omega$ . Tensiunea fazei T devine 32.500 V ca valoare maximă, respectiv 22981 V ca valoare efectivă. Tensiunea fazei S este 20.750 V ca valoare maximă, respectiv 14.672 V ca valoare efectivă. Tensiunea fazei R ,cu defect, este 9250 V

---

valoare maximă, respectiv 6541 V valoare efectivă. Această valoare mare a tensiunii fazei cu defect face ca sistemul tensiunilor de fază să fie mai puțin dezechilibrat ca în cazul când rezistența de trecere este  $1 \Omega$ . Cu toate acestea tensiunea fazei T crește nu cu  $\sqrt{3}$  ci cu 1,88 ceea ce face ca izolația acestei faze să fie solicitată suplimentar.

Comparând valorile curenților pe cele trei faze pentru cazul când rezistența de trecere la locul de defect este  $1 \Omega$ , respectiv  $10 \Omega$  se constată că valorile acestora diferă cu maxim 2,7%. În cazul când rezistența de trecere la locul de defect devine  $1000 \Omega$  curentul fazei cu defect, R, scade cu 11,2% față de cazul când rezistența de trecere la locul de defect este  $1 \Omega$ . Rezultă că valoarea curentului fazei cu defect în cazul unei simple puneri la pământ este determinată din principal de capacitățile față de pământ ale rețelei de medie tensiune, nu de rezistența de trecere la locul de defect.

### 3.3. Metoda analizei nodale

#### 3.3.1. Formularea ecuațiilor nodale

Ne vom referi pentru început la rețele liniare de curent continuu. Este avantajos să considerăm fiecare latură "k" a grafului ca fiind o latură compusă dintr-un element dipolar  $b_k$ , o sursă independentă de tensiune  $E_k$  și o sursă independentă de curent  $I_{sk}$ :

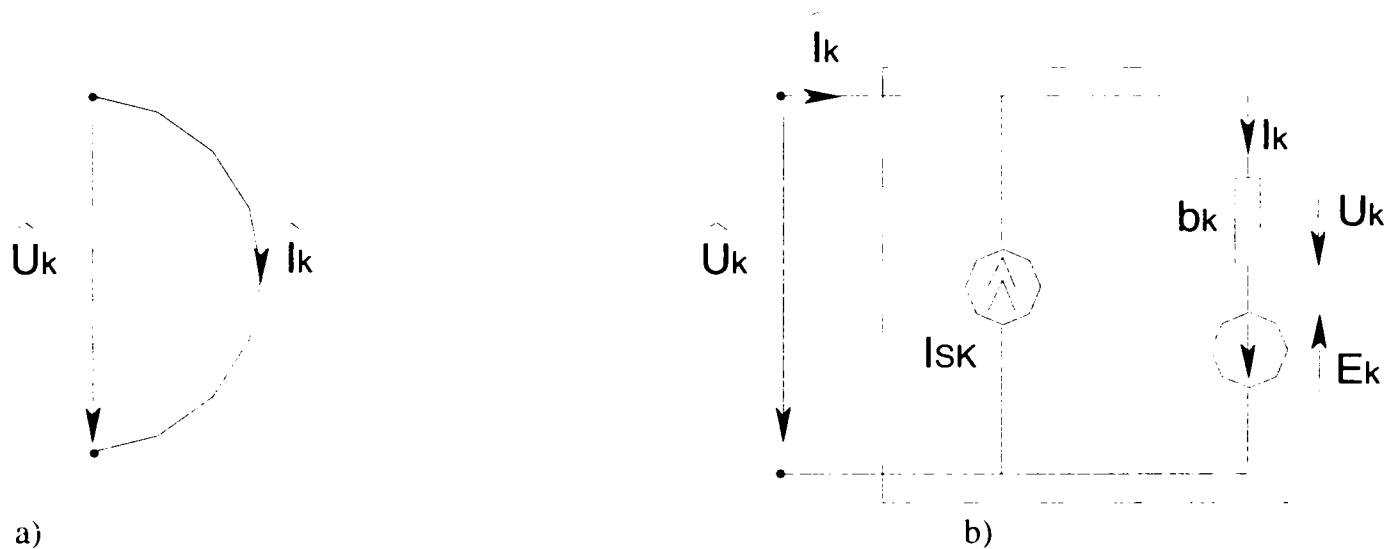


Fig. 3.12. Substituție latură graf.

Elementul dipolar  $b_k$  poate fi o rezistență liniară sau o sursă de curent comandată în tensiune. Desigur, în particular, nu trebuie ca toate aceste trei elemente care compun latura să fie nenule.

Fie acum o rețea având 1 laturi compuse, numerotate consecutiv de la 1 la l, și n+1 noduri, numerotate consecutiv de la 0 la n. Nodul 0, ales arbitrar, va fi nodul de referință pentru potențiale, deci  $V_0 = 0$ .

Fie [2]

$$\begin{aligned}
 [\hat{U}] &= [\hat{U}_1, \hat{U}_2, \dots, \hat{U}_l] \\
 [U] &= [U_1, U_2, \dots, U_l] \\
 [E] &= [E_1, E_2, \dots, E_l] \\
 [\hat{I}] &= [\hat{I}_1, \hat{I}_2, \dots, \hat{I}_l] \\
 [I] &= [I_1, I_2, \dots, I_l] \\
 [I_s] &= [I_{s1}, I_{s2}, \dots, I_{sl}]
 \end{aligned} \tag{3.21}$$

matricile coloană ("vectorii") tensiunilor, respectiv curenților laturilor compuse. Conform figurii precedente, avem:

$$[\hat{U}] = [U] - [E] \tag{3.22}$$

$$[\hat{I}] = [I] - [I_s] \tag{3.23}$$

Prima teoremă a lui Kirchhoff, scrisă pentru cele n noduri (s-a exclus nodul de referință) este :

$$[A] [\hat{I}] = 0 \tag{3.24}$$

unde  $[A] = [a_{ij}]_{n \times l}$  este *matrice redusă de incidență*, ale cărei elemente se obțin după regula:

$a_{ij} = 1$  dacă latura  $j$  este incidentă nodului  $i$  și are sensul dinspre nod,  
 $a_{ij} = -1$  dacă latura  $j$  este incidentă nodului  $i$  dar are sensul spre nod,  
 $a_{ij} = 0$  dacă latura  $j$  nu este incidentă nodului.

Înlocuind (3.23) în (3.24), obținem:

$$[A][I] = [A][I_s] \quad (3.25)$$

Să presupunem că elementul dipolar  $b_k$  este un rezistor liniar, cu relația constitutivă

$$I_k = \frac{1}{R_k} U_k = G_k U_k$$

Atunci, pentru cele  $l$  laturi compuse, putem scrie

$$[I] = [G][U] \quad (3.26)$$

unde  $[G] = [g_{ij}]_{l \times l}$  reprezintă *matricea conductanțelor laturilor*, având elementele

$$g_{ij} = \begin{cases} 0 & \text{dacă } i \neq j \\ 1/R_k = G_k & \text{dacă } i = j \end{cases}$$

Înlocuind (3.25) în (3.26) obținem:

$$[A][G][U] = [A][I_s]$$

Înlocuind aici  $[U]$  din rel.(3.22), obținem:

$$[A][G][\hat{U}] = [A]([I_s] - [G][E]) \quad (3.27)$$

Se demonstrează [2] că:

$$[\hat{U}] = [A]^t [V] \quad (3.28)$$

unde

$$[V] = [V_1, V_2, \dots, V_n]^t$$

este vectorul potențialelor celor  $n$  noduri. Cu (3.28), relația (3.27) devine:

$$[A][G][A]^t [V] = [A]([I_s] - [G][E])$$

Cu notațiile

$$[G_n] = [A][G][A]^t \quad (3.29)$$

$$[I_{sn}] = [A]([I_s] - [G][E]) \quad (3.30)$$



unde  $[G_n]$  se numește *matricea conductanțelor nodurilor*, iar  $[I_{S_n}]$ , *vectorul surselor de curent nodale echivalente*, obținem în final:

$$[G_n][V] = [I_{S_n}] \quad (3.31)$$

După rezolvarea sistemului algebric (3.31), în raport cu necunoscutele  $[V]$ , din (3.28) se obține  $[\hat{U}]$ , din (3.22) rezultă  $[U]$ , iar din (3.26),  $[I]$ . Ecuația matricială (3.31), care determină, după cum am văzut, în mod univoc tensiunile și curenții din rețea, se numește *ecuație nodală*, sau *ecuația potențialelor nodurilor*.

În cazul unei rețele mari, cu un număr mare de noduri, este necesară rezolvarea numerică a ecuației nodale. Pentru aceasta sunt disponibili o gamă largă de algoritmi numerici, cel mai răspândit având la bază metoda eliminării Gauss.

Numărul de ecuații conținut în ecuația (3.31) este cu o unitate mai mic decât numărul de noduri al rețelei. De cele mai multe ori o rețea are mai puține noduri decât laturi, astfel că metoda nodală este mai economică, sub aspectul numărului de ecuații, decât metoda clasică bazată pe scrierea celor două teoreme ale lui Kirchhoff.

Eficiența metodei nodale este condiționată, pe de-o parte, de ușurința construirii matricilor  $[G_n]$  și  $[I_{S_n}]$ , iar pe de altă parte, de modul în care metoda poate fi extinsă pentru a include și regimul sinusoidal, respectiv regimul general variabil. Fără a intra în detalii tehnice, implementarea metodei pe calculatoarele numerice nu face uz de rel.(3.29), (3.30), ci de algoritmi bazați pe tehnica matricilor rare, care recurg la calculul elementelor matricilor  $[G_n]$  și  $[I_{S_n}]$ , doar în faza în care este nevoie de acestea. Se face astfel o economie substanțială de timp de calcul. Extinderea metodei analizei nodale pentru circuite în regim sinusoidal permanent este directă, pe baza analogiei formale între ecuațiile unui circuit de curent continuu și cele ale unui circuit de curent alternativ, scrise însă în complex.

Analiza numerică a circuitelor în regim variabil se face împărțind intervalul de timp pe care are loc analiza în subintervale, de lungime  $h = t_{k+1} - t_k$ , unde  $t_k, t_{k+1}$  sunt două momente succesive; pe fiecare subinterval se pot înlocui condensatoarele și bobinele prin schemele echivalente din figurile 3.13, 3.14 conform [2].

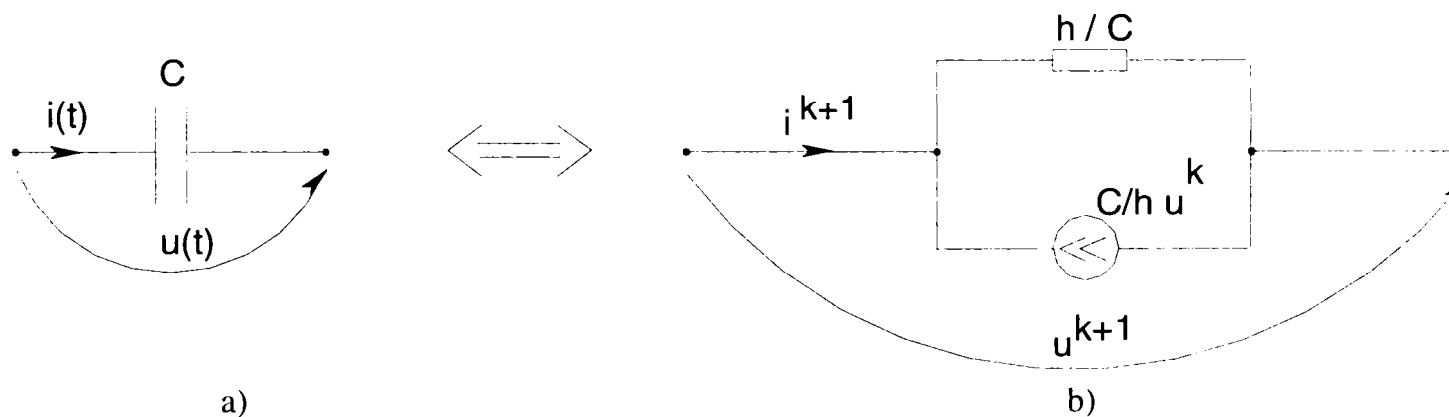


Fig.3.13. Echivalarea condensatorului

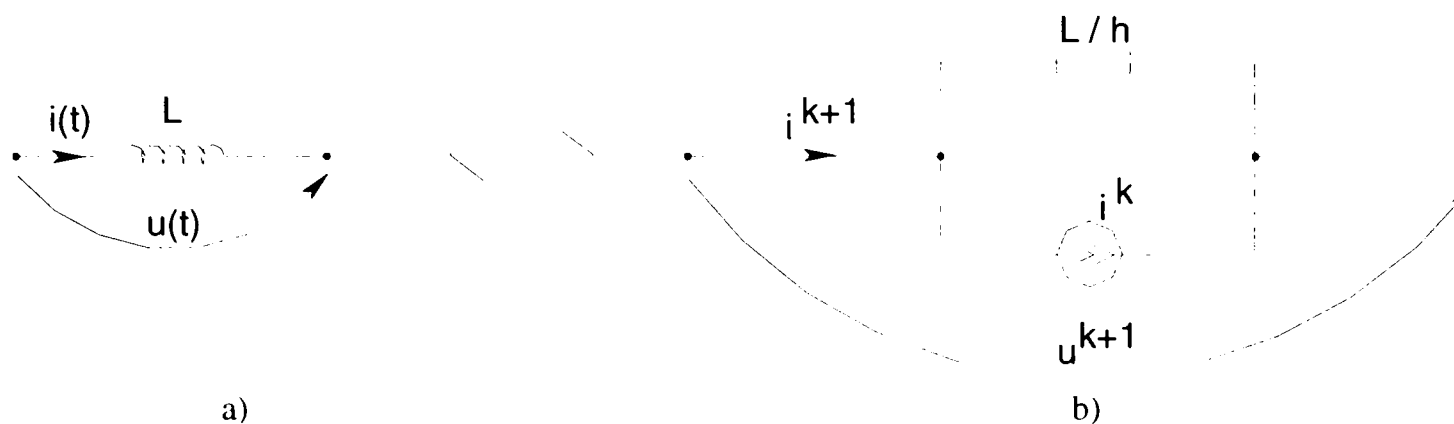


Fig.3.14.Echivalarea bobinei

Algoritmul de analiză a circuitelor în regim sinusoidal prin metoda nodală are deci următorii pași:

1<sup>0</sup>. Se înlocuiesc condensatoarele prin întreruperi, bobinele prin scurtcircuitate, iar surselor li se atribuie valorile corespunzătoare momentului  $t=0$ ; circuitul care se obține la acest moment ( $t=0$ ) este deci un circuit rezistiv de curent continuu, pentru rezolvarea căruia aplicăm metode nodală.

2<sup>0</sup>. Se alege un pas temporal  $h$ ; se calculează noile valori ale surselor, corespunzând momentului  $t = t+h$ ; se înlocuiesc condensatoarele și bobinele prin schemele lor echivalente, sursele de curent echivalente care intervin în aceste scheme fiind calculate cu tensiunile și curenții determinați la pasul anterior. Acesta este din nou un circuit rezistiv, de curent continuu, pentru rezolvarea căruia se aplică din nou metoda analizei nodale.

3<sup>0</sup>. Se compară valoarea lui  $t$  cu valoarea finală a intervalului de analiză  $t_f$ .

Dacă  $t > t_f$ , simularea s-a terminat. În caz contrar, se reia din nou pasul 2<sup>0</sup> s.a.m.d.

În mod evident această procedură este convenabilă numai dacă este inclusă într-un program de analiză asistată de calculator a circuitelor electrice.

### 3.3.2. Programul Pspice de analiză a circuitelor electrice

Programul Pspice este versiunea pentru PC-uri a unui program de analiză asistată de calculator a circuitelor electrice (SPICE), dezvoltat în anii '70 la Universitatea din California, Berkeley [92]. În momentul de față este cel mai utilizat program de simulare numerică a circuitelor electrice, atât în mediul industrial cât și în cel universitar. El are la bază metoda analizei nodale [12], prezentată în subcapitolele 3.3.1, 3.3.2. Rezolvarea ecuației matriciale (3.31) are loc prin algoritmi specializați, foarte performanți. La analiza în regim tranzitorii, pașii de discretizare  $h$  sunt variabili, mai mici când tensiunile variază rapid în timp, respectiv mai mari în caz contrar. Aceasta duce la o reducere sensibilă a timpului de calcul.

Tipurile elementelor de circuit care sunt implementare în program, sunt în număr destul de mare. În versiuni mai vechi, este necesară scrierea unei „liste de componente” și a unei liste de comenzi. În versiunile mai noi, scrierea listei de componente este înlocuită prin desenarea, cu ajutorul unui program din grupul de programe Pspice, a schemei circuitului. Programul de simulare Pspice conține și un „osciloscop virtual”, care permite reprezentarea grafică a mărimilor calculate sau a unora exprimate cu ajutorul acestora. Datorită facilităților de care dispune acest simulator, a calităților și performanțelor de rezolvare și nu în ultimul rând datorită faptului că autorii dispun de acest simulator, analiza regimurilor tranzitorii a fost efectuată, cu bune rezultate, folosind simulatorul Pspice.

### 3.3.3. Analiza Pspice a simplelor puneri la pământ în rețele de medie tensiune

Rețeaua de medie tensiune al cărei regim tranzitoriu la o simplă punere la pământ dorim să o analizăm și modelul de circuit cu care a fost echivalată rețeaua [18,44,81], și care conține datele de intrare în simulatorul Pspice, sunt reprezentate în fig.3.15. Elementele de circuit  $V_1, V_2, V_3, R_1, R_2, R_3, L_1, L_2, L_3$  simulează transformatorul de 16 MVA; condensatoarele  $C_{10}, C_{20}, C_{30}$  țin cont de capacitățile față de pământ ale liniei;  $C_{12}, C_{23}, C_{31}$  țin cont de capacitățile dintre conductoarele de fază,  $R_{C1}, R_{C2}, R_{C3}, L_{C1}, L_{C2}, L_{C3}$  simulează parametrii liniei electrice;  $S_1, S_2, S_3$  reprezintă întrerupătorul trifazat care cuplează transformatorul la barele stației de transformare;  $S$  reprezintă contactorul cu care se simulează punerea la pământ a unuia din conductoarele liniei; Închiderea contactoarelor este comandată la momente precise de timp. Secvența de închidere a comutatoarelor este următoarea:

- $1^0$ . La momentul  $t = 0$  se închid contactoarele  $S_1, S_2, S_3$ ;
- $2^0$ . După cca 200 ms (deci 10 perioade), timp în care regimul sistemului a devenit permanent, se închide contactorul  $S$ , simulându-se o punere la pământ a fazei respective;

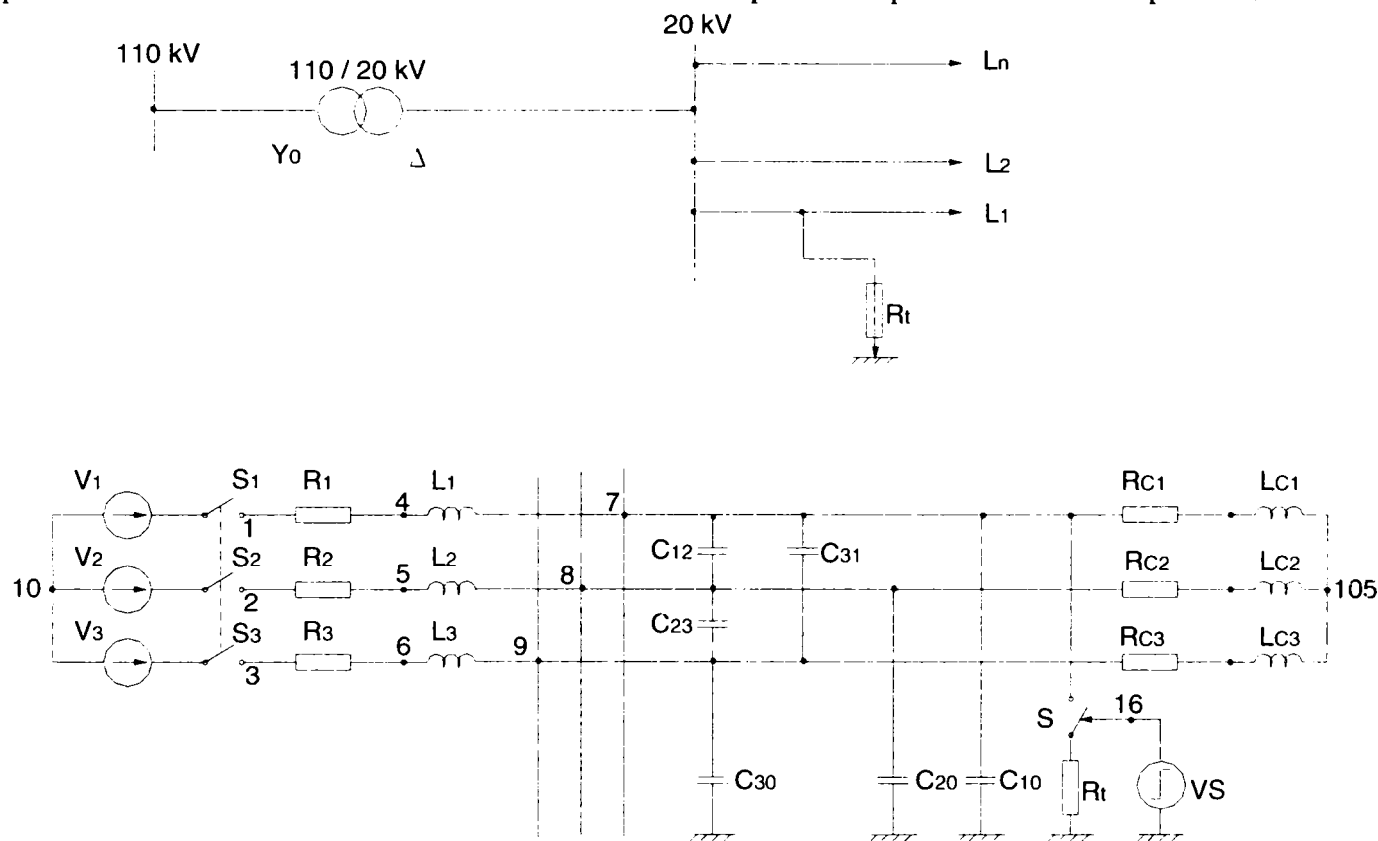


Fig 3.15 Rețeaua de medie tensiune și modelarea acesteia cu simulatorul Pspice

Simulările Pspice efectuate pe modelul de rețea din fig.3.15 au luat în considerare următorii factori:

- $1^0$ . Structura rețelei, prin curentul capacitiv total, determinate de valorile capacităților  $C_{10}, C_{20}, C_{30}$ ;
- $2^0$ . Valoarea rezistenței de trecere la locul defectului,  $R_t$ . S-au considerat patru cazuri:  $R_t = 1 \Omega$ , respectiv  $10 \Omega, 100 \Omega, 1000 \Omega$ . Implementarea acestor valori în simularea Pspice s-a realizat ținând cont că implementarea Pspice a contactorului  $S$  constă dintr-un rezistor căruia i se pot atribui valori arbitrare pentru cele două stări (închis, respectiv deschis); pentru starea închis s-au atribuit succesiv valorile menționate mai sus.

### 3.3.4. Rezultate obținute prin simulare numerică Pspice

În studiul efectuat s-au considerat ca mărimi variabile următoarele: faza inițială a tensiunii în momentul apariției defectului; curentul capacitiv total al rețelei de 20 kV; regimul în care funcționează rețeaua având neutrul izolat; rezistența de trecere la locul de defect ( $R_t$ ).

Pentru parametrii ce intervin în fig.3.15 au valorile identice cu cele de la simularea MatlabSimulink:

$$\begin{aligned} R_1 = R_2 = R_3 &= 0,2 \Omega; & L_1 = L_2 = L_3 &= 8,6 \text{ mH} \\ R_{c1} = R_{c2} = R_{c3} &= 15 \Omega; & L_{c1} = L_{c2} = L_{c3} &= 17,4 \text{ mH} \\ C_{12} = C_{23} = C_{31} &= 0,44 \mu\text{F} \\ C_{10} = C_{20} = C_{30} &= 0,35 \mu\text{F} \end{aligned}$$

Acești parametrii corespund unei rețele (fig.3.15) la care transformatorul de 110/20 kV are puterea de 25 MVA, curentul capacitiv total al rețelei de 20 kV, 10A consumatorul factorul de putere 0,94 și puterea aparentă a acestuia identică cu a transformatorului.

Rezultatele obținute sunt prezentate sub formă de oscilograme în figura 3.17-3.24. Pentru fiecare caz considerat sunt două oscilograme. În prima oscilogramă se prezintă variația în timp pe durata regimului tranzitoriu a curentului homopolar aferent liniei cu defect, a curenților de fază și a celor de defect iar în a doua oscilogramă se prezintă variația în timp pe durata regimului tranzitoriu a tensiunilor de fază și a tensiunii homopolare aferentă barelor de 20 kV din stația de transformare 110/20 kV.

Semnificația mărimilor din oscilograme este:

V(7) – tensiunea fazei R pe care s-a considerat că are loc simpla punere la pământ;

V(8) – tensiunea fazei S;

V(9) – tensiunea fazei T;

[V(7) + V(8) + V(9)]/3 – tensiunea homopolară din secundarul filtrului homopolar;

I(R1) – curentul pe faza R pusă la pământ;

I(R2) – curentul pe faza S;

I(R3) – curentul pe faza T;

(I(R1) + I(R2) + I(R3))/3 – curentul homopolar al liniei cu defect;

I(S) – curentul la locul de defect.

În fig.3.17., 3.18. se prezintă oscilogramele obținute pentru cazul când curentul capacitiv al rețelei este 10 A, rezistența de trecere  $R_t = 1 \Omega$ , rețeaua cu neutrul izolat. Tensiunea maximă pe durata regimului tranzitoriu este cu aproximativ 60% mai mare decât în regim permanent, ceea ce reprezintă 7,2 kV în plus pe fazele S, T și devine 0 pe faza R cu defect. Se constată de asemenea că, curentul de defect are aproximativ valoarea curentului de fază și crește pe cele trei faze cu 30%.

În fig.3.19., 3.20. s-au prezentat oscilogramele obținute în aceleași condiții ca în fig.3.17., 3.18., dar rezistența de trecere la locul de defect este  $R_t = 10 \Omega$ . Tensiunea maximă pe durata regimului tranzitoriu este cu aproximativ 75% mai mare decât în regim stabilizat, ceea ce reprezintă 9 kV în plus pe fazele S, T și devine 0 pe faza R cu defect. Se constată de asemenea că, curentul de defect are aproximativ valoarea curentului de fază și crește pe cele trei faze.

În fig.3.21., 3.22. se prezintă oscilogramele obținute pentru cazul când curentul capacitiv total al rețelei este 10 A, rezistența de trecere la locul de defect  $R_t = 100 \Omega$ . Tensiunea maximă pe durata regimului tranzitoriu este cu aproximativ 60% mai mare decât în regim stabilizat, ceea ce reprezintă 7,2 kV în plus pe fazele S, T și devine 10% ceea ce reprezintă 1,2 kV pe faza R cu defect. Se constată de asemenea că, curentul de defect are aproximativ valoarea curentului de fază și crește pe cele trei faze cu circa 40 %.

În fig.3.23., 3.24., se prezintă oscilogramele obținute în cazul în care s-a considerat rezistența de trecere la locul de defect  $R_t = 1000 \Omega$ . Se constată că în acest caz regimul tranzitoriu practic a dispărut. Se constată că tensiunea pe faza R scade cu 40 la sută aproximativ 4,8 kV, și tensiunea crește cu 30-60 % pe fazele S și T respectiv 3,6-7,2 kV. Se remarcă de asemenea faptul că valoarea curentului pe faza R crește cu 50 % și pe S, T cu 30+60 %.

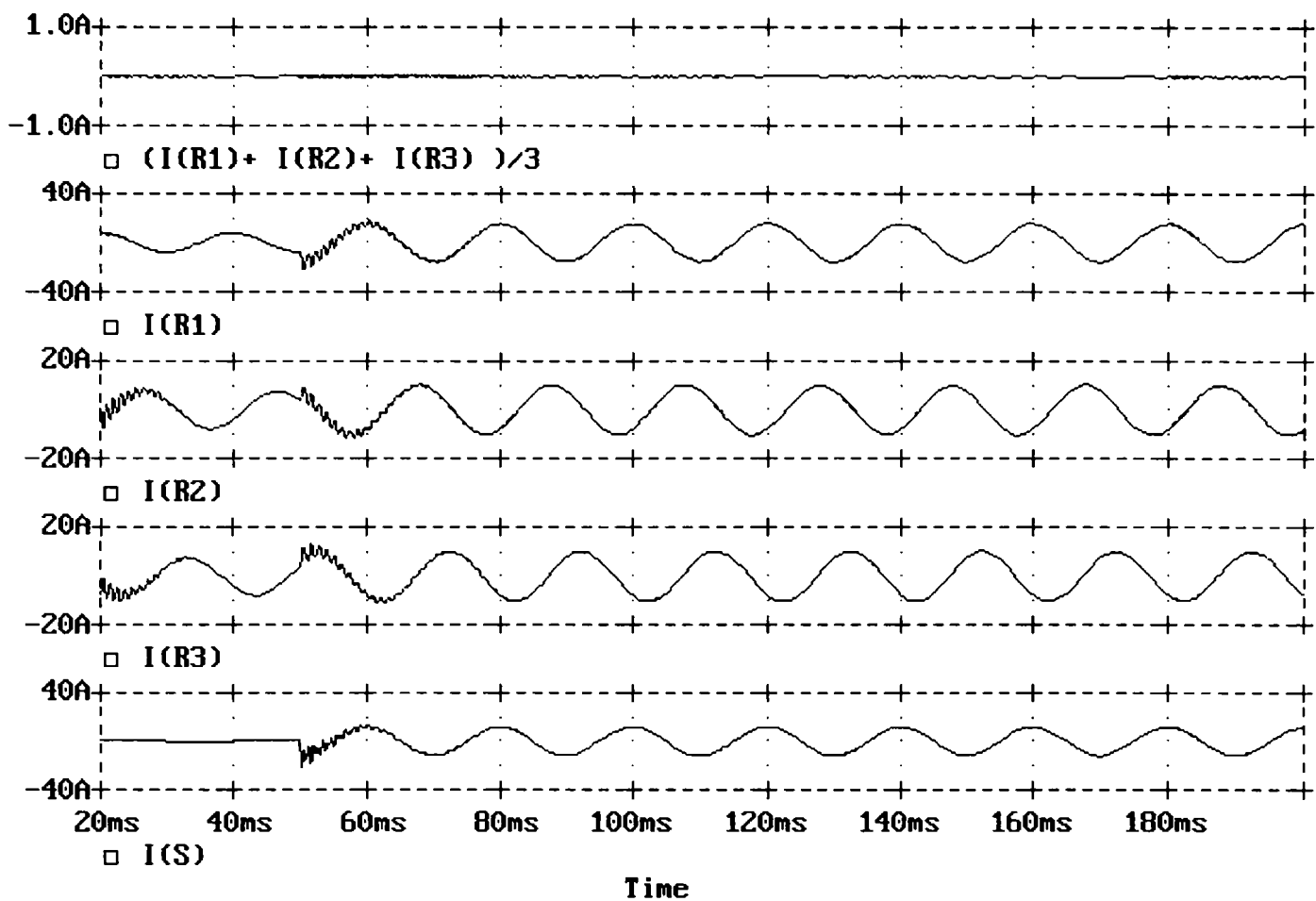


Fig.3.17. Curentul homopolar al liniei cu defect, curentii fazelor R,S,T, curentul de defect pentru rezistența de trecere  $r=1\Omega$

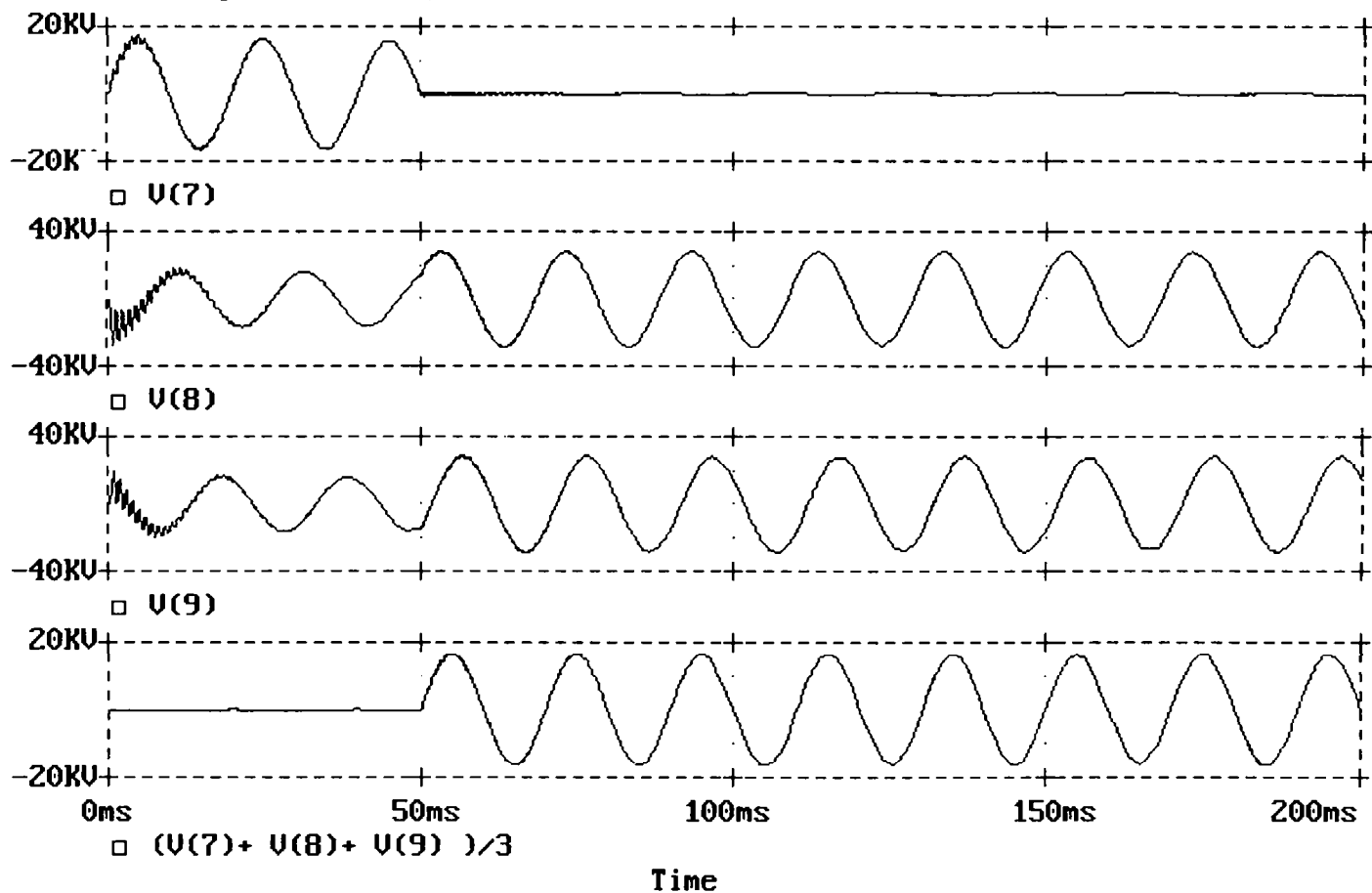


Fig.3.18. Tensiunea fazelor R, S, T și tensiunea homopolară pentru rezistența de trecere  $r = 1\Omega$

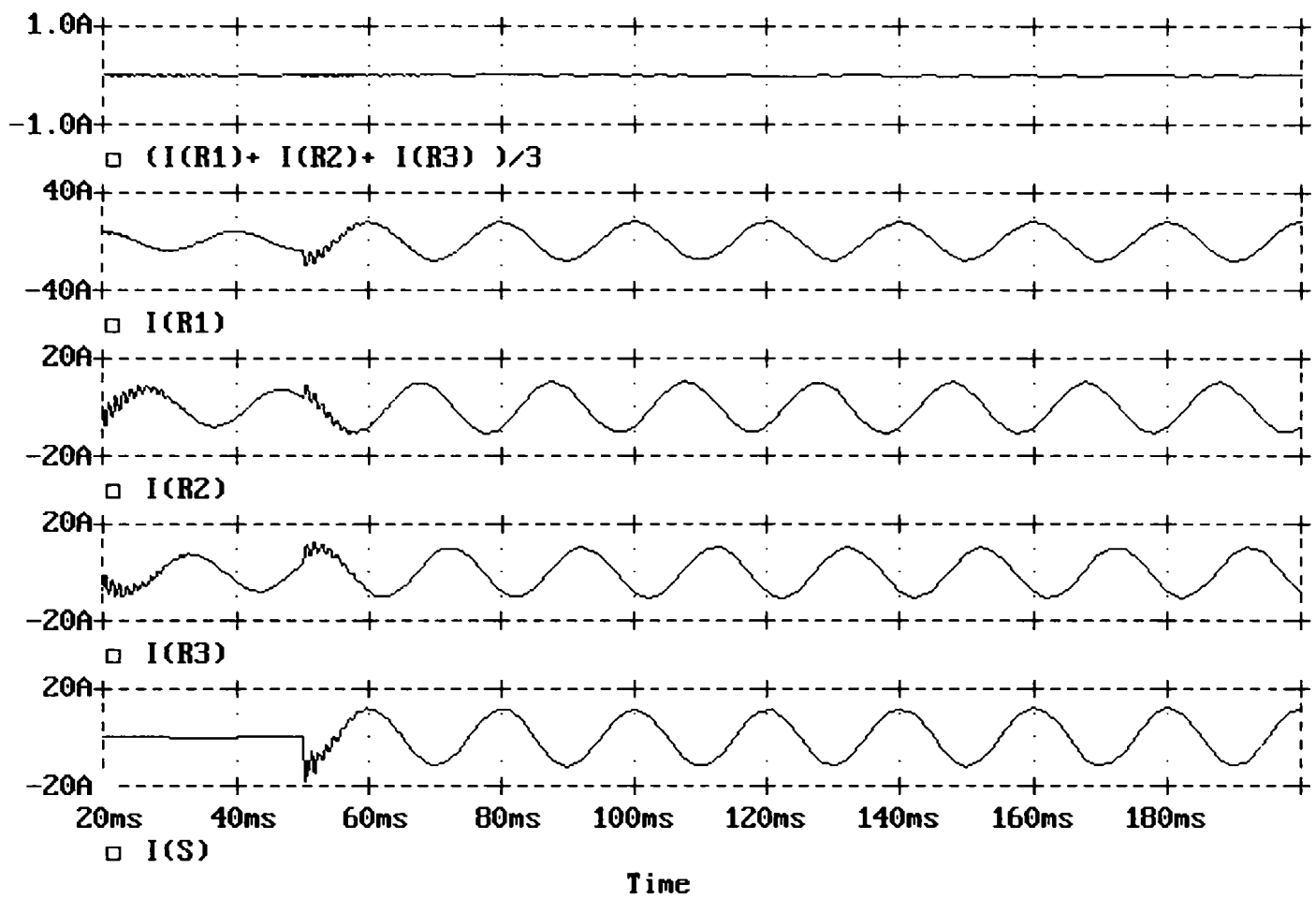


Fig.3.19. Curentul homopolar al liniei cu defect, curentii fazelor R,S,T, curentul de defect pentru rezistența de trecere  $r=10\Omega$

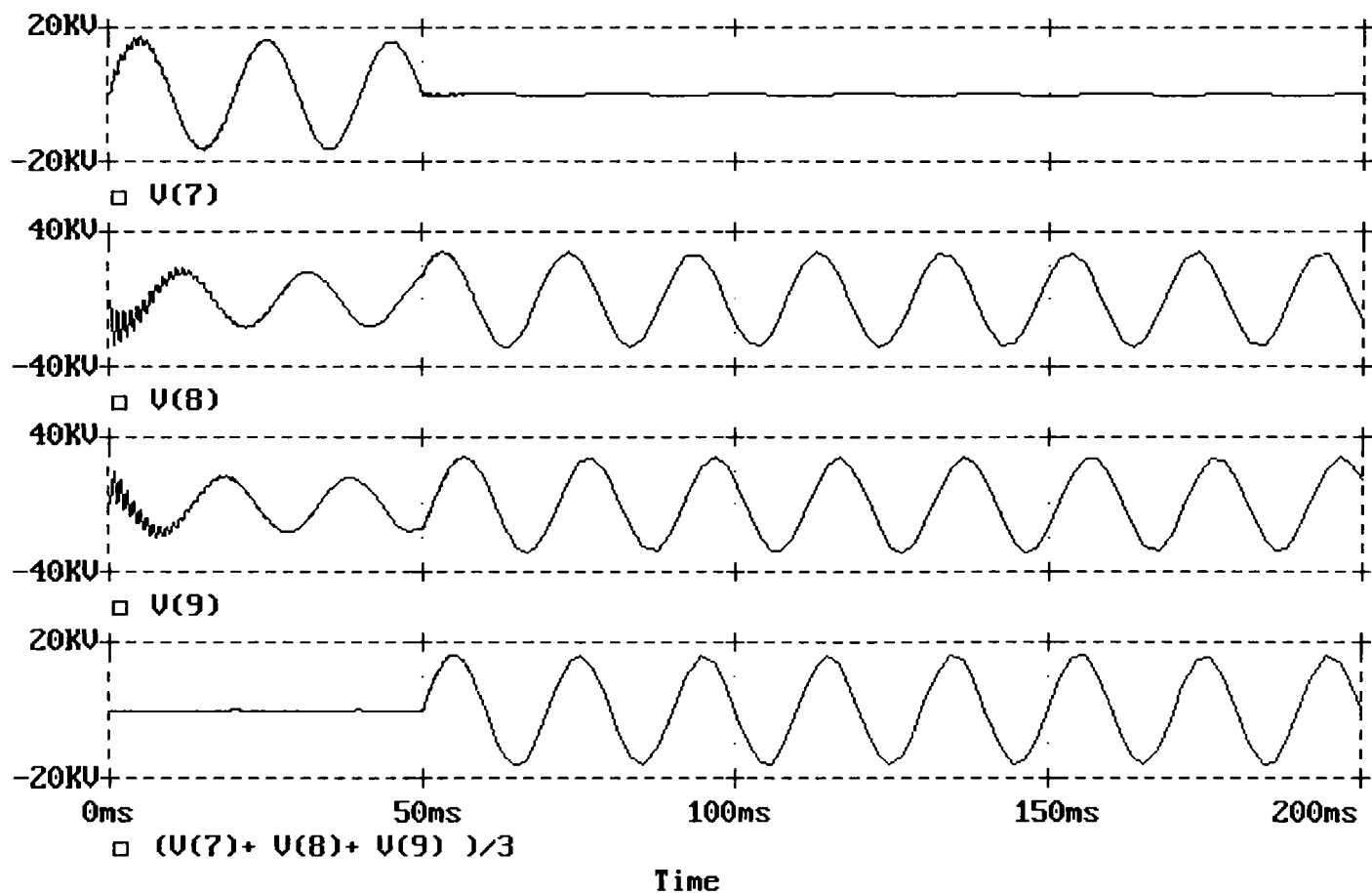


Fig.3.20. Tensiunea fazelor R, S, T și tensiunea homopolară, pentru rezistență de trecere  $r = 10\Omega$

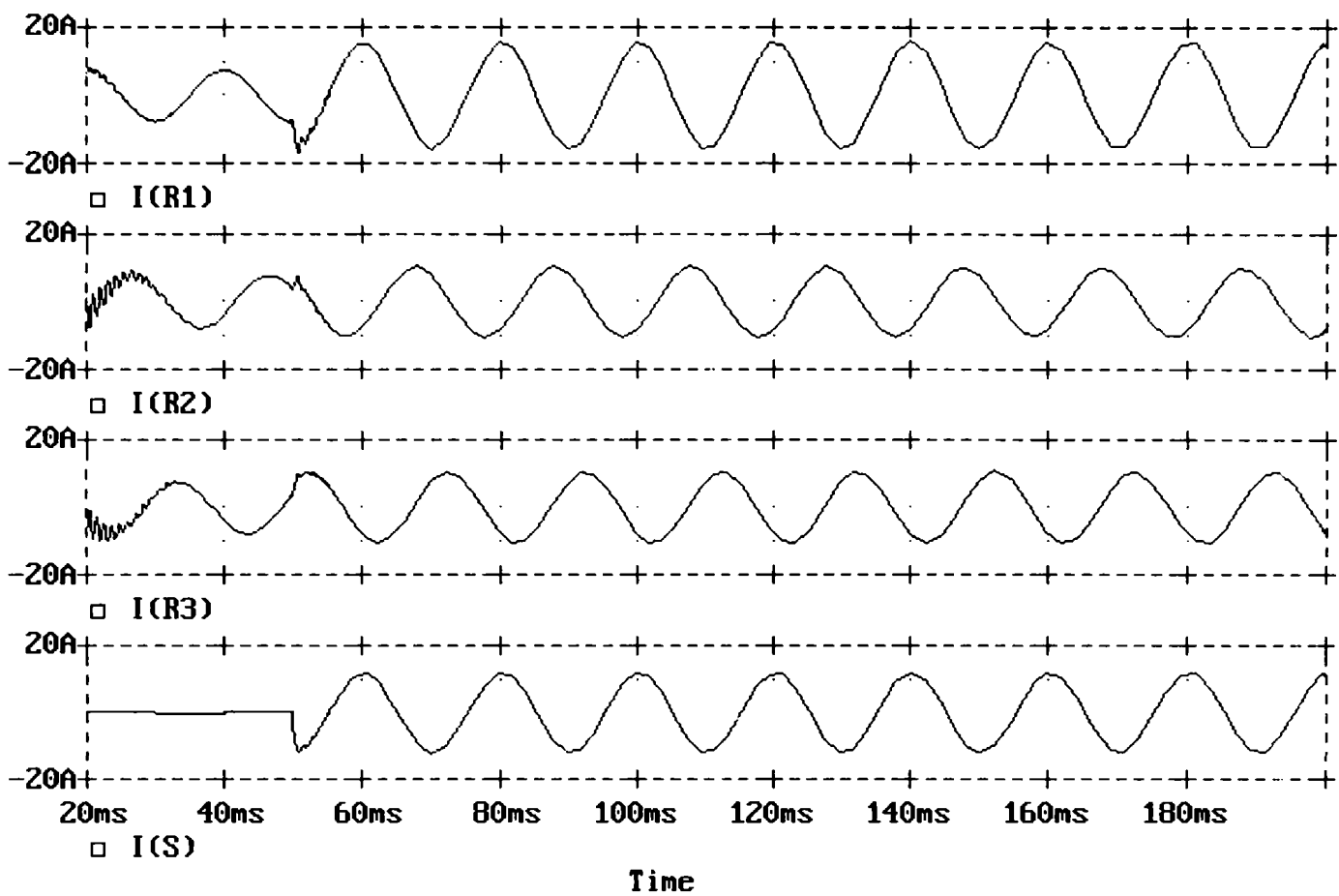


Fig.3.21. Curentul homopolar al liniei cu defect, curentii fazelor R,S,T, curentul de defect pentru rezistența de trecere  $r=100\Omega$

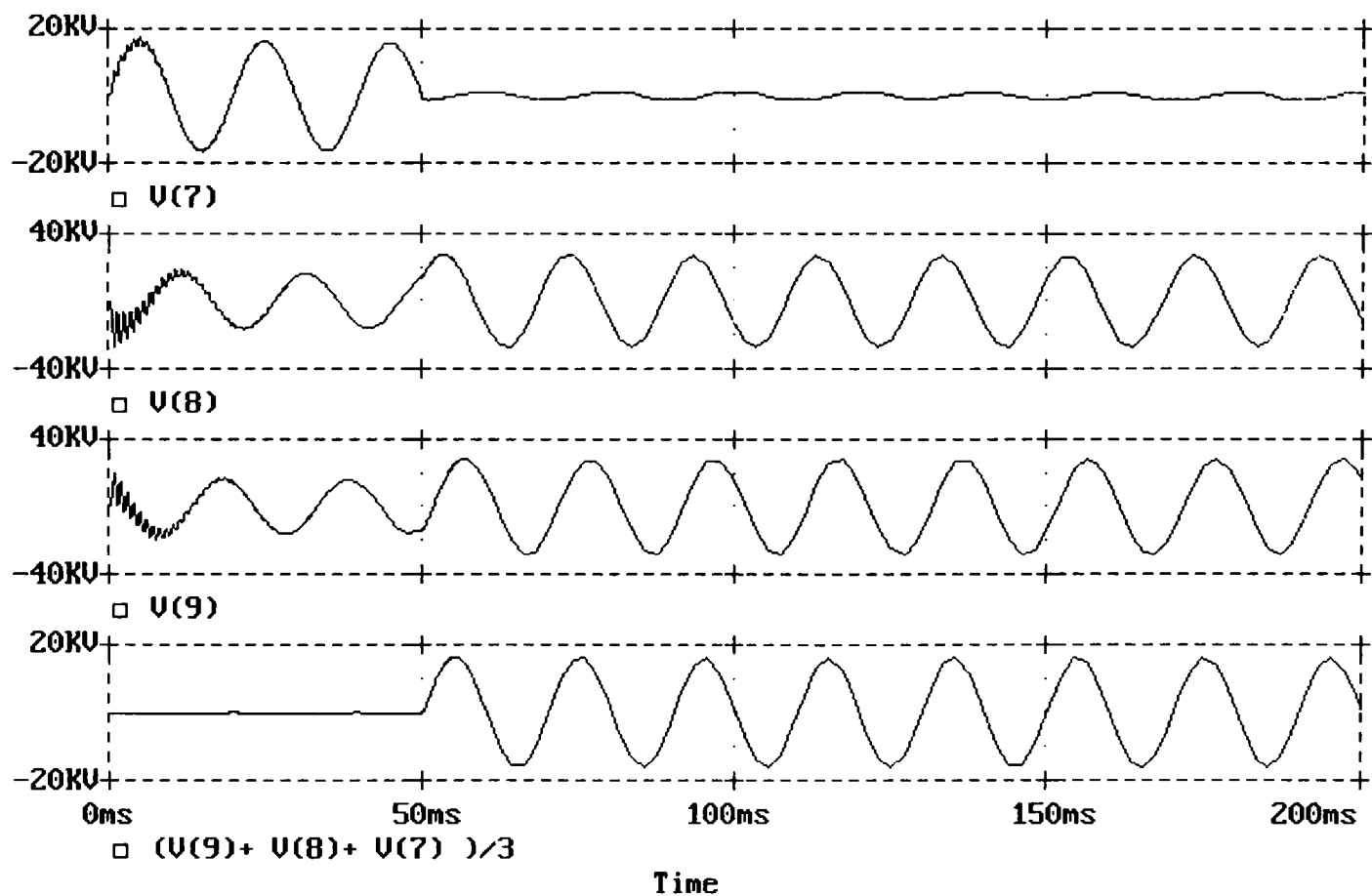


Fig.3.22. Tensiunea fazelor R, S, T și tensiunea homopolară, pentru rezistență de trecere  $r = 100\Omega$



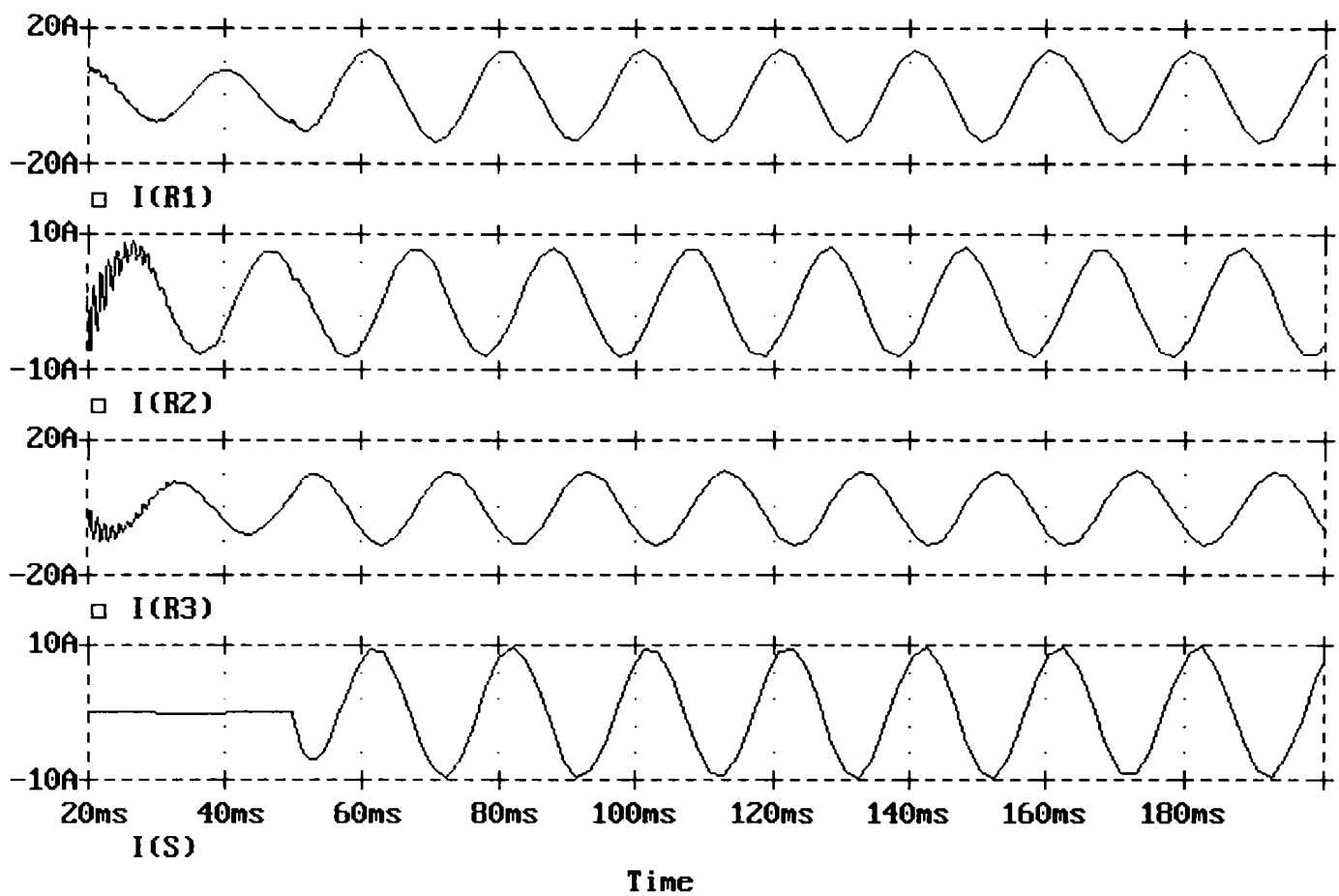


Fig.3.23. Curentul homopolar al liniei cu defect, curenții fazelor R,S,T, curentul de defect pentru rezistența de trecere  $r=1000\Omega$

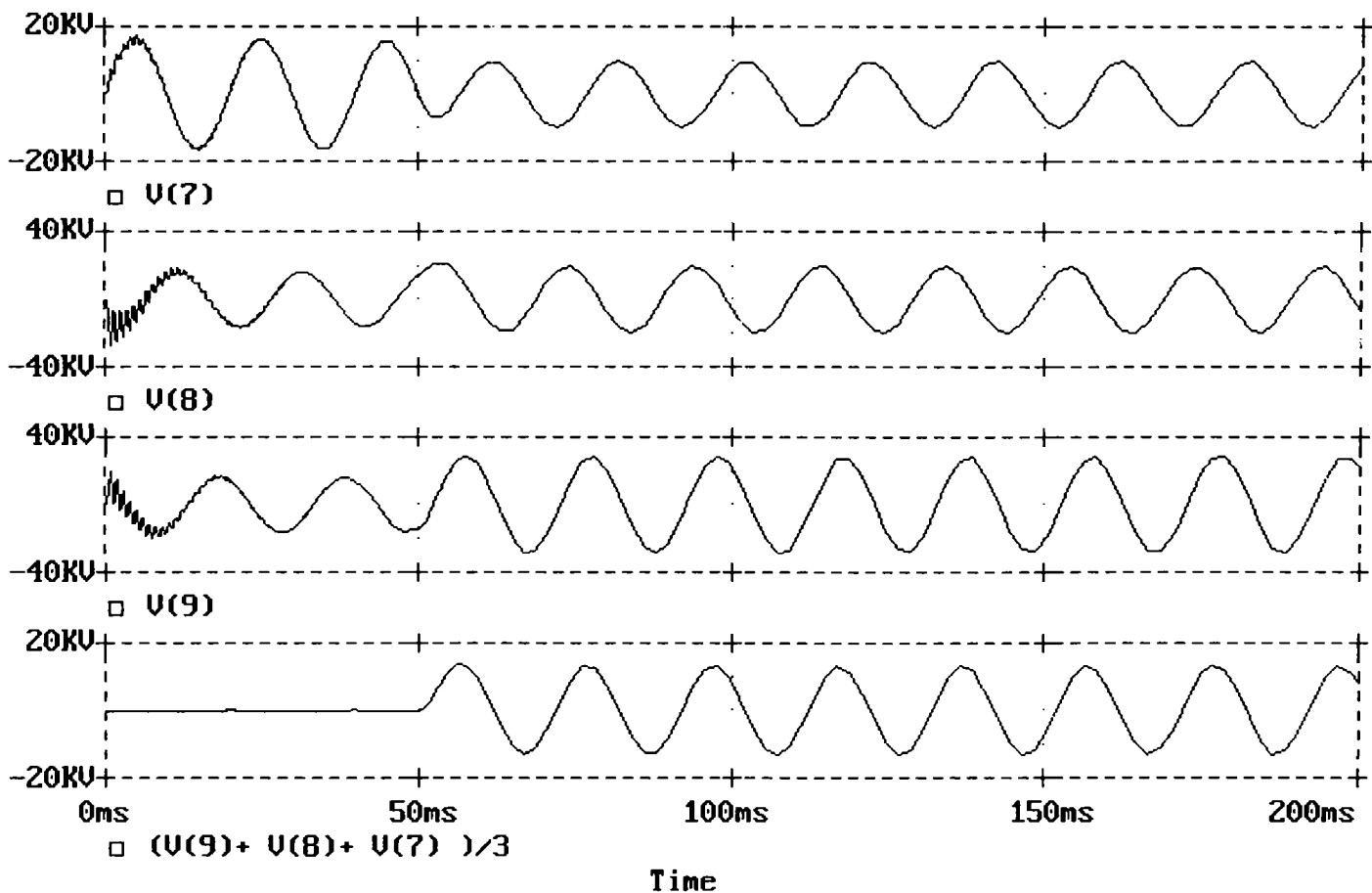


Fig.3.24. Tensiunea fazelor R, S, T și tensiunea homopolară, pentru rezistență de trecere  $r = 1000\Omega$



---

Comparând curenții din fig.3.17 când rezistența de trecere la locul de defect este  $1\Omega$  cu cei din fig. 3.23 când rezistența de trecere este  $1000\Omega$  rezultă că pe faza T curentul a scăzut cu 1,9% , cel de pe faza S cu 31,4%, iar cel de pe faza cu defect cu 15,3%. Dacă se compară fig. 3.18 și 3.24 se constată o modificare a tensiunilor de fază mult mai importantă. Astfel tensiunea fazei R ,cu defect, a crescut de aproximativ 680 ori în timp ce tensiunea fazei T a crescut cu 4% iar tensiunea fazei S a scăzut cu 25%. Tensiunea homopolară, atunci când rezistența de trecere a crescut de la  $1\Omega$  la  $1000\Omega$ , a scăzut cu 15,7%. Deci pentru rețeaua considerată rezistența de trecere la locul de defect, în limitele considerate nu influențează în mod hotărâtor tensiunile fazelor fără defect și tensiunea homopolară.

Comparând rezultatele obținute prin simularea Matlab Simulink, respectiv Pspice se constată o diferență admisibilă din punct de vedere tehnic. Astfel la rezistența de trecere de  $1\Omega$ , curenții fazelor fără defect diferă cu 3,3%iar cei ai fazei pe care se produce defectul diferă cu 3,5%. În ceea ce privește tensiunile fazelor fără defect acestea sunt mai mari cu 4,5% în cazul simulării Matlab Simulink. Pentru o rezistență de trecere la locul de defect având valoarea  $1000\Omega$  curentul fazei T diferă cu 1,5% al fazei S cu 2,2% ,al fazei R ,cu defect, cu 1,14%, iar curentul la locul de defect cu 4,7%. Tensiunea fazei T diferă cu 9,5%, tensiunea fazei S cu 2%, iar tensiunea fazei R,cu defect, cu 7,3%.

Din cele prezentate rezultă că pentru analiza regimului tranzitoriu provocat de o simplă punere la pământ într-o rețea de medie tensiune cu neutrul izolat de 20 kV poate fi utilizată oricare din metodele de simulare numerică Matlab Simulink sau Pspice rezultatele fiind practic aceleași. În ceea ce privește ușurința modificării diversilor parametrii variantele Matlab Simulink cele mai recente sunt superioare celor Pspice. Pentru alegerea unuia din cele două medii de programare contează în primul rând accesibilitatea acestora și obișnuința de a le utiliza.

Metoda simulării numerice comparativ cu cea analitică sau experimentală permite analiza unui număr foarte mare de variante într-un timp scurt. Desigur rezultatele obținute depind în primul rând de precizia cu care pot fi apreciați parametrii ce intervin în circuitele analizate. Având în vedere aceste elemente considerăm că rezultatele obținute se încadrează în precizia necesară din punct de vedere tehnic.

---

## CAP.4. CONCEPEREA ȘI REALIZAREA BLOCURILOR DE PROTECȚIE

### 4.1. Considerații generale

În prezent rețelele de medie tensiune cu neutrul izolat, sunt prevăzute pentru sesizarea defectelor de tipul simplă punere la pământ cu protecția homopolară de tensiune care controlează valoarea tensiunii din filtrul homopolar al grupului de măsură montat pe barele de 20 kV, și care este în regim de semnalizare [110]. Au fost concepute sisteme de protecție și automatizare relee și dispozitive care au încercat să selecteze și să izoleze liniile cu defect într-un timp cât mai scurt [42,84,85]. Printre acestea menționăm protecțiile homopolare direcționale și nedirecționale în variante electromagnetice, electronice și mai nou digitale. O dată cu apariția reglementărilor privind calitatea energiei livrate consumatorilor se impune declanșarea sigură și rapidă a liniilor de medie tensiune la simplă și dublă punere la pământ. Acest lucru este determinat de următoarele motive principale:

- reducerea duratei de funcționare a rețelei de medie tensiune cu simpla punere la pământ în scopul diminuării suprasolicităților izolației datorate creșterii tensiunii fazelor fără defect, concomitent cu reducerea duratei cât aceste tensiuni periculoase se transmit prin cuplaj rezistiv sau inductiv în instalațiile de telecomunicații, instalații electrice de joasă tensiune etc. și scăderea riscului de transformare a defectelor monofazate în defecte polifazate;

- reducerea duratei de suprasolicitare a izolației pe durata manevrelor personalului pentru depistarea liniilor și a ramificațiilor acestora pe care s-a produs defectul;

- reducerea cheltuielilor de investiții pentru realizarea instalațiilor de legare la pământ care în cazul rețelelor protejate prin protecții maxime sunt ridicate deoarece prizele de pământ trebuie să fie cu rezistență de dispersie mică;

- reducerea numărului golurilor de tensiune provocate de căutarea defectelor care perturbă funcționarea consumatorilor.

- crearea condițiilor necesare în vederea utilizării în comun a stâlpilor pentru LEA de 20 kV, LEA de 0,4 kV, LTc și CATv pentru reducerea riscului de transmitere a tensiunii periculoase prin cuplaj rezistiv sau inductiv (STAS 83/2002);

Luând în considerare toate aceste elemente am inițiat cercetări pentru realizarea unei protecții numerice sigure, sensibile și rapide care să permită eliminarea defectelor de tipul simplă și dublă punere la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul izolat. La baza concepției și realizării acestei protecții au stat următoarele cerințe tehnice:

- declanșarea automată sigură și rapidă a liniilor electrice la apariția simplelor și dublelor puneri la pământ metalice și rezistive;

- semnalizarea punerilor la pământ prin rezistență de trecere mare care nu pot fi sesizate de protecțiile care funcționează în regim de declanșare;

- controlul automat al circuitului din structura filtrului homopolar de tensiune utilizat la alimentarea cu mărimi analogice a protecțiilor homopolare de tensiune și a protecțiilor direcționale de tip homopolar.

S-a urmărit realizarea unor echipamente care să permită sesizarea punerilor la pământ prin rezistență de trecere mai mare de 10 k $\Omega$  (foarte sensibilă), cu reglaj de timp scăzut (rapidă), care să condiționeze punerea în funcție a protecțiilor direcțională capacitivă în cazul simplelor puneri la pământ și wattmetrică în cazul dublelor puneri la pământ (control automat) ținând cont de următoarele premise:

- dezvoltarea tehnologiei digitale a condus la posibilitatea introducerii microprocesoarelor în echipamentele de protecție și automatizare din sistemul energetic;

---

- echipamentele de protecție bazate pe microprocesoare sunt preferate în schemele de protecție datorită posibilității de implementare și a altor funcții de protecție în cadrul aceluiași echipament;

- creșterea siguranței în funcționarea sistemului prin funcțiile de autocontrol incluse în structura protecției;

- realizarea prin eforturi proprii a protecțiilor rețelelor de medie tensiune, care au o pondere importantă în domeniul protecției rețelelor electrice.

În prezent în majoritatea stațiilor de transformare 110/20 kV utilizând-se numai protecția homopolară de tensiune (PHT-S) montată pe barele de 20 kV și funcționând în regim de semnalizare iar localizarea liniei de 20 kV cu punere simplă la pământ, metalică sau prin rezistența de trecere relativ mică, se face de către personalul de exploatare prin deconectarea manuală succesivă a liniilor racordate la aceeași bară.

Exploatarea acestor rețele a demonstrat că operația de localizare prin deconectări manuale ale liniilor de 20 kV cu defect durează câteva minute și din acest motiv foarte multe defecte cu punere simplă la pământ se transformă în duble puneri la pământ cu toate implicațiile privind riscul de electrocutare a personalului, calitatea energiei electrice livrate consumatorilor, solicitarea suplimentară a aparatajului și a instalațiilor de legare la pământ. Pentru eliminarea acestui neajuns în lucrare se prezintă următoarele tipuri de protecție realizate:

- protecție împotriva defectelor cu simplă punere la pământ metalică și rezistivă;
- protecție împotriva defectelor cu dublă punere la pământ, care au fost montate în sectorul experimental conceput în acest sens.

În conceperea și realizarea protecțiilor prin relee pentru rețele electrice de 20 kV cu neutru izolat cu care să fie sesizate simple puneri la pământ s-a ținut seama de următoarele tipuri de defecte: simple puneri la pământ autostingătoare, simple puneri la pământ trecătoare, simple puneri la pământ persistente, duble puneri la pământ.

Pentru a reduce durata supratensiunilor de frecvență industrială în rețeaua de 20kV cu neutru izolat, în cazul defectelor cu simplă și dublă punere la pământ protecțiile au fost grupate astfel:

- protecții utilizate în regim normal de exploatare;
- protecții utilizate pe durata manevrelor ce se fac în vederea depistării liniei cu defect.

Protecțiile respective utilizează ca mărimi de control componentele homopolare ale curenților și tensiunilor care apar în cazul defectelor cu simplă și dublă punere la pământ, pe barele de 20 kV din stația de transformare, respectiv a liniilor de 20 kV.

La concepția și realizarea protecțiilor împotriva defectelor de tipul simplă punere la pământ pentru regimul normal de exploatare a rețelei, având în vedere și starea tehnică a rețelelor din țara noastră au stat următoarele cerințe tehnice:

- declanșarea automată selectivă, rapidă și sigură a liniei de 20 kV cu simplă punere la pământ după expirarea timpului prestabilit pentru defecte autostingătoare;
- sesizarea și declanșarea automată rapidă, selectivă și sigură a liniei de 20 kV la simplă punere la pământ rezistive cu rezistență de trecere  $R_t \leq 5 \text{ k}\Omega$ ;
- semnalizarea simplelor puneri la pământ rezistive cu rezistență de trecere  $R_t > 5 \text{ k}\Omega$ ;
- controlul automat al circuitului din structura filtrului homopolar de tensiune (FHT) utilizat pentru realizarea protecției homopolare de tensiune și a protecției direcționale capacitive.

La concepția realizării protecțiilor împotriva defectelor cu simplă și dublă punere la

---

pământ pentru regimul de manevre executate de personalul de exploatare în vederea depistării liniei cu defect au stat două cerințe tehnice și anume:

- declanșarea automată rapidă și sigură a liniei cu simplă sau dublă punere la pământ;
- coordonarea funcțiilor reglajelor la protecțiile realizate astfel încât protecția pentru regim de manevre să asigure declanșarea rapidă a liniei cu defect înainte de acționarea protecțiilor destinate regimului normal de exploatare.

Pentru a acoperi în condiții optime cele două regimuri de funcționare ale rețelei de 20 kV având neutru izolat au fost analizate și realizate următoarele tipuri de protecții:

- bloc cu protecție homopolară ampermetrică și capacitivă pentru linii de 20 kV tip BHAC-1,

utilizat în regim de declanșare automată la defecte cu simplă și dublă punere la pământ (protecții PHAL și PDCL):

- bloc cu protecție homopolară de tensiune tip BHT-10.a pentru semnalizarea simplelor puneri la pământ rezistive în rețea de 20 kV (protecție PHT-SR);
- bloc cu protecție homopolară de tensiune tip BHT-10.b pentru declanșarea automată rapidă a liniei de 20 kV pe perioada manevrelor de localizare a defectului cu simplă sau dublă punere la pământ în rețea de 20 kV (protecție PHT-DL).

Conceperea acestor blocuri a avut în vedere realizarea modulară a echipamentelor aferente protecțiilor analizate ceea ce se înscrie în tendința actuală de întreținere și exploatare cât mai simplă a acestora:

În fig.4.4 este prezentată schema de încadrare a blocurilor de protecție BHT-10.a, BHT-10.b și BHAC-1 în circuitele secundare din stațiile de transformare 110/20 kV.

## **4.2. Bloc digital de protecție tip BHT-10.a (protecție PHT-SR)**

### **4.2.1. Protecția PHT-SR**

În stațiile de transformare 110/20 kV din țara noastră, care alimentează rețelele electrice de 20 kV cu neutru izolat, împotriva defectelor cu simplă punere la pământ se utilizează protecția homopolară de tensiune montată în secundarul filtrului homopolar de tensiune aferent barei de 20 kV și funcționează în regim de semnalizare.

Protecțiile respective, simbolizate PHT-S, fiind reglate la valori relativ mari ( $3U_0 \geq 15V$ ) nu pot sesiza decât defecte cu punere simplă la pământ prin rezistența de trecere relativ scăzută. Ținând seama că în aceste rețele valoarea totală a curentului capacitiv de regulă nu depășește 10 A, protecțiile respective nu pot sesiza decât defectele de tipul simplă punere la pământ la care rezistența de trecere  $R_t \leq 500\Omega$ .

Pentru sesizarea defectelor de tipul splp rezistive în rețele electrice de 20 kV cu neutru izolat s-a conceput și realizat blocul de protecție tip BHT-10.a care să înglobeze protecția ce sesizează puneri la pământ rezistive simbolizată PHT-SR. La concepția și realizarea blocului BHT-10.a au fost luate în considerare următoarele:

- protecția PHT-SR trebuie să sesizeze punerea simplă la pământ prin rezistența de trecere  $R_{tr} \geq 10 k\Omega$ ;
- în cazul în care funcționarea protecției direcționale capacitive este condiționată de demarajul protecției PHT-SR atunci reglajul de timp al protecției PHT-SR trebuie să aibă valori relativ mici;
- protecția PHT-SR trebuie să aibă o temporizare mai mare decât temporizarea protecției homopolare de tensiune PHT-DL utilizată pentru declanșarea automată rapidă a liniei cu splp pe durata manevrelor;

- la stabilirea reglajelor pentru protecția PHT-SR trebuie să se țină seama și de timpul în care aceasta trebuie desensibilizată pentru a preveni funcționarea acestei protecții la simple puneri la pământ autostingătoare;

- protecția PHT-SR trebuie să aibă o temporizare cât mai mică pentru a reduce durata de solicitare a izolației în rețeaua de 20 kV.

În acest sens s-a realizat blocul digital de tip BHT-10.a care sesizează punerile simple la pământ în rețeaua de 20 kV când valoarea tensiunii homopolare din secundarul filtrului este cuprinsă între(4-20) V.

Totodată blocul este prevăzut cu posibilitatea reglării temporizării astfel încât atunci când valoarea tensiunii din secundarul filtrului homopolar este mai mare decât limitele de reglaj această protecție este prevăzută cu posibilitatea de a controla integritatea circuitelor racordate în secundarul filtrului homopolar.

#### **4.2.2. Schema electrică a blocului homopolar de tensiune (BHT-10.a)**

Schema electrică a blocului digital de protecție BHT-10.a este prezentată în fig. 4.1. Blocul conține următoarele: modul de tensiune în două trepte MTH-10; modul de semnalizare optică MSO-2; modul de temporizare MT ; modul de sarcină MS.

Modulul de tensiune în două trepte este realizat cu un releu digital tip RVT-10 Pintel Intelligent Systems, care are tensiunea de alimentare (bornele1-2) 220 Vc.c. Consumul releului în regim de așteptare este 1,32W iar în regim de sarcină 4,4W. Releul de tensiune se conectează în secundarul filtrului homopolar de tensiune la bornele 5-6 (fig.4.1.). Reglajul de tensiune este asigurat în intervalul (4...20) V. Coeficientul de revenire al releului de tensiune este 0,95.

Modulul de semnalizare conține un releu de timp digital realizat cu același microprocesor ca și releul de tensiune.Reglajul de timp poate fi realizat în două trepte și anume treapta I (0,2-2)s când bornele 17-18 din fig.4.1 sunt în gol și treapta II (1,5-20)s când bornele 17-18 din fig.4.1 sunt șuntate.

Modulul de semnalizare optică conține două LED-uri notate cu T1 și T2 în fig.4.1. Releul de tensiune este prevăzut de asemenea , cu două LED-uri . Când tensiunea în circuitul de măsură (secundarul filtrului homopolar) este minimum 50mV pe fundamentală se aprinde LED-ul de culoare galbenă. Când blocul este pregătit pentru funcționare se aprinde LED-ul de culoare verde atât din modulul de semnalizare optică (MSO) cât și al releului de tensiune. Dacă blocul a funcționat se aprinde LED-ul roșu din MSO. Resetarea semnalizărilor se face automat atunci când a dispărut tensiunea continuă sau manual cu ajutorul unui buton montat pe carcasa blocului,B1 sauB2 din fig.4.1.

Modulul de sarcină conține releul intermediar ID1 (bobina și contactul acestuia), din fig.4.1. Contactele releului intermediar sunt accesibile la bornele 7-8 ,9-10 ,11-12. din fig.4.1. Contactele releului intermediar pot conecta un circuit la care valoarea curentului este maxim 10A și întrerupe un circuit prin care valoarea curentului este 0,4 A.

Punerea în funcție a blocului se realizează în două variante și anume necondiționat, respectiv condiționat. Pentru punerea în funcțiune necondiționată este necesară șuntarea bornelor 15-16 (fig.4.1). La punerea în funcțiune condiționată șuntarea acestor borne se realizează cu ajutorul unui releu exterior care își închide contactul doar în condiții stabilite.

BHT-10a

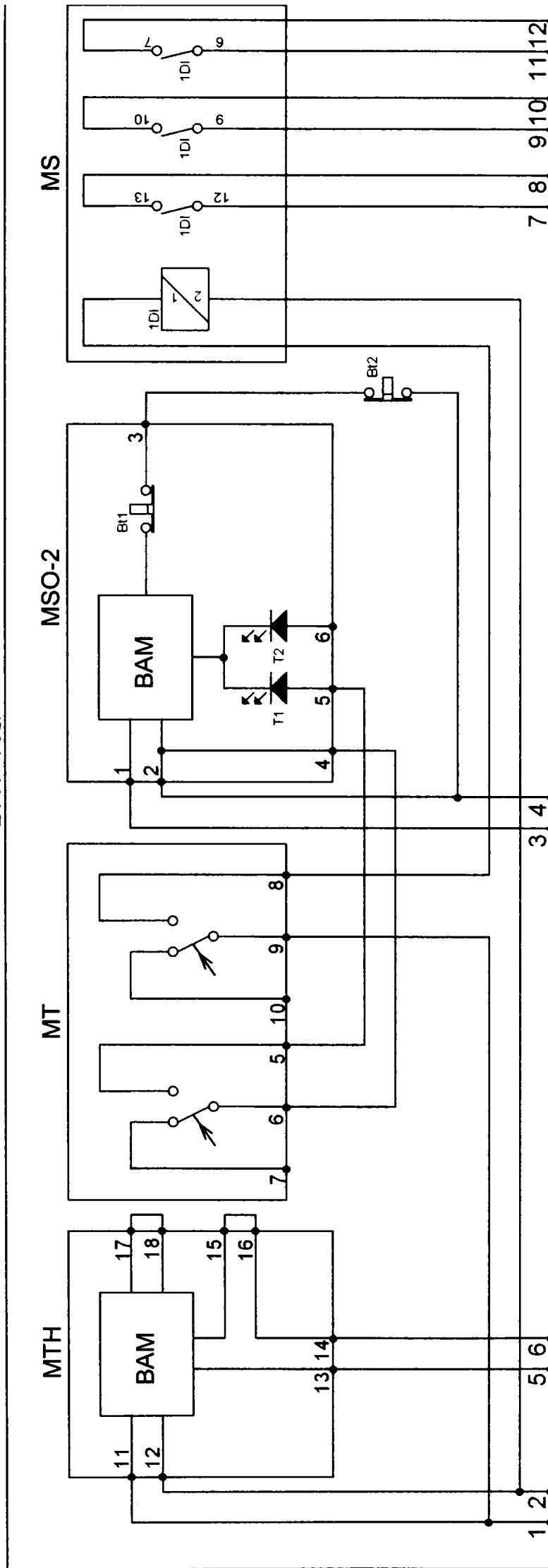


Fig.4.1. Schema electrică a blocului digital pentru protecția homopolară de tensiune tip BHT-10a



### 4.2.3. Analiza și stabilirea reglajelor blocului BHT-10.a

La stabilirea reglajelor blocului BHT-10.a se ține seama de modul în care rezistența de trecere la locul de defect influențează componentele homopolare ale tensiunii și curentului în cazul punerilor simple la pământ în rețea de 20 kV cu neutrul izolat (subcapitolul 2.2).

În cazul în care funcționarea protecției capacitive nu este condiționată de demarajul protecției PHT-SR din structura blocului BHT-10.a atunci se pot stabili următoarele reglaje: tensiunea de reglaj a releului de tensiune  $U_r = 4V$ ; timpul de reglaj  $T_r = t_1 + \Delta t$  unde  $\Delta t = (1-2) s$  iar  $t_1 = (0.5-1) s$  timpul cât durează simplele puneri la pământ autostingătoare.

În cazul în care funcționarea protecției capacitive din structura blocului BHAC-1 este condiționată de valoarea prestabilită a tensiunii homopolare ( $3U_0$ ) la blocul BHT-10.a, atunci pentru PHT-SR, se stabilesc următoarele reglaje:  $U_r = 4 V$  iar  $t = 0,2 s$

În general pentru calculul reglajelor protecției PHT-SR din structura blocului BHT-10.a se utilizează relațiile:  $U_r = K_{sig} 3 U_{o dez}$ ;  $t_r = t_{(PHT-S)} + \Delta t_1$ ;  $\Delta t_1 = t_{(PDCL)} + \Delta t$

Mărimile din aceste relații au următoarea semnificație:  $3U_{o dez}$  – tensiunea homopolară maximă de dezechilibru măsurată în secundarul filtrului homopolar de tensiune în regim normal de funcționare;  $k_{sig}$  - coeficientul de siguranță care se recomandă să fie cuprins în intervalul 2. .3;  $t_{(PHT-S)}$  reglajul de timp stabilit pentru protecția homopolară PHT-S;  $t_{(PDCL)}$  reglajul de timp stabilit pentru protecția direcțională capacitivă pe linii de medie tensiune,  $\Delta t = (1-3) s$  treapta de timp.

Pentru generalizarea utilizării protecției PHT-SR, din structura blocului BHT-10.a treptele de semnalizare a punerilor simple la pământ prin rezistența de trecere mare trebuie stabilite având în vedere următoarele:

- semnalizarea punerilor simple la pământ prin rezistența de trecere mare care nu au fost sesizate de protecția homopolară PHT-S sau de protecția PDCL;
- temporizarea protecției PHT-SR pentru a preveni transmiterea și memorarea semnalizărilor optice de funcționare, în cazul splp metalice sau rezistive de scurtă durată (se au în vedere simple puneri la pământ autostingătoare sau de scurtă durată);
- temporizarea protecției PHT-SR pentru a preveni transmiterea și memorarea semnalizărilor optice de funcționare în cazul splp metalice sau rezistive pe linii de 20 kV eliminate prin protecția direcțională capacitivă (PDCL) sau prin protecția PHT-DL.

### 4.2.4. Verificări experimentale în laborator

Pentru punerea în funcțiune a blocurilor de protecție tip BHT-10.a în laborator s-a executat verificarea și măsurarea parametrilor funcționali ai acestuia precum și verificarea comportării cu ajutorul modelului fizic de rețea.

Rezultatele obținute sunt:

- tensiunea minimă de alimentare la care se asigură funcționarea protecțiilor din structura blocului au valoarea  $U_{min} \geq 130 Vcc$ ;
- tensiunea minimă de control la bornele circuitului de măsură variază între limitele  $U_{min} = 49-51 mV$
- scala de tensiune corespunde limitelor prescrise și anume (4-20) V;
- scala de timp corespunde celor două domenii prescrise și anume:  $t = 0,2...2s$  ;  $t = 1,5...20s$

---

- coeficientul de revenire  $K_{rev} \geq 0,95$

Blocul cu protecția homopolară de tensiune și cu modul de testare a tensiunii la bornele circuitului de măsură a fost experimentat pe modelul fizic de rețea în următoarele regimuri de funcționare :

- regim de defect (simplă punere la pământ) prin rezistența de trecere  $R_{tr} = 10 \text{ k}\Omega$
- regim normal de funcționare cu tensiunea de dezechilibru în FHT.

După verificările reglajelor protecției PHT-SR au fost stabilite pentru regim de funcționare cu controlul demarajului protecției homopolare capacitive din structura blocului BHAC valorile:  $U_r = 4\text{V}$ ;  $t_r = 0.2 \text{ s}$ .

### **4.3. Bloc digital de protecție tip BHT-10.b (protecția PHT-DL)**

#### **4.3.1. Protecția PHT-DL**

Realizarea și implementarea unei protecții pentru declanșarea automată rapidă a liniei de 20 kV pe perioada manevrelor de localizare a defectului cu simplă sau dublă punere la pământ are un caracter de noutate în țara noastră.

Așa cum s-a arătat la punctul.4.2.1. în majoritatea cazurilor la noi în țară rețelele electrice de 20 kV cu neutru izolat sau tratat prin BC, pentru sesizarea defectelor de tipul simplă punere la pământ se utilizează protecția homopolară de tensiune (PHT) montată pe bara de 20 kV și care funcționează în regim de semnalizare.

În prezent apariția unui defect cu simpla punere la pământ metalică sau rezistivă într-o rețea de medie tensiune poate fi semnalizată de către protecțiile PHT-S sau PHT-SR.

Localizarea liniei de 20 kV cu simplă punere la pământ metalică sau rezistivă se face de către personalul de exploatare prin conectarea manuală succesivă a liniilor de 20 kV care sunt racordate la bara de 20 kV din stația de transformare.

După identificarea liniei cu simplă punere la pământ localizarea porțiunii cu defect se face tot de către personalul de exploatare prin reconectarea-deconectarea manuală a liniei respective, însoțită de conectarea și deconectarea ramificațiilor liniei cu defect.

Practica de exploatare a acestor rețele a demonstrat că operația de identificare prin deconectări manuale a liniei de 20 kV durează câteva minute și din acest motiv foarte multe defecte cu simplă punere la pământ se transformă în dublă punere la pământ cu toate implicațiile privind calitatea energiei electrice livrate la consumatori și solicitarea la supratensiuni a aparaturii electrice și a instalațiilor de legare la pământ.

Din acest motiv pentru a reduce durata necesară stabilirii liniei cu defect atunci când rețeaua de medie tensiune are neutru izolat a fost conceput și realizat un bloc de protecție tip BHT-10.b. care să asigure declanșarea automată a liniei de 20 kV pe perioada manevrelor de localizare a porțiunilor de linie cu simple sau duble puneri la pământ persistente, preluând astfel funcția protecției PHT-DL.

La concepția și la realizarea blocului BHT-10.b. au fost luate în considerare următoarele cerințe tehnice:

- protecția PHT-DL trebuie să asigure declanșarea automată rapidă a liniei la defecte cu simple și duble puneri la pământ;
- necesitatea coordonării reglajelor protecțiilor realizate astfel încât protecția pentru regim de manevre să asigure declanșarea rapidă a liniei înainte de activarea protecțiilor destinate regimului normal de exploatare.



### 4.3.2. Schema electrică a blocului de protecție BHT-10.b.

Schema electrică a blocului digital BHT-10.b este prezentată în fig.4.2. Acest bloc conține în principal aceleași module ca și blocul BHT-10.a intervenind în plus două lămpi de semnalizare (LED-uri)  $L_2$  și  $L_3$  (fig.4.2). Când LED-ul  $L_3$  are culoarea galbenă înseamnă că blocul este în funcțiune, iar când LED-ul  $L_2$  are culoarea verde blocul este scos din funcțiune. Punerea respective scoaterea din funcțiune a blocului se realizează cu ajutorul unui comutator cu came montat pe panoul de protecție notat PPH-1. Transmiterea impulsului de declanșare este semnalizată cu lampa de semnalizare (LED)  $T_1$  (fig.4.2) care va avea culoarea roșie.

Depistarea ramificației cu defect a liniei de 20 kV se realizează prin asigurarea continuității circuitului de declanșare aferent liniei respective prin intermediul unui dispozitiv de deconectare  $9B_{20}$ . Acest dispozitiv de declanșare se conectează doar la celula liniei de 20 kV depistată ca având un defect de tipul simplă punere la pământ. Prin schema electrică a blocului acesta realizează funcția protecției homopolare de tensiune și totodată semnalizează optic transmiterea comenzii de declanșare. Butoanele  $B_1$  și  $B_2$  (fig.4.2) asigură resetarea semnalizărilor blocului digital. În fiecare stație de transformare se montează câte un bloc BHT-10.b pe fiecare sistem de bare (grup de măsură) 20 kV.

În regim normal de funcționare comutatoarele cu came  $12B_1$  și  $12B_2$  aferente blocurilor BHT-10.b. nr.1. pentru bara I și BHT-10.b. nr.2. pentru bara II de 20kV, precum și dispozitivele de deconectare  $9B_{20}$  montate pe celulele de linii de 20 kV se prezintă astfel :

- comutatoarele cu came  $12B_1$  și  $12B_2$  sunt pe poziția “deconectat” și luminează LED verde simbolizat “L2-O”;
- dispozitivele de deconectare  $9B_{20}$  montate pe celulele de 20 kV ale liniilor de 20 V, racordate la buclele (+)BHT-DL și (-)BHT-DL sunt pe poziția deconectat, se are în vedere că pentru a evita declanșarea falsă a unei linii pe perioada manevrelor de localizare a porțiunilor cu defect, personalul de exploatare va fi dotat numai cu un dispozitiv de deconectare a liniei de 20 kV care urmează să fie declanșată prin BHT-10.b.

Pe perioada manevrelor de conectare manuală a unei linii de 20 kV pentru localizarea porțiunii cu defect, se urmăresc semnalizările și declanșările blocurilor de protecție.

BHT-10b

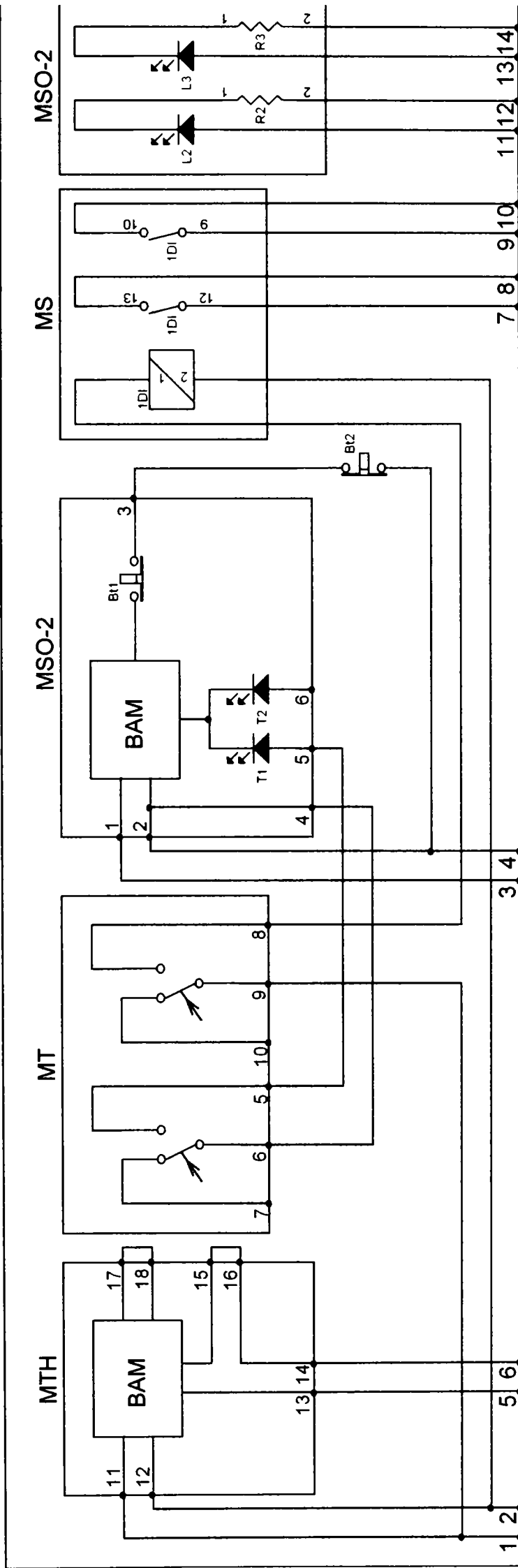


Fig.4.2.Schema electrică a blocului digital pentru protecția homopolară de tensiune tip BHT-10b

---

### 4.3.3. Reglajele blocurilor BHT-10.b.

Ținând seama că protecția direcțională capacitivă din structura blocului BHAC-1 trebuie să aibă un reglaj de timp  $t_a = (0,8-1)s$ , pentru a preveni declanșări la simple puneri la pământ autostingătoare, rezultă că protecția PHT-DL trebuie să aibă un reglaj de timp mai mic cu o treaptă de timp  $\Delta t = (0,5-0,6)s$ .

Reglajul de tensiune la protecția homopolară de tensiune PHT-DL se stabilește plecând de la premiza că defectul cu simplă punere la pământ este prin rezistență de trecere relativ mică și prin urmare pentru aceste defecte în rețele electrice cu neutru izolat se poate accepta o valoare a tensiunii homopolare  $3U_0 = 8 V$ .

Prin urmare se stabilesc următoarele reglaje ale protecției PHT-DL:  $U_r = 8 V$ ;  $t_r = 0,2s$  pentru rețeaua de 20 kV .

### 4.3.4. Verificări experimentale în laborator

Pentru punerea în funcțiune a blocurilor de protecție tip BHT-10.b, la nivel de laborator, s-au executat următoarele verificări:

- verificarea și măsurarea parametrilor funcționali;
- experimentarea comportării pe o model fizic de rețea conceput special pentru regimul de funcționare al protecției PHT-DL.

Rezultatele obținute cu ocazia măsurării parametrilor funcționali se încadrează în limitele obținute la verificarea blocurilor BHT-10.a valori care sunt prezentate la pct.4.4.

Blocul de protecție utilizat pentru realizarea protecției PHT-DL a fost experimentat pe model fizic de rețea în următoarele regimuri de funcționare și anume:

- regim normal de funcționare cu controlul tensiunii dezechilibru în filtrul homopolar de tensiune (FHT);
- regim de funcționare pe durata conectării pe defect cu simplă punere la pământ pe diferite valori ale rezistenței de trecere.

În urma verificărilor efectuate s-au stabilit următoarele și anume: tensiunea de reglaj  $U_r = 8V$ ; timp de reglaj  $t_r=0,2s$ .

## 4.4. Blocul de protecție tip BHAC-1 (protecția PDCL și protecția PHAL)

### 4.4.1. Protecția PDCL

Concepția și realizarea protecției direcționale capacitive pe linii de 20 kV PDCL se bazează pe analiza și studiile efectuate privind comportarea rețelelor electrice cu neutru izolat la supratensiuni atmosferice și supratensiuni de frecvență industrială.

Protecția împotriva supratensiunilor atmosferice se soluționează prin alegerea judicioasă a descărcătoarelor amplasate în diferite puncte ale rețelei de 20 kV.

Protecția împotriva supratensiunilor de frecvență industrială trebuie soluționată astfel:

- alegerea unui aparat cu performanțe tehnice ridicate din punct de vedere al izolației;
- reducerea duratei de solicitare a izolației prin utilizarea unor protecții prin rele rapide care să sesizeze defecte cu simplă sau dublă punere la pământ.

Există preocupări, atât în țara noastră cât și pe plan mondial, privind posibilitatea realizării unei protecții sensibile, sigure și rapide pentru declanșarea automată a liniei de 20 kV la defecte cu simplă sau dublă punere la pământ.

Necesitatea realizării, unor asemenea protecții este studiată în prezent pentru cele două tipuri de rețele și anume:

- rețele electrice aeriene sau mixte de 20 kV cu neutru izolat;
- rețele electrice aeriene sau mixte de 20 kV având neutru tratat prin bobina de compensare.

Transformarea simplelor puneri la pământ în duble puneri la pământ pe linii diferite sau pe aceeași linie are implicații privind calitatea energiei, dimensionarea instalațiilor de legare la pământ, precum și transmiterea unor tensiuni periculoase în diferite puncte ale rețelei de 20 kV (posturi de transformare, cabluri de telecomunicații, cabluri cu fibră optică, etc.).

Ținând seama de starea tehnică a rețelelor de 20 kV din țara noastră cu neutru izolat sau compensat a fost studiată realizarea unor blocuri de protecții compacte care să cuprindă elemente de măsură, temporizare și semnalizare în vederea realizării celor două tipuri de protecție și anume:

- protecția direcțională capacitivă simbolizată PDCL;
- protecția homopolară ampermetrică simbolizată PHAL.

În prima etapă de realizare cele două funcții complementare ale protecției PDCL și anume controlul automat al circuitului de măsură din structura filtrului homopolar FHT și stabilirea pragului de tensiune minimă la care se asigură funcționarea corectă a protecției PDCL, au fost impuse blocului BHT-10. a utilizat pentru semnalizarea simplelor puneri la pământ.

După expirarea perioadei de urmărire a comportării blocului BHAC-1 în condițiile reale de funcționare ale rețelei de 20 kV cele două funcții complementare (control circuit de tensiune și stabilirea pragului minim de tensiune) vor fi incluse în același bloc.

Blocul BHAC-1 a fost structurat pe două tipuri de protecții și anume:

- protecția direcțională capacitivă simbolizată PDCL împotriva defectelor cu simplă punere la pământ;
- protecția homopolară ampermetrică simbolizată PHAL împotriva defectelor cu dublă punere la pământ.

Protecția direcțională capacitivă din structura blocului BHAC-1 asigură declanșarea liniei la simple puneri la pământ metalice și rezistive.

Sensibilitatea protecției PDCL este determinată de următoarele mărimi din structura filtrului homopolar de tensiune (FHT) și a filtrului homopolar de curent (FHC):

- tensiunea homopolară de dezechilibru în filtrul FHT în regim normal de funcționare ( $3U_{01}$ );
- tensiunea homopolară în filtrul FHT pe durata defectului cu splp ( $3U_{02}$ );
- curentul homopolar de dezechilibru în filtrul FHC în regim normal de funcționare ( $3I_{01}$ );
- curentul homopolar în filtrul FHC pe durata defectului cu splp ( $3I_{02}$ ).

La defecte cu simplă punere la pământ prin rezistența de trecere foarte mare tensiunea homopolară de dezechilibru  $3U_{01}$  poate să aibă valori apropiate de tensiunea homopolară de defect și din acest motiv protecția PDCL poate să nu funcționeze sau să producă funcționarea falsă pe linii de 20 kV fără defect.

Influența negativă asupra siguranței în funcționare a protecției PDCL poate avea și curentul de dezechilibru care apare în regim normal de funcționare din structura filtrului FHC.

Din măsurătorile efectuate în sectorul experimental de rețea a rezultat că în regim normal de funcționare tensiunile și curenții de dezechilibru au următoarele valori maxime:

- tensiunea homopolară de dezechilibru în filtrul FHT  $3U_{01} = 0,7 \text{ V}$ ;
- curentul homopolar de dezechilibru în filtrul FHC  $3I_{01} = 10 \text{ mA}$ .

Deoarece în etapa experimentală curentul minim de funcționare al protecției PDCL, din structura blocului BHAC-1 a fost stabilit la valoarea de  $I_{\min} = 25 \text{ mA}$  s-a considerat că nu este necesară condiționarea funcționării acestei protecții și de valoarea curentului de dezechilibru în filtrul FHC.

Refuzul de funcționare al protecției PDCL poate să aibă loc și în cazul în care circuitul din structura filtrului FHT este întrerupt.

Ținând seama de cele de mai sus pentru funcționarea corectă a protecției PDCL din structura blocului BHAC-1 au fost luate numai următoarele măsuri:

- controlul automat al circuitului din structura filtrului FHT;
- stabilirea pragului de tensiune minimă din structura filtrului FHT la care protecția PDCL poate să funcționeze corect.

Întrucât sensibilitatea protecției PDCL din structura blocului BHAC-1 este determinată de valoarea tensiunii homopolare de dezechilibru ( $3U_{01}$ ), care apare în regim normal de funcționare a rețelei de 20 kV cu neutru izolat se impune ca pe perioada experimentării acestei protecții în condițiile reale de funcționare să fie măsurată periodic valoarea tensiunii de dezechilibru în filtrul FHT.

Pentru funcționarea corectă a protecției PDCL se impune coordonarea reglajelor la blocurile BHAC-1 și BHT-10.a privind semnalizarea simplelor puneri la pământ, controlul automat al circuitului din structura filtrului FHT și limitarea sensibilității protecției PDCL la tensiunea de dezechilibru din filtrul FHT.

#### **4.4.2. Protecția homopolară ampermetrică PHAL**

În cazul rețelelor de 20 kV cu neutru izolat protecția homopolară ampermetrică poate avea următoarele funcții: declanșarea liniei la simple puneri la pământ metalice; declanșarea liniei la duble puneri la pământ.

Varianta de utilizare a protecției PHAL la simple și duble puneri la pământ se poate folosi în general în cazul rețelelor cu neutru izolat având curenți capacitivi mai mari de 30 A. În cazul rețelei experimentale de 20 kV Bara Mare curentul capacitiv total fiind  $\Sigma I_c \cong 18 \text{ A}$  protecția PHAL este utilizată pentru declanșarea liniei de 20kV la defecte cu dublă punere la pământ.

Din considerentul ca reglajul de curent ale protecției PHAL împotriva defectelor cu dublă punere la pământ este ridicat rezultă următoarele concluzii:

- curentul homopolar de dezechilibru din filtrul FHC nu influențează reglajul de curent al protecției PHAL și în consecință nu se ia în considerare;
- pentru a reduce durata de solicitare a căilor de curent și durata de transmitere a tensiunilor periculoase reglajul de timp trebuie stabilit la valori cât mai mici; se recomandă ca timpul de reglaj  $t_r$  să fie  $\leq 0,2s$ .

Avantajul utilizării protecției PHAL împotriva defectelor cu dublă punere la pământ în locul protecției maxime de curent PMCT constă în faptul că reglajele de curent și de timp ale acestei protecții nu depind de valoarea curentului de sarcină deci poate avea valori mai scăzute cele două protecții pot fi folosite astfel:

- protecția maximală de curent temporizată PMCT pentru sesizarea scurtcircuitelor trifazate;
- protecția homopolară ampermetrică PHAL pentru sesizarea defectelor cu dublă punere la pământ.

---

Realizarea unor blocuri de protecție pentru sesizarea simplei și dublei puneri la pământ pentru rețele de 20 kV cu neutrul izolat poate fi extinsă și în cazul rețelelor de 20kV cu neutrul compensat.

#### 4.4.3. Schema electrică a Blocului BHAC-1 –descrierea elementelor componente

Schema electrică a blocului digital BHAC-1 este prezentată în fig.4.3, și cuprinde următoarele module: modulul protecției direcționale capacitive notat MD-1 în fig.4.3; modulul protecției homopolare ampermetrice, notat RAT-1 în fig.4.3; modul de semnalizare optică, notat MSO-2 în fig.4.3; modulul de sarcină notat MS în fig.4.3.

Consumul blocului este de 1,32W în regim de așteptare și 4,4W în regim de funcționare.

În modulul MD-1 intrările de curent sunt bornele 1 și 2, iar cele de tensiune 3 și 4. Valoarea minimă a curentului sesizat este 25mA (valoare mult mai mare decât curentul de dezechilibru în absența defectului), iar valoarea minimă a tensiunii este 2V. Releul direcțional este realizat cu un microprocesor care permite realizarea unor sensibilități ridicate. Unghiul interior al releului poate fi reglat grosier și fin. Intervalul grosier se realizează în trepte de 45° iar cel fin în trepte de 5°. Unghiul de sensibilitate maximă este de 80°. Releul de timp este realizat cu același microprocesor și permite reglajul între (0,5-5)s. Protecția poate funcționa în regim independent când bornele 12-13 sunt șuntate prin contactul unui releu intermediar.

Modulul protecției homopolare ampermetrice conține circuitul de măsură al curentului homopolar (bornele 1-2 în fig.4.3 de la modulul RAT-1) un releu de temporizare pentru reglarea temporizării și circuitul de punere în funcțiune. Releul de timp este realizat cu același microprocesor ca și releul de curent și poate fi reglat în intervalul (0,2-2)s. Releul de curent este reglabil între (0,1-0,5)A. Condiționarea funcționării protecției homopolare se realizează la fel ca la protecția direcțională capacitivă.

Modulul de semnalizare indică regimul în care se găsește blocul digital prin intermediul unor lămpi de semnalizare montate în modulul notat MSO-2 (fig.4.3), lămpile  $T_1$  și  $T_2$ , respectiv prin lămpile de semnalizare din modulul MD-1 și RAT-1. În regimul "pregătit pentru funcționare" LED-urile din modulul MD-1 și RAT-1 de culoare verde sunt aprinse. Când blocul a funcționat se aprind LED-urile de culoare roșie din modulul MSO-2. Blocul digital se resetează automat la dispariția tensiunii de alimentare a blocului, dar poate fi resetat și manual prin butonul  $B_{11}$  și  $B_{12}$  din fig.4.3. Modulul de sarcină este constituit dintr-un releu intermediar prevăzut cu trei contacte normal deschise. Cele trei contacte pot închide un circuit al cărui curent este maxim 10A și întrerupe un circuit al cărui curent este maxim 0,4A. Tensiunea admisă pe cele trei contacte este 220 Vc.c.

Din fig.4.3 rezultă că impulsul de comandă pentru declanșarea unei linii de 20 kV poate fi transmis la baretele de comandă (+BC,-BC) numai dacă dispozitivul de deconectare  $9B_n$  (unde n reprezintă numărul celulei aferente liniei de 20 kV,  $n=1,2,\dots$ ) este conectat.





#### 4.4.4. Reglajele blocului BHAC-1

Așa cum s-a arătat sensibilitatea protecției direcționale capacitive din structura blocului BHAC-1 la defecte cu simplă punere la pământ este determinată de următoarele mărimi :

- tensiunea homopolară de dezechilibru în filtrul FHT în regim normal de funcționare a rețelei de 20 kV ( $3U_{01}$ );
- tensiunea homopolară în filtrul FHT pe durata defectului cu simplă punere la pământ ( $3U_0$ );
- curentul homopolar de dezechilibru în filtrul FHC în regim normal de funcționare ( $3I_{01}$ ).

Tensiunea  $3U_{01}$  și curentul  $3I_{01}$  la defecte cu simplă punere la pământ prin rezistența de trecere mare pot modifica zona de activare a protecției PDCL și prin urmare este posibilă funcționarea falsă sau refuzul de funcționare a acestei protecții.

În etapa experimentală a protecțiilor în rețele de 20 kV cu neutru izolat încadrarea blocului BHAC-1 în structura stației de 20 kV Baru Mare a fost realizată astfel încât controlul circuitului din structura FHT precum și limitarea pragului de tensiune din acest filtru să fie realizată de protecția PHT-SR aferentă blocului BHT-10.a.

La măsurători au rezultat următoarele valori ale curentului și tensiuni de dezechilibru:  $3U_{01} = 0,6$  V;  $3I_{01} = 10$  mA.

Protecțiile PDCL din cele cinci blocuri BHAC-1 montate în stația de transformare Baru Mare au fost reglate astfel încât să funcționeze sigur la următoarele valori: tensiunea homopolară în secundarul filtrului  $3U_{02} = 2$  V, curentul homopolar al liniei  $3I_{02} = 25$  mA.

Din acest motiv în prima etapă de experimentare a protecțiilor PDCL s-a menținut numai controlul tensiunii la bornele circuitului de măsură din structura filtrului FHT având valori reglate la:  $U=0 - 50$  mV, pentru frecvența de 50 Hz

Ținând seama de cele menționate mai sus reglajele protecțiilor PDCL montate pe cele cinci linii de 20 kV din stația Baru Mare sunt:

- valori minime pentru tensiune homopolară  $3U_{02} = 2$  V, valoarea minimă pentru curent homopolar  $3I_{02} = 25$  mA ,
- unghiul de sensibilitate maximă  $\varphi_{\max} = -80^\circ$
- reglajul de timp:  $t_r = 0,5$  s
- tensiunea minimă de control la bornele circuitului de măsură pentru FHT  $U_0 = 50$  m V, 50 Hz (reglat la BHT-10.a)
- condiția de control al tensiunii homopolare de dezechilibru în FHT (dispozitivele 9B<sub>8</sub> și 9B<sub>9</sub> conectate) este anulată.
- condiția de control a curentului homopolar de dezechilibru în FHC anulată.

În perioada experimentală la stabilirea reglajelor pentru protecțiile PDCL și PHAL s-a ținut seama de următoarele:

- protecțiile PDCL trebuie să declanșeze întreruptorul liniei de 20 kV numai după expirarea timpului prescris pentru defecte cu splp autostingătoare;
- pentru a urmări comportarea protecției PDCL la defecte cu simplă și dublă punere la pământ reglajul de timp al acesteia trebuie să fie mai mare decât cel al protecției PHAL;
- reglajul de curent al protecției PHAL trebuie stabilit astfel încât în majoritatea cazurilor această protecție să funcționeze la defecte cu dublă punere la pământ.

Reglajele protecțiilor PDCL și PHAL care au fost stabilite pentru sectorul experimental sunt prezentate în Anexa 1.

#### 4.4.5. Verificări în laborator a protecțiilor PDCL și PHAL

Pentru punerea în funcțiune a blocurilor de protecție tip BHAC-1, la nivel de laborator, au fost executate următoarele :

- verificarea și măsurarea parametrilor funcționali;



---

- experimentarea comportării protecțiilor PDCL și PHAL în structura unui panou de protecție realizat pentru stația de 220/110/20 kV Baru Mare.

Caracteristica unghiulară a protecției PDCL a fost verificată pentru următoarele domenii limită și anume:

- tensiunea și curentul minim de activare pentru domeniul prestabilit  $\varphi = 10^\circ$  inductiv și  $\varphi = 170^\circ$  capacitiv ,  $U_{min} = 2$  V,  $I_{min} = 25$  mA;
- tensiunea nominală și curentul minim de activare pentru domeniul prestabilit  $\varphi = 10^\circ$  inductiv și  $\varphi = 170^\circ$  capacitiv ,  $U_n = 100$  V,  $I_{min} = 25$  mA;
- tensiunea nominală și curentul de activare pentru domeniul prestabilit  $\varphi = 10^\circ$  inductiv și  $\varphi = 170^\circ$  capacitiv ,  $U_n = 100$  V,  $I = 1$  A.

Pe baza rezultatelor obținute cu ocazia verificării caracteristicii unghiulare a protecției PDCL se pot stabili următoarele:

- pentru BHAC-1 nr.1 (TT cu miez Fe) montat pe LEA 20 kV Hațeg apare o abatere de la condiția impusă pentru  $U = 100$  V și  $I = 1$  A și anume protecția lucrează la  $\varphi = 10^\circ$  inductiv și  $\varphi = 188^\circ$  capacitiv.
- pentru BHAC-1 nr.2 (LEA O.Ponor), BHAC-1 nr.3 (LEA Petrila) și BHAC-1 nr.4 (LEA Refractara 1) având TT cu miez Fe caracteristica unghiulară păstrează limitele impuse cu o abatere ( $\pm 2^\circ$ );
- pentru BHAC-1 nr.5 (LEA Refractara 2) având TT cu Si caracteristica unghiulară pentru  $U_{min} = 2$  V și  $I_{min} = 25$  mA este cuprinsă între  $\varphi = 3^\circ$  inductiv și  $\varphi = 176^\circ$  capacitiv.

După executarea verificărilor de ansamblu la protecțiile PDCL și PHAL se pot stabili următoarele:

- tensiunea minimă de alimentare la care se asigură funcționarea protecțiilor PDCL și PHAL are valoarea:  $U_{min} \geq 135$  Vc.c.
- scala de curent la protecția PHAL corespunde limitelor prescrise (0,1 – 0,5) A cu posibilitatea de extindere până la  $I_{reg} = 1$
- scala de timp corespunde domeniilor precise și anume: (0,5 -5)s pentru PDCL, 0,1 ... 0,5s pentru PHAL cu posibilitatea de extindere până la 1s.

Protecțiile PDCL și PHAL din structura blocurilor BHAC-1 montate pe panoul de Protecție PPH au fost testate cu interacționarea releelor din schema de comandă și semnalizare aferentă în diferite regimuri de funcționare ale rețelelor de 20 kV.

Din fig.4.4. rezultă că blocurile digitale BHT-10.a, BHT-10.b, BHAC-1 transmit impuls de declanșare întrerupătorului fiecărei linii de 20 kV. Blocul BHT-10.a este folosit în regim de semnalizare. Tensiunea homopolară pentru cele trei blocuri este asigurată de grupul de măsură iar curentul homopolar al blocului este asigurat de filtrul homopolar de curent al fiecărei linii de 20 kV. Cele trei blocuri sunt prezentate în Anexele 2,3,4.

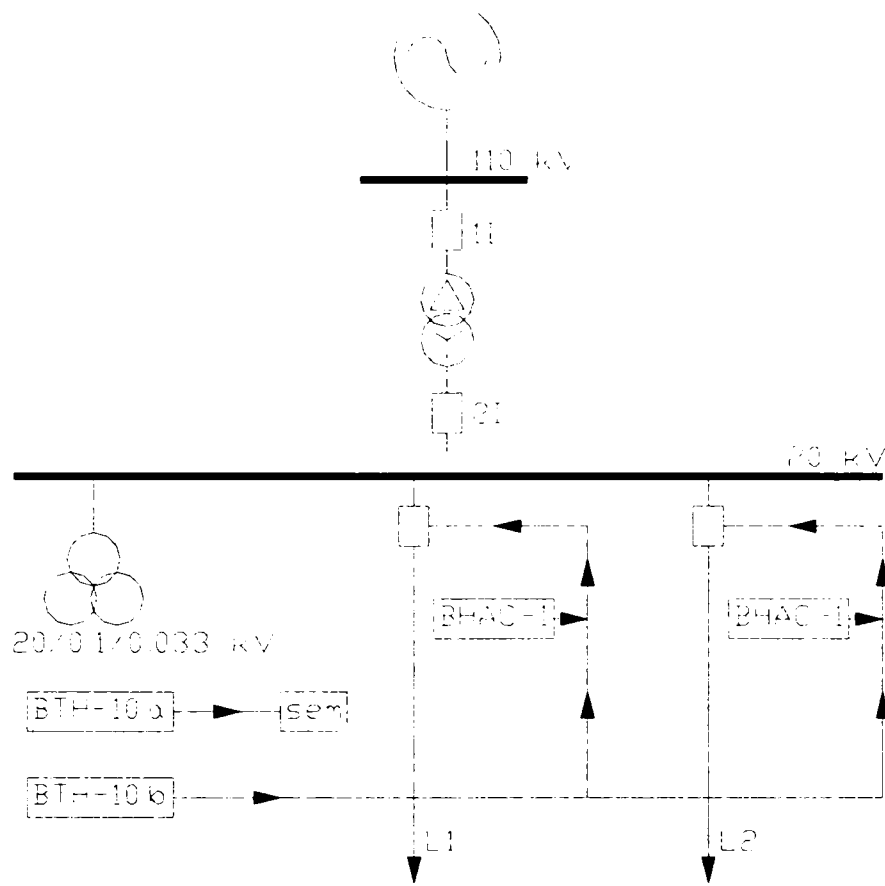


Fig.4.4 Schema de încadrare a blocurilor de protecție în stația Baru Mare

---

## Cap.5.Măsurători în rețeaua reală de 20 kV cu neutrul izolat

În vederea verificării rezultatelor analitic și prin simulări numerice, precum și a verificării funcționării blocurilor de protecție concepute și realizate s-a amenajat un sector experimental special în stația de transformare 220/110/20 kV Baru Mare. Schema normală a stației de transformare este prezentată în Anexa 5. Așa cum s-a prezentat în capitolul 4 reglajele acestor protecții sunt prezentate în Anexa 1. Curentul capacitiv al rețelei determinat prin măsurători este 18A . Toate blocurile realizate s-au montat într-un panou de protecții panou montat în sectorul experimental. O vedere de ansamblu a acestui panou este prezentată în Anexa 6.

Pentru a urmări comportarea protecțiilor prin relee realizate în stația de 20 kV Baru Mare a fost montat un perturbograf digital care permite înregistrarea evenimentelor la următoarele defecte:

- simple puneri la pământ autostingătoare;
- simple și duble puneri la pământ trecătoare sau persistente;
- scurtcircuite trifazate.

Pentru înregistrarea tensiunilor și curenților se utilizează un osciloperturbograf tip CDR (Compact Disturbance Recorder) producție TELECOMM SRL. Acest echipament este destinat înregistrării evenimentelor ce apar în funcționarea instalațiilor electrice, de regulă stații electrice de transformare, procese chimice, etc.Cu ajutorul acestui perturbograf se înregistrează curenții homopolari ai liniilor de 20 kV conectate pe bara I; Ohaba Ponor, Refractara 1 și 2, Petrița și bara II Hațeg, tensiunile de fază a celor trei faze R,S,T, din grupul de măsură aferent sistemului de bare I, tensiunile homopolare ale celor două sisteme de bare precum și impulsurile de declanșare ale blocului BHT-10.a respective BHAC-1. În total se înregistrează 12 mărimi analogice și 12 mărimi digitale.

Înregistrarea unui semnal este formată din două părți: prima parte indică valoarea semnalului înaintea evenimentului iar a doua parte arată evoluția semnalului pe timpul evenimentului.

Echipamentul utilizat în măsurători permite descărcarea bazei de date pe un calculator de tip IBM-PC. Softul cu care este echipat are următoarele facilități:

- determinarea semnalului înregistrat;
- data și timpul la care s-a produs înregistrarea;
- rata de eșantionare asemnalului înregistrat;
- timpi pre și postavarie;
- salvarea înregistrărilor disponibile în memoria echipamentului.



Fig. 5.1. Stâlpul terminal nr.343 al LEA 20 kV Hațeg – Baru Mare

### 5.1. Schemă utilizată pe durata probelor

Datorită riscurilor la care s-ar expune rețeaua de 20 kV în cazul unui defect de tipul dublă punere la pământ în sectorul experimental s-au provocat doar defecte de tipul simplă punere la pământ. Aceste defecte s-au provocat pe linia 20 kV Hațeg la stâlpul nr.343. O vedere de ansamblu a locului unde s-a provocat defectul este prezentată în fig.5.1. Lungimea liniei până la locul de defect (stâlp nr.343) este de 0,865 km. Simpla punere la pământ s-a provocat prin legarea fazei T printr-un scurtcircuitor la priza de pământ a stâlpului  $R_t=3,5\Omega$  (valoarea rezistenței de dispersie a prizei de pământ aferente stâlpului la care s-a provocat defectul). Pentru celelalte două variante s-au inseriat cu rezistența prizei de pământ a stâlpului o rezistență de  $5.000\Omega$ , respectiv de  $10.000\Omega$ . La stâlpul la care s-a provocat defectul linia 20 kV Hațeg s-a secționat prin deschiderea separatorului aferent.

Pe durata probelor în stația 20 kV Baru Mare a fost utilizată următoarea schemă:

- LEA 20kV Ohaba Ponor, Refractara 1, Refractara 2 și Petrila sunt racordate pe bara I de 20 kV;
  - transformatorul 1 110/20 kV este racordat pe bara I de 20 kV;
  - cupla longitudinală 20 kV este conectată;
  - întrerupătorul de 20 kV LEA Hațeg este deconectat și se conectează cu aprobarea dispecerului pe bara II de 20 kV;
  - faza T 20 kV LEA Hațeg este pregătită pentru a realiza simpla punere la pământ, metalică, conductor căzut pe pământ uscat, punere la pământ rezistivă cu valori între 1-10 k $\Omega$ .
- Probele efectuate în sectorul experimental au fost efectuate în două etape:

---

Prima etapă a constat în stabilirea cerințelor care se impun unei protecții moderne fiabile și selective și a fost efectuată cu protecțiile clasice existente în exploatare în sistemul energetic.

A doua etapă de probe a fost efectuată cu noile blocuri de protecție concepute și realizate în cadrul tezei de doctorat.

## 5.2. Protecțiile liniilor de 20 kV pentru probele inițiale

La probele inițiale efectuate în rețeaua de 20 kV ,pentru determinarea cerințelor pentru noile blocuri de protecție , pe liniile de 20 kV au fost prevăzute următoarele relee și dispozitive:

### **-Protecția homopolară de curent (PHCL)**

Protecția homopolară de curent este realizată pe fiecare plecare de 20 kV cu ajutorul unui releu de curent RC2 alimentat din filtrul homopolar de curent realizat în secundarul redactorilor de curent de pe linia de 20 kV și un releu de timp de tipul Rtpa5.

### **- Protecția direcțională de curent capacitiv**

Această protecție se realizează cu: releul direcțional tip RCC produs de ICEMENERG și un releu de temporizare tip Rtpa5. Releul de curent capacitiv tip RCC este destinat să protejeze plecările de M.T. ale stațiilor ale căror neutru este netratat (izolat), și este un releu direcțional de curent capacitiv.

Unghiul de sensibilitate maximă este  $\varphi = 260^\circ$ .

În intervalul  $170^\circ - 350^\circ$  la unghiul de sensibilitate maximă  $\varphi = 260^\circ$ , pentru o anumită tensiune, curentul de acționare este minim. Pentru o tensiune de 100 V , curentul minim de lucru este de 10 mA.

### **-Dispozitiv pentru declanșarea selectivă a liniei cu simplă punere la pământ tip DSLPP 100**

Dispozitivul pentru declanșarea selectivă a liniei cu simplă punere la pământ(**DSLPP 100** ) este destinat urmării și declanșării selective a liniilor electrice de medie tensiune, care are structură radială, în cazul simplei puneri la pământ, și este produs de firma TELECOMM SRL.

Soluția oferită de DSLPP-100, bazată pe o metodă centralizată de analiză a liniei cu defect (și nu distribuită ca în cazul protecției de putere homopolară) oferă un plus de siguranță în deconectarea selectivă a liniei electrice cu defect de acest tip.

## 5.3. Rezultatele măsurărilor cu blocurile noi de protecție

Probele și măsurările au fost executate în principal pentru determinarea experimentală a parametrilor rețelei electrice de 20 kV cu neutru izolat în vederea testării protecțiilor direcționale capacitive și de curent homopolar din structura blocurilor de protecție BHAC-1, montate pe cinci LEA de 20 kV și a protecțiilor de tensiune homopolare din structura blocurilor de protecție BHT-10.a și BHT-10.b montate pe barele stației de 20 kV.

În sectorul experimental realizat s-au efectuat următoarele operații:

- măsurarea în regim normal de funcționare a tensiunii de dezechilibru în filtru homopolar de tensiune (FHT) pe barele de 20 kV ale stațiilor de transformare 110/20 kV care alimentează rețele cu neutru izolat;

- înregistrarea numărului de defecte autostingătoare care pot apărea la simple puneri la pământ în rețele electrice de 20 kV cu neutru izolat;

- măsurarea tensiunii homopolare la defecte cu simpla punere la pământ metalice și rezistive în diferite regimuri de funcționare ale rețelei de 20 kV cu neutru izolat;

- analiza comportării protecțiilor direcționale tip RCC (ICEMENERG) și DSLPP 100 (TELECOM SRL) la probe de punere la pământ a unei faze în rețea de 20 kV cu neutrul izolat;
- măsurarea curentului capacitiv pe liniile de 20 kV în rețea de 20 kV cu neutrul izolat în cazul punerii la pământ a unei faze pentru diferite valori ale rezistenței de trecere:  $3,5\Omega$ ,  $5000\Omega$  respectiv  $10000\Omega$ .

Măsurătorile efectuate cu noile blocuri de protecție concepute sunt prezentate sub formă de oscilograme în Anexele 7.8 și 9.

În Anexa 7 se prezintă oscilograma obținută pentru cazul când simpla punere la pământ s-a realizat printr-o rezistență de trecere ( $R_{tr} = 3,5\Omega$ )

În Anexa 8 se prezintă oscilograma obținută pentru cazul când simpla punere la pământ s-a realizat printr-o rezistență de trecere  $R_{tr} = 5000\Omega$ . Pentru  $R_{tr} = 5\text{ k}\Omega$  protecțiile transmit comanda de declanșare după circa  $t = 60\text{ ms}$ .

În Anexa 9 se prezintă oscilograma obținută pentru cazul când simpla punere la pământ s-a realizat printr-o rezistență de trecere  $R_{tr} = 10000\Omega$ . Pentru rezistența de trecere  $R_{tr} = 10\text{ k}\Omega$  protecțiile transmit comanda de declanșare  $t = 0,4\text{ s}$ .

Temporizarea transmiterii comenzii de declanșare pentru  $R_{tr} = 10\text{ k}\Omega$  în cazul considerării mărimilor sinusoidale se datoresc modificării defazajului între tensiunea homopolară și curentul de defect.

Din măsurătorile efectuate în regim normal de funcționare, a rețelei de 20 kV cu neutrul izolat, tensiunea de dezechilibru în filtrul homopolar de tensiune a avut valori cuprinse între  $3 U_0 = 0,1 - 0,3\text{ V}$ .

Din primele înregistrări ale simplelor puneri la pământ autostingătoare a rezultat că probabilitatea de stingere a arcului electric, într-o rețea cu neutrul izolat, este mai mare la defecte prin rezistența de trecere mai mare de  $R_t = 5\text{ k}\Omega$ .

Ponderea mare de simplă punere la pământ care au aparut în regim de funcționare a rețelei de 20 kV se datorează, în principal, următoarelor cauze:

- conturnarea izolației ;
- slăbirea izolației datorită solicitărilor repetate la supratensiuni temporare care apare în perioada de conectare repetată a liniei de 20 kV de către personalul de exploatare, în vederea localizării porțiunii cu defect ;
- conturnarea sau străpungerea izolației la tensiunea de fază datorită punerilor la pământ accidentale provocate de păsări, vegetație, intervenția nedorită a persoanelor străine, etc.

Din analiza măsurătorilor experimentale, efectuate în rețea de 20 kV cu neutrul izolat de la Bara Mare, se pot desprinde următoarele observații privind oportunitatea introducerii unei protecții sensibile sigure și rapide împotriva defectelor cu simplă și dublă punere la pământ:

-rețeaua aeriană sau mixtă de 20 kV cu neutrul izolat nu poate să funcționeze cu simplă punere la pământ de durată, prezentând riscul de transformare în dublă punere la pământ în principal deoarece;

- protecțiile prin relee împotriva simplei puneri la pământ trebuie temporizate pentru a preveni declanșarea liniilor de 20kV în cazul defectelor autostingătoare;

- necesitatea realizării unei protecții homopolare de tensiune pentru declanșarea automată rapidă a liniei de 20 kV cu simplă sau dublă punere la pământ persistentă pe perioada manevrelor executate de personalul de exploatare în vederea localizării porțiunii cu defect;

- necesitatea realizării unei protecții sensibile, sigure și rapide pentru declanșarea automată selectivă a liniilor de 20 kV cu simplă sau dublă punere la pământ trecătoare sau persistentă în următoarele variante:

- protecția homopolară de curent (necesară pentru realizarea protecției sensibile, sigure și rapide la dubla punere la pământ);

- protecția homopolară direcționată cu controlul tensiunii homopolare (necesară pentru realizarea protecției sensibile, sigure și rapide la simpla punere la pământ).

---

- necesitatea realizării protecției homopolare de tensiune pentru semnalizarea simplei puneri la pământ prin rezistența de trecere foarte mare, care nu pot fi sesizate de protecții cu activare pe declanșare, și completată cu modul de testare a tensiunii homopolare la bornele circuitului de măsură în regim normal de funcționare.

Prin măsurători în regim normal de funcționare ale rețelei de 20 kV au fost înregistrate următoarele valori maxime ale curentului în filtrul FHC:

- LEA 20 kV Hațeg cu punere la pământ a unei faze:  $3I_{01} = 10 \text{ mA}$

- LEA 20 kV Ohaba Ponor, Refractara 1 și 2 și Petrila:  $3I_{01} = 8 \text{ mA}$

Tensiunea maximă de dezechilibru în filtrul FHT a barelor de 20 kV nu a depășit valoarea  $3U_{01} = 0,7 \text{ V}$ . Rezultatele obținute la proba de punere la pământ metalică a unei faze, Anexa 7, permit stabilirea următoarelor privind distribuția curentilor și tensiunilor în rețeaua de 20 kV:

- supratensiunea de frecvență industrială pe fazele sănătoase a atins valoarea  $\sqrt{3} U_f$ ;

- curentul capacitiv total al rețelei de 20 kV în schema normală de funcționare (cuprinzând LEA 20 kV Ohaba Ponor, LEA 20 kV Refractara 1, LEA 20 kV Refractara 2 și LEA 20 kV Petrila) are valoarea  $\Sigma I_c \cong 18 \text{ A}$ , mai mare decât cel calculat acărui valoare a fost de aproximativ 11A;

- ținând seama de valoarea totală a curentului capacitiv măsurat se poate stabili că în schema de funcționare a rețelei de 20 kV având racordată și LEA de 20 kV Hațeg curentul capacitiv total va avea valoarea  $\Sigma I_c \geq 23 \text{ A}$  și deci în viitor trebuie realizate reglajele de curent ale protecțiilor homopolare de curent din structura blocului BHAC-1 pentru schema de funcționare.

Din analiza oscilogramelor prezentate în Anexa 8 și 9 se constată următoarele:

- oscilopertubograful digital utilizat tip CDR poate înregistra curenți homopolari de valori mici (0,1...0,4 A curent secundar) numai cu erori relativ mari;

- la toate probele de simplă punere la pământ prin rezistență de trecere mare durata transmiterii comenzii de declanșare prin protecția PDCL a rămas neschimbată. Se are în vedere că la protecțiile direcționale clasice apare o creștere pronunțată a timpului de declanșare în funcție de valoarea rezistenței de trecere de la locul de simplă punere la pământ;

- la toate probele de simplă punere la pământ prin rezistență de trecere mare curentul de defect nu-și păstrează forma sinusoidală din cauza amorsării arcului electric la locul de defect și structurii rețelei;

- la toate probele de simplă punere la pământ au acționat corect protecțiile homopolare de tensiune din structura blocurilor de protecție tip BHT-10.a și BHT-10.b.



---

## Cap.6. Concluzii generale și contribuții originale

### 6.1. Concluzii generale

Teza și-a propus drept obiectiv principal conceperea și realizarea unui echipament numeric de protecție destinat protejării liniilor de medie tensiune din rețele de medie tensiune având neutrul izolat.

În lucrare autorul își propune conceperea și realizarea unei protecții digitale cu ajutorul căreia să poată fi sesizate defecte de tipul simplă sau dublă punere la pământ într-un timp scurt chiar dacă acestea se produc prin rezistență de trecere la locul de defect de valoare ridicată. Prin aceasta se reduce solicitarea izolației rețelelor de medie tensiune cu neutrul izolat ceea ce contribuie la creșterea siguranței de funcționare a acestor instalații.

Comparând diversele metode de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune și a protecțiilor aferente acestora se constată că fiecare din acestea prezintă avantaje și dezavantaje. Pornind de la importanța protecțiilor în sesizarea selectivă, rapidă și sigură a defectelor din rețeaua de medie tensiune cu neutrul izolat, autorul propune noi soluții privind protecțiile specifice acestui tip de rețea. Soluția propusă de autor are avantaje certe în cazul rețelelor de medie tensiune aeriene sau mixte, deoarece în aceste rețele există multe defecte trecătoare. Această soluție asigură selectarea defectelor trecătoare de cele permanente, deci nu provoacă deconectarea liniei cu defect dacă acesta este trecător. În cazul defectelor permanente se asigură deconectarea liniei cu defect într-un timp foarte scurt.

Dacă se are în vedere faptul că în România rețelele de medie tensiune au în mare măsură o vechime de peste 25 ani, izolația acestora este îmbătrânită, simplele puneri la pământ nedeconectate într-un timp scurt pot degenera în defecte multiple. Soluția propusă de autor asigurând deconectarea într-un timp scurt (1, 2, 3 sec.) a liniei cu simplă punere la pământ este avantajoasă pentru rețelele aeriene și mixte din țara noastră.

În urma studiilor efectuate privind regimul tranzitoriu rezultă următoarele precizări:

- Utilizarea metodelor numerice de studiu ale regimului tranzitoriu ce se produce în cazul unei simple puneri la pământ permite simularea a numeroase variante, care utilizând alte metode, practic nu ar putea fi rezolvate. Precizia acestor metode ține de aprecierea corectă a parametrilor din schemele simulate.

- Evoluția în timp a mărimilor pe durata regimului tranzitoriu depinde în mare măsură de faza tensiunii în momentul apariției simplei puneri la pământ. În urma simulărilor efectuate s-a constatat că tensiunile sunt maxime în regimul tranzitoriu considerat dacă faza tensiunii în momentul apariției defectului este aproximativ 90 grade.

- Durata regimului tranzitoriu în cazul unei simple puneri la pământ este influențată de valoarea rezistenței de trecere la locul de defect. Astfel pentru  $R=1 \Omega$  durata regimului tranzitoriu este maximă iar pentru  $R=1000 \Omega$  durata este neglijabilă. Rezultă că situațiile care duc la supratensiuni mai mari sunt cele în care simplele puneri la pământ sunt nete.

Prin utilizarea celor două metode de simulare s-au obținut pentru aceiași parametri ai rețelei valori apropiate pentru curentul de defect, tensiunea homopolară și curenții și tensiunile de fază. În cazul modelelor de simulare regimul este sinusoidal comparativ cu cazul real în care regimul nu mai este sinusoidal. Forma curenților capacitivi și homopolari este influențată de reductoarele de curent și tensiune precum și de transformatoarele de curent și tensiune de adaptare din osciloperturbografe. De asemeni se observă că valoarea curentului capacitiv total al stației BARU MARE 20 kV este de 18 A. Aceasta arată că rețeaua s-a dezvoltat față de situația proiectată cu un curent capacitiv de 10 A, deci cu neutrul izolat.

Blocurile de protecție BHT-10.a, BHT-10.b și BHAC-1 au fost montate și puse în funcțiune în stația de 20 kV Baru Mare urmând ca funcțiunile protecțiilor PHT-SR, PHT-DL, PDCL și PHA să fie urmărite în următoarele regimuri de funcționare ale rețelei de 20 kV cu neutrul izolat:

- simple puneri la pământ autostingătoare;
- simple și duble puneri la pământ trecătoare sau persistente;



- scurtcircuite trifazate;
- manevre executate de personalul de exploatare pentru localizarea defectului cu simplă sau dublă punere la pământ.

Din analiza probelor și măsurărilor experimentale efectuate în rețeaua de 20 kV Baru Mare cu neutrul izolat se desprind următoarele concluzii privind utilizarea blocurilor de protecție tip BHAC-1, BHT-10.a și BHT-10.b împotriva defectelor cu simplă și dublă punere la pământ:

- curentul capacitiv total al rețelei de 20 kV este mai mare decât cel prevăzut de reglementările tehnice în vigoare (10 A) și anume 18 A pentru regim normal de funcționare sau 23 A în schema de abatere;

- pentru a mări gradul de siguranță a protecțiilor din structura blocurilor BHT-10.a, BHT 10.b și BHAC-1 au fost introduse două subansamble noi și anume:

- subansamblu de tensiune pentru continuitatea circuitului din structura filtrului homopolar de tensiune FHT semnalizat optic;

- utilizarea blocului BHT-10.a pentru controlul demarajului protecției direcționale capacitive PDCL ținând seama și de valoarea tensiunii de dezechilibru în filtrul homopolar de tensiune FHT în cazul regimului normal de funcționare a rețelei de 20 kV.

- pentru mărirea siguranței în funcționare a protecției direcționale capacitive PDCL au fost luate în considerare următoarele cerințe suplimentare:

- pragul de tensiune minimă din structura filtrului homopolar de tensiune FHT acționează corect având în vedere tensiunea de dezechilibru și pragul de curent minim din filtrul homopolar de curent FHC la care protecția direcțională capacitivă PDCL poate să acționeze corect ținând seama de curentul de dezechilibru în regim normal de funcționare.

- au fost analizate și experimentate reglajele protecției homopolare ampermetrice PHAL din structura blocului care să permită utilizarea acestei protecții împotriva defectelor cu simplă și dublă punere la pământ.

- pentru a trece la executarea unor probe complexe la simple puneri la pământ (conturnarea unui izolator, conductor căzut la pământ etc.) se impune utilizarea unui perturbograf digital care să permită înregistrarea mărimilor analogice (tensiune, curent, putere, etc.) cu o eroare de măsurare cât mai mică.

La concepția și realizarea structurii hardului utilizat în vederea implementării softului aferent protecțiilor numerice homopolare de tensiune și curent tip BHT-10 și BHAC-1 au stat următoarele cerințe tehnice:

- folosirea unui microcontroler performant care să permită: viteză mare de calcul și sensibilitate, număr mare de porturi aferente intrărilor și ieșirilor de date, arhitectură RISC care permite o programare paralelă utilă pentru analiza în timp real a mărimilor de intrare, memoria program și memorarea de date incluse în cadrul microcontrolerului, necesare unui gabarit redus a hardului aplicațiilor. Este utilizat un microcontroler de la firma AMTEL (SUA) tip AT 9058515-8PI.

- utilizarea unor subansambluri electronice care să permită conversia mărimilor analogice de intrare ale protecțiilor, în semnale numerice ce pot fi preluate într-un format corespunzător pentru intrările microcontrolerului care să permită: aplicarea unor supratensiuni mari la intrare, consum propriu redus, viteză mare de lucru, construcție în tehnică SMD în vederea miniaturizării.

La realizarea softului s-a ținut seama de următoarele:

- implementarea organigramei aplicației să se facă printr-un număr restrâns de instrucțiuni pentru a permite un timp de prelucrare cât mai scurt, pentru a corespunde fenomenelor rapide din sistemul energetic;

- erorile de eșantionare, analiză și prelucrare a mărimilor analogice să fie cât mai mici ( $\leq 1\%$ );

- erori mai mici ale reglajelor de timp;

---

- corecții soft privind deriva cu temperatura a mărimilor stocate;

În acest sens s-a utilizat programarea direct în limbaj de asamblare respectiv AMTEL ASAMBLEK V.1.20.

## 6.2. Contribuții originale

În legătura cu analiza unor aspecte teoretice și de calcul privind tematica tezei de doctorat se pot menționa următoarele contribuții personale mai importante:

1. Analiza particularităților rețelelor de medie tensiune cu neutrul izolat de care s-a ținut seama la conceperea echipamentului performant de protecție realizat. Se menționează că, acest tip de rețele sunt într-o mai mică măsură analizate în literatura de specialitate din punct de vedere al protecției.

2. Prezentarea într-un cadru teoretic foarte general a calculului regimului trifazat nesimetric prin metoda componentelor simetrice. Autorul acordă o atenție deosebită și metodei bazate pe introducerea în studiu a factorilor și coeficienților de nesimetrie, metodă care este de dată relativ recentă și care în lucrare este dezvoltată și aplicată avantajos la calculul unor scurtcircuite.

3. Comportarea rețelei în regim tranzitoriu este analizată în principal, atât prin metoda variabilelor de stare care în ultimul timp se aplică și în domeniul electroenergetic, cât și metoda potențialelor la noduri în formă adaptată rețelelor de curent alternativ. Se poate releva aplicarea unor programe de calcul performante pentru cele două metode menționate (MATLAB Simulink și PSPICE). Referindu-se la aceeași rețea, rezultatele numerice obținute prin cele două metode de calcul menționate diferă, în medie cu 5-10%, ceea ce înseamnă o bună concordanță între ele.

4. Pentru cazul unei duble puneri la pământ se analizează influența diferiților factori asupra tensiunii homopolare pe barele stației, curenților homopolari a celor două linii cu defect, curenților de defect, rezultând concluzii foarte utile, cum ar fi regimul deosebit de dezavantajos al punerii duble la pământ pe linii diferite. În cazul în care dubla punere la pământ are loc pe aceeași linie protecția homopolară de curent nu poate sesiza acest defect.

În ceea ce privește realizarea echipamentului digital de protecție se menționează contribuțiile:

5. Conceperea și realizarea unui echipament de protecție digital performant pentru rețelele de medie tensiune cu neutrul izolat, care ține seama și de unele particularități ale rețelei electrice din țara noastră, cum este starea izolației acesteia.

6. Aplicarea, reglarea și urmărirea comportării acestui echipament de protecție într-o rețea reală de medie tensiune de 20 kV (Baru Mare). Realizarea în întregime în mod uzitar a acestui echipament performant de protecție se poate considera o premieră pe plan național.

7. Acest echipament de protecție poate sesiza defecte de simplă și dublă punere la pământ într-un timp foarte scurt (de aproximativ 1 secundă) sau chiar sub această valoare și în cazul unor rezistențe de trecere mari la locul de defect. Prin această performanță, se reduce sensibil solicitarea izolației rețelei de medie tensiune cu neutrul izolat, ceea ce contribuie la creșterea siguranței de funcționare a acestora.

8. S-a stabilit o soluție optimă de integrare a blocurilor de protecție în sistemele de supraveghere și control din stațiile de transformare.

9. Se propune modificarea normativelor actuale din țara noastră care prevăd doar semnalizarea simplei puneri la pământ, prin obligativitatea declanșării acestui tip de defect, așa cum prevăd de altfel și normativele pe plan mondial.

10. Pentru definitivarea soluției finale s-a efectuat un număr mare de probe și verificări asupra echipamentului de protecție, atât în laborator cât și în rețea.

## BIBLIOGRAFIE

1. Antoniu I.S.; - Chestiuni speciale de electrotehnică . Editura Academiei R.P.R., București, 1956
2. Arie A., Dumitriu C.; - Aplicarea unor operatori de ortogonalitate pentru determinarea defectelor nesimetrice, multiple în rețele electrice. Studii și cercetări de energetică și electrotehnică.
3. Arie A.; - Dumitriu C. Folosirea componentelor simetrice ale liniilor electrice compensate, pentru calculul căderilor de tensiune în liniile electrice necompensate. Conferința Națională de electrotehnică și energetică, Timișoara, sept. 1982, vol.10, p.27-37
4. Asaftei C., Istrate M., Gușă M., Gavrițaș N.; - Tehnici de control și supravegherea rețelelor electrice de distribuție. Editura fundației culturale Renașterea Română 1998
5. Balașiu F.; - Echipament integrat de protecție, automatizare și măsură pentru linii electrice de medie tensiune din stații și posturi de transformare. Conferința de electroenergetică ,Timișoara ,1994.
6. Balzer G., Heiss W.A.; - Influence du régime du neutre sur les tensions et courants en cas de défaut; Simpozionul Neutre MT Quel devenir?, Mulhouse ,1994.
7. Barna F., Buta G., Roman A.; - Achiziția și analiza prin calculator a mărimilor de regim tranzitoriu și evenimentele din stații de transformare.
8. Bălan Gh.; - Influența tratării neutrilor asupra siguranței în funcționare a rețelelor de medie tensiune. Teză de doctorat. Institutul Politehnic București, 1978.
9. Bercovici M., Arie A., Poată Al.; - Rețele electrice. Calcul electric. Editura Tehnică ,București, 1974.
10. Bercovici M., Arie A., Tudose M.; - Aspecte privind aplicarea teoriei componentelor simetrice în analiza regimurilor nesimetrice ale rețelelor electrice. Buletinul Științific și Tehnic al Institutului Politehnic București, XXIX, nr.4, 1967, p.101-131.
11. Berthet, Meunier; - Maintenance de la fourniture pendant une defect monophasé moyenne tension. REE no.2 1996.
12. Blume, W.; - Computer Circuit Simulation, Byte, July, 1986, p.165.
13. Bogoevici N., Toader D.; - Utilizarea fazorilor de nesimetrie în analiza rețelelor electrice trifazate nesimetrice și dezechilibrate. Energetica 41, 1993, nr.4-B.
14. Bogoevici N., Toader D.; - Nesimetria tensiunilor la o rețea electrică trifazată în regim de scurtcircuit monofazat. Simpozionul național de rețele electrice, oct.1984, Timișoara vol.III, p.92-104.
15. Bogoevici N.; - Definierea operatorilor de nesimetrie pentru rețele electrice trifazate nesimetrice și dezechilibrate. Sesiunea de Comunicări Științifice, mai 1983. Reșita, nr.9, p.49-56.
16. Broșteanu Gh., Badea, Ghenzbraun I., Columbeanu P.; - Protecția prin rele și automatizarea sistemelor electrice. Editura Tehnică București, 1973
17. Cătoiu Șt., Mocanu D., Mărieș H., Grigoriu V.; - Modernizarea rețelelor de distribuție de medie tensiune din România ProducereaTransportul și Distribuția Energiei Electrice și Termice 8-9/2001.
18. Chua, L.O., Lin, P., M.; - Computer-aided analysis of electronic circuits, Prentice-Hall, 1975.
19. Clarke Ed.; - Analiza circuitelor sistemelor electroenergetice. Editura Tehnică București, 1973.
20. Clement M., Daniel D., Bergeal J.; - Évolution du régime du neutre moyenne tension à Électricité de France.

21. Codiassse A.M., Guilleric M., Giraud D.; - Connaissance des charges moyenne tension, en vue de leur prise en compte dans les études de planification. Revue Generale Électricité , nr.7-8, 1982, p.518-527.
22. Crișan O.; - Sisteme electroenergetice. Editura Didactică Și Pedagogică București, 1979.
23. Curelaru Al.; - Probleme de stații și rețele electrice. Editura Scrisul Românesc, Craiova, 1979.
24. Dimitriu L., Iordache M.; - Circuite electrice în regim tranzitoriu. Universitatea Tehnică București 1996.
25. Dimo P., Arie E., Manea F., Ionescu S., Nicolae P.; - Tratarea neutrului rețelelor de înaltă tensiune pentru evitarea supratensiunilor prelungite. Editura Academiei, 1960.
26. Dimo P.; - Modele REI și indicatori de stare. Sisteme energetice interconectate. Editura Academiei R.S.R. București, 1979.
27. Drăgan G.; - Supratensiuni interne în sistemele electromagnetice. Editura Tehnică, București, 1975.
28. Fawraud J.; - Fonctionnement et protection des réseaux de distribution. Électricité de France , Paris. 1967.
29. Fawraud. J.; - Calcul des courants de court-circuit. Électricité de France , Paris, 1967.
30. Felea I., Dale E., Secui C.; - Evaluarea daunelor provocate de existența regimului deformant și nesimetric în rețelele electrice. Energetica ,1999, nr.7.
31. Felea I., Dale E.; - Efectele energetice ale funcționării motorului asincron în regim deformant și nesimetric. Energetica , 1999, nr.11.
32. Fickert I. Schweer A.; - Détection et location des défauts à la terre. R.E.E. nr.2, 1966.
33. Fickert I. Schweer A.; - Le régime du neutre sur les réseaux MT et son influence sur la qualité de distribution d'énergie sur l'exploitation de réseau. Neutre MT quel devenir? Mulhouse 1995
34. Fîntîină C., Nimereală V., Constantin R., Goga V., Rusu A., Bobi A.; - Echipament pentru protecția celulelor de medie tensiune din stații electrice de transformare.
35. Fraisse J.L., Marty A.; - Électricité de France network automation policy, Conseil International des Reseaux Electriques de Distribution, 1993
36. Fronticelli G.; - Considerations, tendances, essais et expérience d'exploitation relatifs aux réseaux à moyenne tension a neutre isolé. L'electrotecnica nr.4, 1964, p.252-261.
37. Goia I.; - Tratarea neutrului în rețele de medie tensiune, Editura Tehnică București 1985.
38. Goia L., Bălan Gh., Tănăsescu Al., Ișvan Tl.; - Tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune. Editura Tehnică București, 1985
39. Groza D., Hăjdău C., Căruntu V.; - Echipament pentru monitorizarea rezistenței de izolație în rețele de medie tensiune cu neutrul izolat, Simpozionul Național de Rețele Electrice Iași 2000.
40. Handschin E.Koning D.; - Le traitement du point neutre dans les Reseaux de moyenne tension; R.E.E. nr.2, 1996, pag.20.
41. Hațegan I.D., Toader D., Pinte N., Hristea V.; - Contribuții la concepția protecției prin relee pentru semnalizarea punerilor simple la pământ în rețele electrice de 20 kV- Simpozion SIG 2003 ORADEA
42. Hărăguș Șt., Toader D., Toaxen V.; - Fault transients in distribution networks with improved neutral point grounding. Proceeding of the IASTED International Conference Spain 2000.

43. Hărăguș, Șt., Toader D.; - Numerical simulation of transient phenomena triggered by single-grounding faults. Acta universitatis cibiniensis, electrotecnics, electronics and computer sciences. 1998, p.52.
44. Hobson J E., Whitecad D.L.; - Simetrical components. Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Westinghouse, Pittsburg, 1964.
45. Hristea Vl., Toader D.; - Probleme privind eliminarea defectelor de simplă punere la pământ prin rezistență de trecere mare în rețele de medie tensiune. Simpozion PRAM, Arad, mai 1978.
46. Iacobescu Gh., Iordăescu I., ș.a.; - Rețele electrice. Editura Didactică și Pedagogică București 1981.
47. Iacobescu Gh., Iordăescu I., Tudose M.; - Rețele și sisteme electrice. Editura Didactică și Pedagogică, București 1979.
48. Ignat J., Gălățanu D.; - Observabilitatea rețelelor electrice de distribuție de medie tensiune, Editura Ventura ,1995.
49. Ignat J., Vulcu I.; - Comportarea dispozitivului direcțional homopolar, pentru identificarea defectului homopolar la celelalte tipuri de defecte dintr-o rețea electrică de medie tensiune.
50. Ionescu G., Baciuc A.; - Rețele electrice de distribuție. Editura Tehnică București. 1981.
51. Ionescu Tr.; - Tendințe și concepții noi în structura și analiza rețelelor de distribuție din marile orașe. Prima Conferință a Energeticienilor din România. oct.1975.
52. Junber M., Connor Th.; - Changement du mode de mise à la terre du neutre moyenne tension d' un réseau régional. R.E. E. Nr.2, 1996.
53. Juston Ph., Griffel D.; - Mise à la terre du neutre MT des réseaux ruraux. La solution française. Neutre MT Quel Devenir? Mulhouse 1995.
54. Lacroix B., Roudaire J.F.; - Les équipements de mise à la terre et de protection. R.E.E. nr.2, 1996.
55. Lindeman D.; - Prescriptions de sécurité pour les lignes électriques aériennes de distribution à basse et moyenne tension. U.I.P.D. d'Energie Électrique, Paris, 1972.
56. Manea A.; - Protecția selectivă a rețelelor electrice de medie tensiune cu neutru izolat împotriva punerilor la pământ. Prima Conferință a Energeticienilor din România, oct.1975.
57. Mihoc D., Iliescu S.; - Automatizări și protecții prin relee în sistemele electroenergetice. Editura Didactică și Pedagogică București 1980.
58. Mocanu C.I.; - Teoria circuitelor electrice Editura Didactică și Pedagogică București , 1979.
59. Moretti M.; - Le problème du neutre dans les réseaux à moyenne tension. L'Electrotecnica, nr.8, 1963, p.559-566.
60. Paris L., Reggiani F., Camellini E.; - L' évolution du réseau de distribution primaire en relation à la continuité du service et au niveau des courants de court-circuit IEEE Trans PAS nr.4 1981.
61. Păduraru C., Ouatu T.; - Particularitățile protecției împotriva punerilor la pământ utilizate în stația Iași Centru 6kV dotată cu relee de fabricație Siemens 7SJ 531. Simpozionul Național de Rețele Electrice 2000
62. Păduraru C., Ouatu T.; - Urmărirea funcționării protecției împotriva punerilor la pământ monofazate în rețeaua de 6kV a stației Iași Centru. Simpozionul Național de Rețele Electrice 2000.
63. Poată Al., Arie A.; - Transportul și distribuția energiei electrice. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1981.
64. Pop E., Stoica V.; - Măsurări în energetic. Editura Facla, Timișoara, 1981.



65. Potolea E.; - Calculul regimurilor de funcționare ale sistemelor electromagnetice. Editura Tehnică. București, 1977.
66. Preda M. Cristea P.; - Bazele electrotehnicii, vol II, Editura Didactică și Pedagogică București, 1980
67. Preda M., Cristea P., Dorobanțu I.; - Analiza topologică a circuitelor electrice. Editura Tehnică, 1979.
68. Rudenberg R.; - Fenomene tranzitorii în sistemele electroenergetice. Editura Tehnică, 1958.
69. Rueger M., Stolte E.; - Realisation optimale du point neutre dans les réseaux à moyenne tension, Elektrizitate-wirtschaft, vol.69, nr.21, 1970.
70. Sabath J.; - Analog computer study of switching surge transient systems; IEEE-Trans. PAS. Nr.1.1966.
71. Schmeltz I.; - Principales options techniques d'Électricité de France Réalisation des réseaux ruraux REE, 11-1997
72. Selischi Al.; MATHCAD - Presentare și probleme de rezolvat. Editura Tehnică, București, 1994.
73. Stănășilă O.; - Analiză matematică. Editura Didactică și Pedagogică București, 1981
74. Stănciulescu Fl.; - Analiza și simularea sistemelor neliniare. Editura Academiei RSR, București, 1974.
75. Stoica I., Matica R., Cucu Al., Sufrim M., Hristea V.; - Soluții de tratare combinată a neutrului rețelei aeriene de 20kV alimentată din stația 110/20kV Salonta. 1998.
76. Sufrim M., Hristea V.; - Noi prevederi în concepția de realizare a rețelelor de medie tensiune cu neutrul legat la pământ prin rezistor. Simpozionul național de probleme de energetică în proiectare, Bacău 1985
77. Șabac I.; - Matematici speciale. Editura Didactică și Pedagogică București, 1981
78. Șirian M., Ciucașu G.; - Acordul BTN și detectarea punerilor la pământ în rețelele de medie tensiune. Prezent și perspective.
79. Șora C., Toader D., Bere I.; - Studiarea și stabilirea relațiilor de calcul al tensiunii pe bara de 20kV a stației de transformare 110/20kV, în cazul ruperii conductorului de fază al liniei de medie tensiune, rețea cu nulul izolat sau compensat. Protocol la contract nr.1 din 08.01.1981 – Centrala Industrială de Rețele Electrice București.
80. Șora C.; -Bazele Electrotehnicii. Editura Didactică și Pedagogică București, 1982
81. Șora, C., Toader, D., Hărăguș, Șt.; - Modelarea și simularea unor subsisteme energetice neliniare în regim de avarie. Protocol Grant nr.7004/1997, Universitatea Politehnică Timișoara.
82. Tănăsescu Al., Hristea V., Toader D.; - Releu ampermetric de pământ. Brevet de invenție nr.85152, 1984.
83. Toader D, Hărăguș Șt., Hațegan I.D.; - Analysis of a double grounding fault in a 20 kV network having the neutral point grounding with a compensation reactor. Buletin științific Universitatea Politehnică Timișoara, 2001, p 415.
84. Toader D., Andreica I., Hațegan I.D.; - Regimuri nesimetrice în rețele de medie tensiune cu neutru izolat. Studiul comportării protecțiilor și propuneri de îmbunătățire, Simpozionul Național de Rețele Electrice Oradea 2002.
85. Toader D., Hărăguș Șt.; - Variation of homopolar voltage power network with switchable neutral compensation. Analele universității Oradea, 1999.
86. Toader D., Hristea V.I.; - Determinarea parametrilor care influențează valoarea tensiunii homopolare la un defect dublu conductor întrerupt și căzut la pământ spre consumator într-o rețea de medie tensiune. Simpozionul Național de Rețele Electrice, oct.1984, Timișoara, vol.II, p.138-150.

87. Toader D.: - Contribuții privind studiul defectelor de tip conductor întrerupt și căzut la pământ, în rețele electrice de medie tensiune. Teză de doctorat, Institutul politehnic Traian Vuia Timișoara, 1986.
88. Toader D.: - Program de calcul al unui defect de tipul conductor întrerupt și căzut la pământ spre consumator într-o rețea de medie tensiune. Lucrările sesiunii științifice 16-17 mai 1986, vol.XIV, p.301-307, Institutul Politehnic Iași.
89. Toader D, Hărăguș Șt.,Hațegan I.D.;Bloc digital de tensiune homopolară BHT-10.a pentru protecția rețelelor de medie tensiune cu neutrul izolat Buletinul științific al Universității Politehnica din Timișoara,Seria Energetică,2003,p. 501
90. Toaxen V.: - Contribuții la concepția și aplicarea sistemului de tratare combinată a neutrului rețelei aeriene sau mixte de 20kV. Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, martie 1998.
91. Toaxen V.: - Some consideration on computing characteristic quantities for a single-grounding fault in a medium voltage power network; Conferința internațională de energetică, Timișoara, 1999.
92. Tuinenga, P.W.: - SPICE – A guide to Circuit Simulation and Analysis Using Pspice, Prentice-Hall, 1988.
93. Țugulea A.: - Considerații privind efectele energetice ale regimului deformant. Energetica 34, 1986, nr.1.
94. Țugulea A.: - Considerații privind efectele energetice în regimurile armonice nesimetrice ale sistemelor trifazate. Energetica 34, 1986, nr.3.
95. Țugulea A.: - Considerații referitoare la definirea factorului de putere pentru sistemele trifazate dezechilibrate. Energetica 34, 1986, nr.4.
96. Ulianov S.A.: - Regimuri tranzitorii ale sistemelor electrice. Editura Didactică și Pedagogică București ,1967.
97. Vatră F., Stein M., Sufrim M., Albert H.: - Aspecte privind strategia de tratare a neutrului rețelelor electrice de medie tensiune ale Companiei Naționale a Energiei. Institutul de Studii și Proiectare Energetică București.
98. Vlach, J., Opal, A.: - Modern CAD Methods for Analysis of Switched Networks. IEEE Trans. On Circuits and Systems, no.8, August, 1997.
99. Zimand R.: - Protecția multicriterială la punere la pământ în rețele electrice de distribuție. . Simpozionul Național de Rețele Electrice , 2000.
- 100.\*\*\*; - Guide technique de la distribution. Installation de commandes et de contrôle. Électricité de France . Paris, 1971.
- 101.\*\*\*; - Guide technique de la distribution. Réglage des protections. Électricité de France , Paris, 1972.
- 102.\*\*\*; - PE – 147/83. Instrucțiuni de proiectare privind tratarea neutrului în rețele de medie tensiune. Centrala Industrială de Rețele Electrice-Secția Cercetare Proiectare – București, 1983.
- 103.\*\*\* - Cercetări, experimentări și propuneri de asimilare pentru stabilirea soluțiilor de tratare a neutrului rețelelor de servicii proprii din termocentrale prin rezistență. Institutul de Studii și Proiectare Energetică București.1987.
- 104.\*\*\* IE-IP-35/1-82.; - Îndreptar de proiectare pentru rețele de medie tensiune cu neutrul legat la pământ prin rezistor. Stații de transformare; Centrala Industrială de Rețele Electrice-Secția Cercetare Proiectare, București 1982.
- 105.\*\*\* IE-IP-35/2-82.; - Instalații de legare la pământ în rețele aeriene de medie tensiune; Centrala Industrială de Rețele Electrice-Secția Cercetare Proiectare București, 1983.
- 106.\*\*\* IE-IP-35/3-83.; - Instalații de legare la pământ în rețele subterane de medie tensiune; Centrala Industrială de Rețele Electrice-Secția Cercetare Proiectare , București, 1983.
- 107.\*\*\*- MatLab R12, Simulink PS3 a MathWorks.

- 
- 108.\*\*\* PE 109/92.; - Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protejarea instalațiilor energetice împotriva supratensiunilor.
- 109.\*\*\*; PE 501/85 - Normativ pentru proiectarea protecțiilor prin relee și automatizarea instalațiilor electrice ale centralelor și stațiilor.



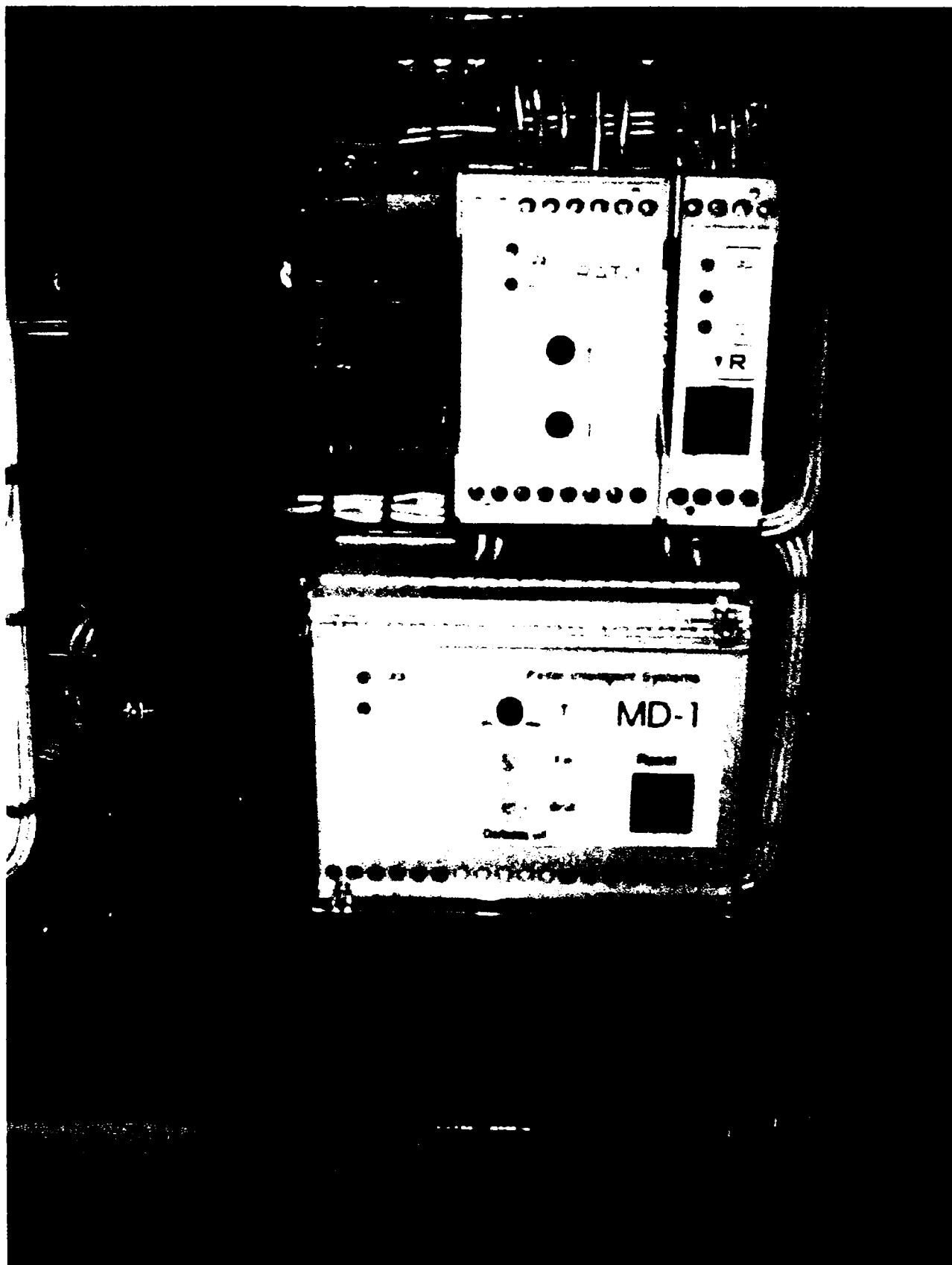




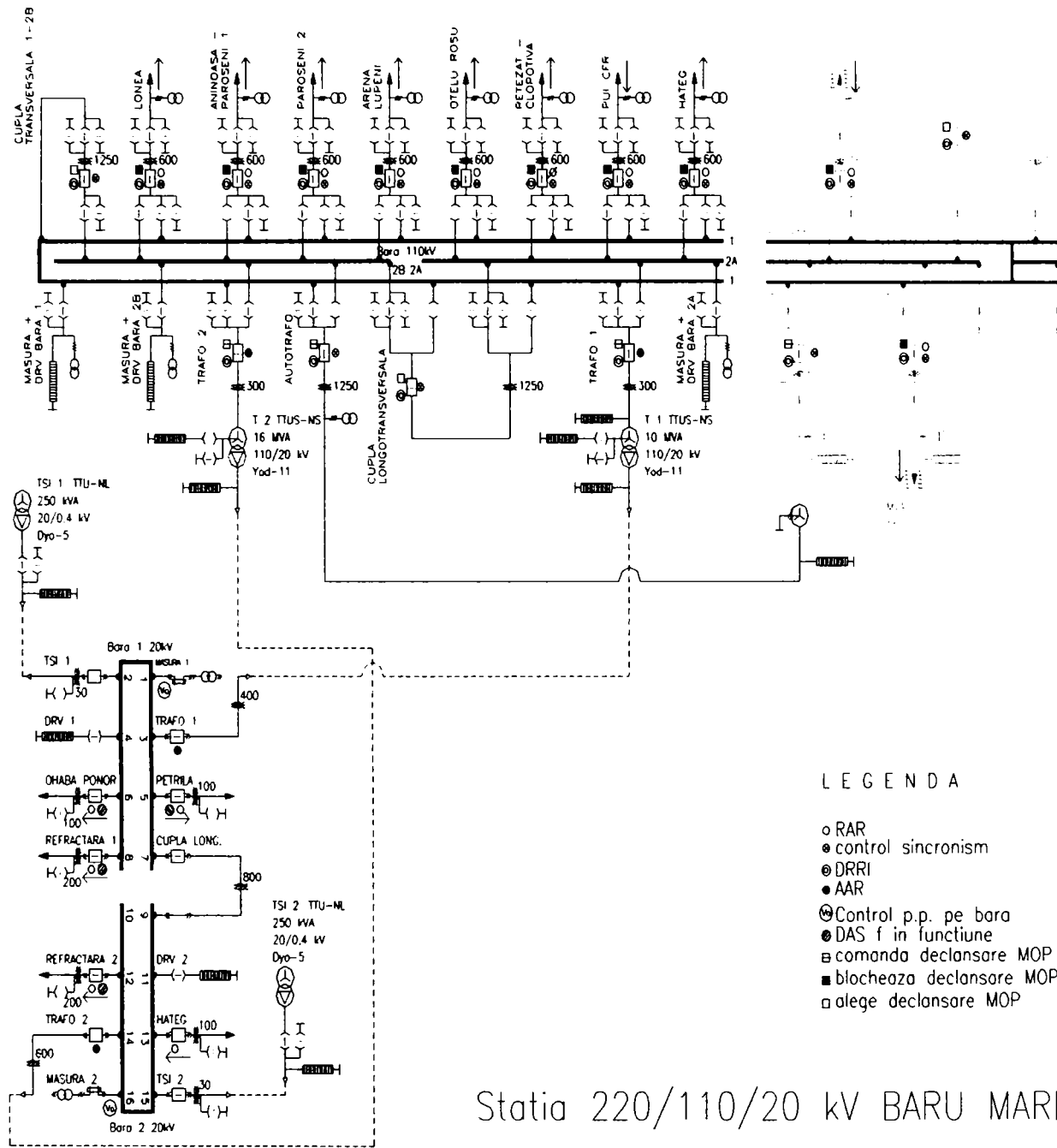
Bloc de protecție BHT -10.a



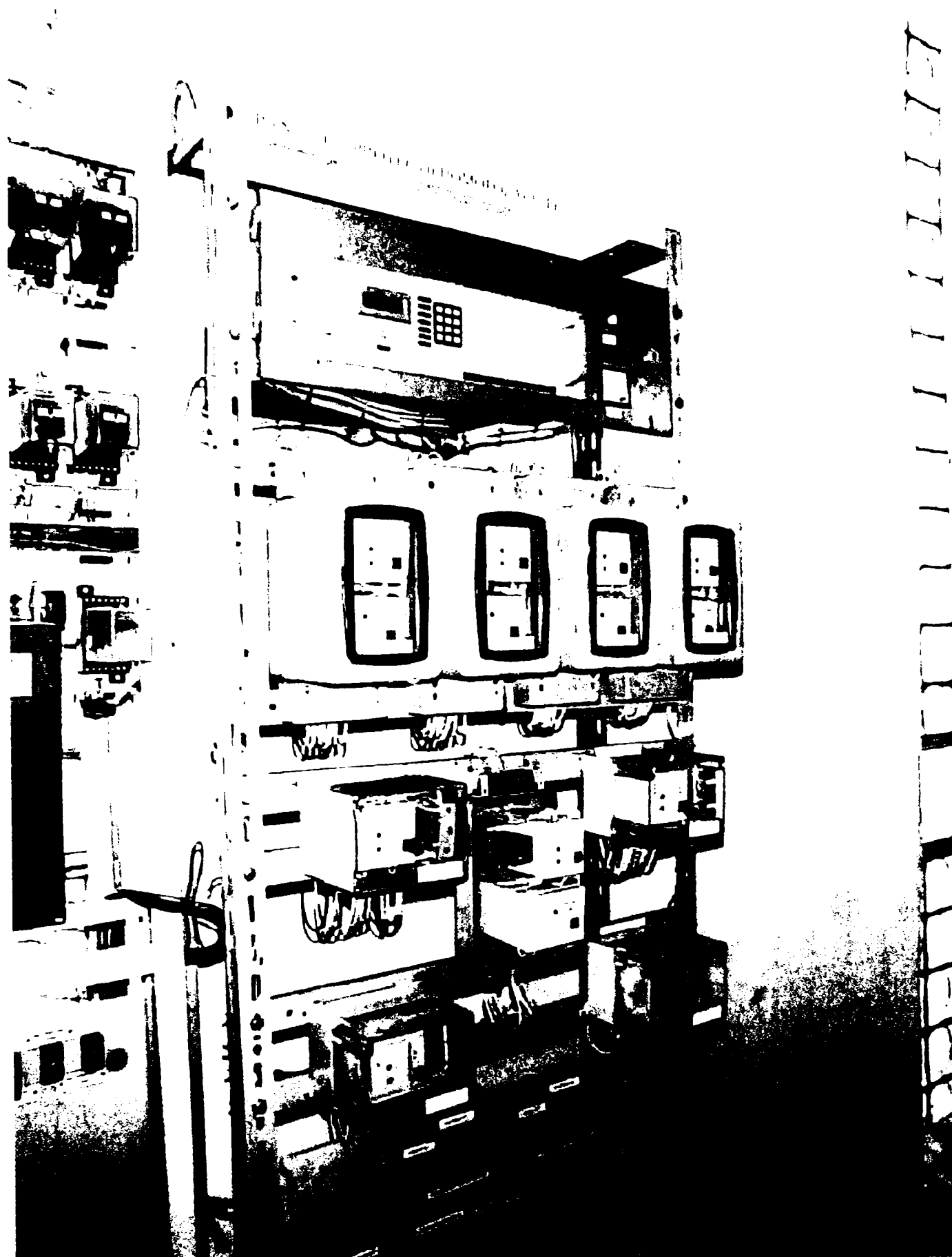
- Bloc de protecție BHT -10.b



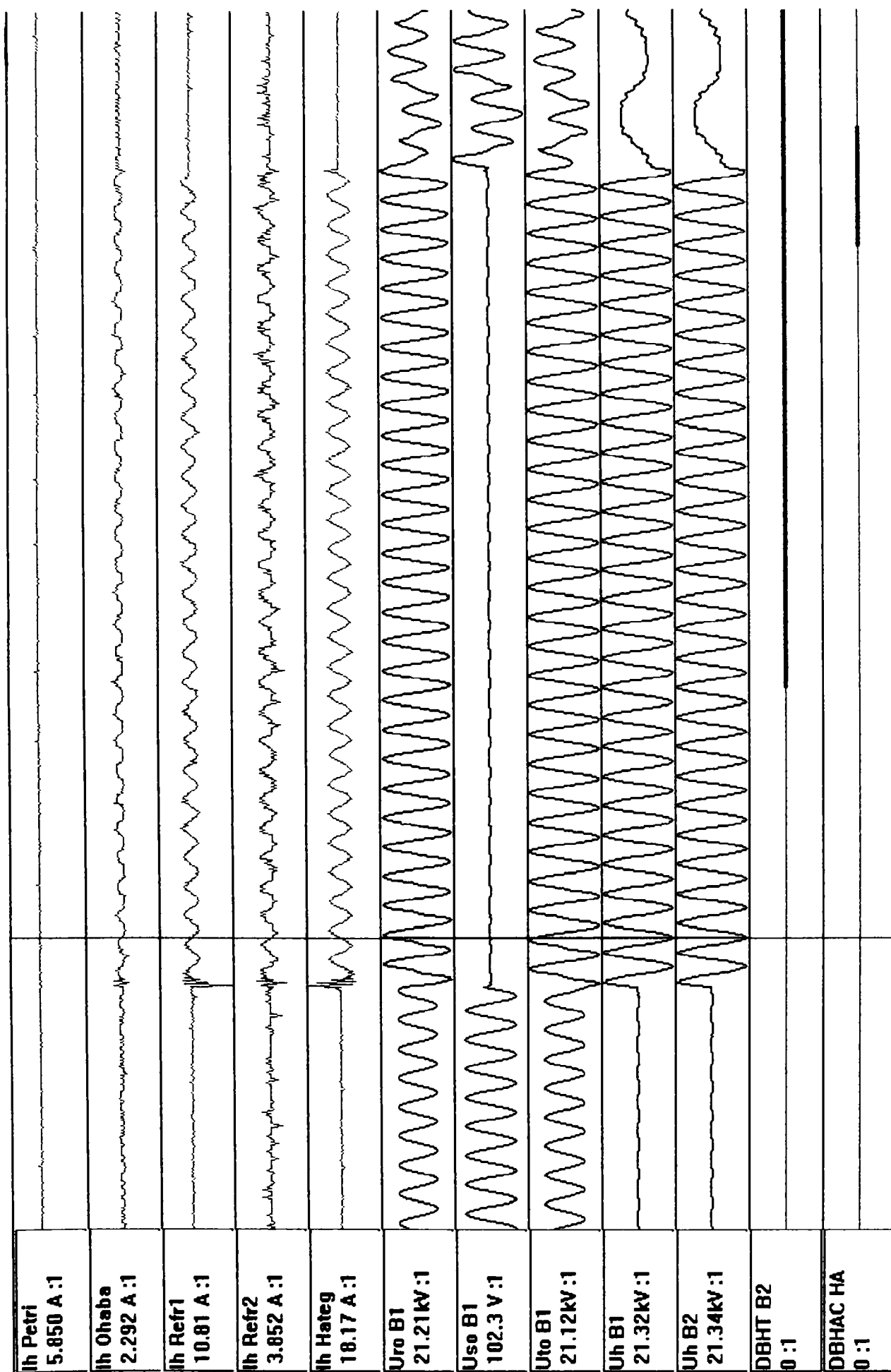
Bloc de protecție BHAC-1



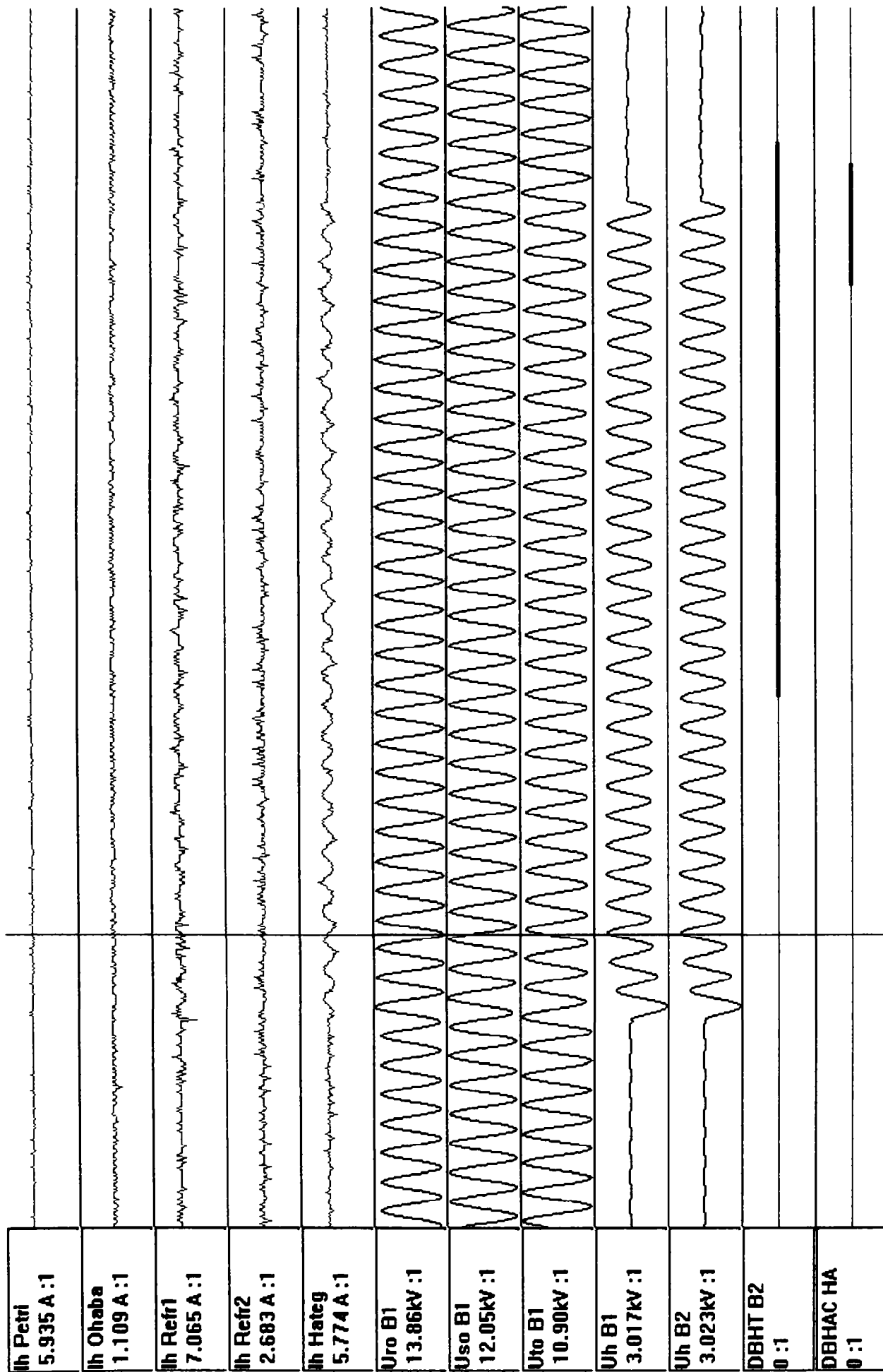
Schema normală a stației 220/110/20 kV Baru Mare



Vedere de ansamblu al panoului cu protecții digitale.

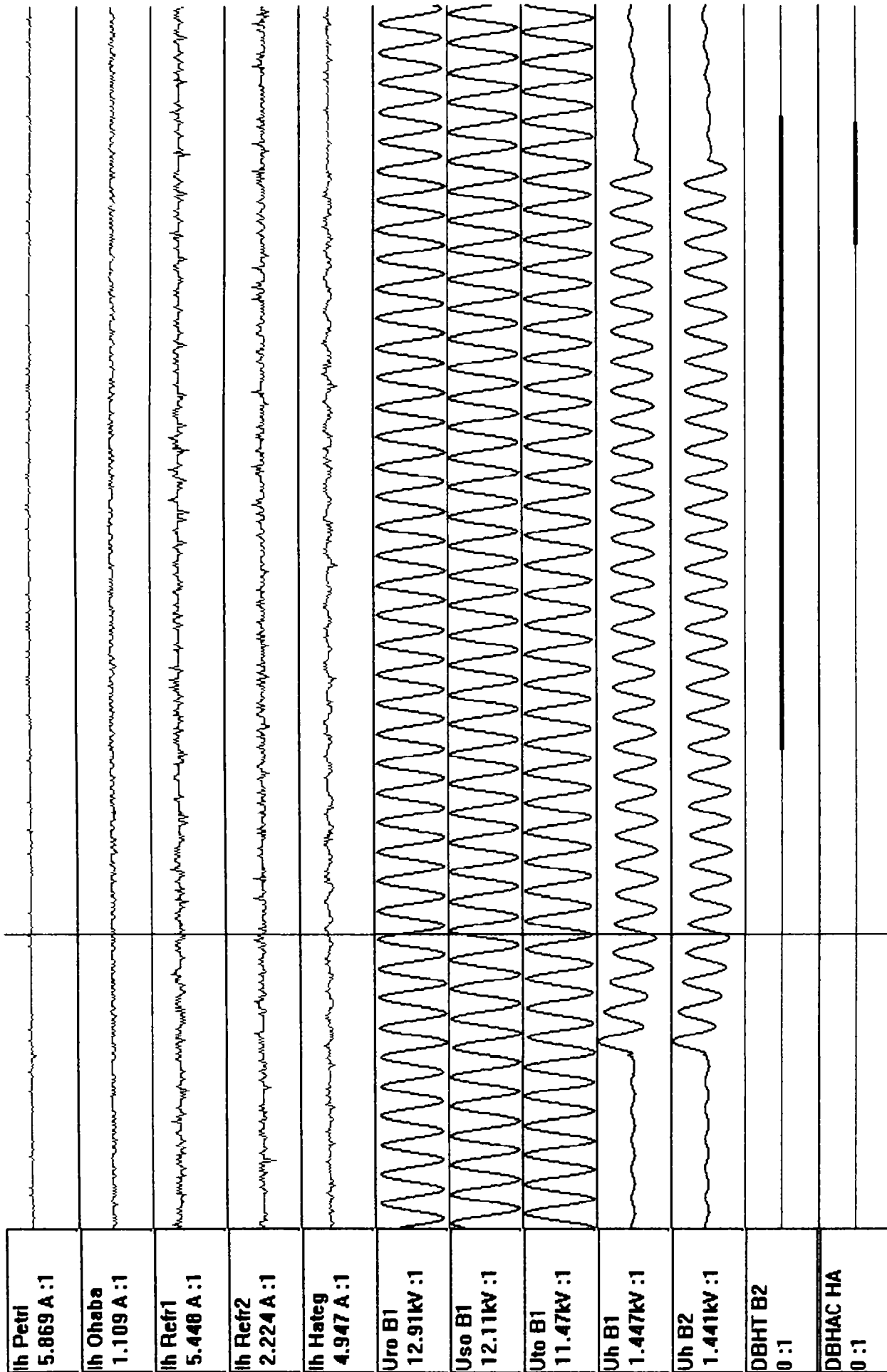


Osciloperturbogramă pentru rezistență de trecere R=3,5 Ω



Osciloperturbogramă pentru rezistență de trecere R=5 kΩ





Osciloperturbogramă pentru rezistență de trecere R=10 kΩ

122p

200.000 kg