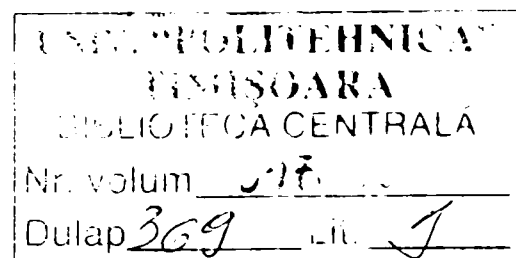


**UNIVERSITATEA "POLITEHNICA" TIMIȘOARA
FACULTATEA DE ELECTROTEHNICĂ ȘI
ELECTROENERGETICĂ**

Teză de doctorat

Echipament de protecție a transformatoarelor TPT 100



inginer Gheorghe Moraru

**Conducător științific
Prof. Dr. Ing. Alexandru Vasilievici**

Timișoara - 2005

Cuvânt înainte

Lucrarea "Echipament de protecție a transformatoarelor TPT 100" a fost elaborată în perioada 2000 - 2005.

Sprijinul științific și moral acordat de către conducătorul științific, prof. dr. ing. Alexandru Vasilevici, competența și continua îndrumare acordată pe parcurs, au contribuit decisiv la reușita lucrării.

Sprijinul competent și amabil al colectivului catedrei de electroenergetică din cadrul Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică al Universității "Politehnica" din Timișoara a contribuit esențial la cristalizarea lucrării.

Pe parcursul elaborării tezei, dificultățile inerente apărute, au putut fi depășite numai cu sprijinul competent al colegilor din cadrul Transelectrica - ST Sibiu - Smart Sibiu și în special al d-lui dr. ing. Florin Bălașiu și al d-lui dr. ing. Traian Făgărășan.

Realizarea practică a echipamentului este rodul colaborării cu firma TELECOMM SRL București. Observațiile și sugestiile competente ale colectivului de specialiști din această firmă, ale d-lui ing. Gelu Leca, au contribuit la realizarea acestui echipament.

Tuturor celor amintiți țin să le transmit cele mai respectuoase mulțumiri și să-mi exprim întreaga recunoștință pentru sprijinul acordat.

În sfârșit, dar nu în ultimul rând, multumesc soției și fiicei mele pentru deplina înțelegere aratăată pe întregul parcurs al realizării tezei.

Ing. Gheorghe Marinel Moraru

Cuprins

Cuvânt înainte

Capitolul 1 Introducere

1.1	Obiectivele tezei	1
1.2	Structura tezei	2
1.3	Obiectivele protecției prin relee	3
1.4	Performanțe impuse funcționării protecțiilor prin relee	4
1.4.1	Rapiditatea	4
1.4.2	Selectivitatea	4
1.4.3	Siguranța	5
1.4.4	Sensibilitatea	5
1.4.5	Autosupravegherea	6
1.4.6	Comunicația	6
1.4.7	Compatibilitatea electromagnetică	6
1.4.8	Independența față de condițiile de exploatare	6
1.4.9	Nuțarea unor definiții	6
1.4.9.1	Dependabilitatea protecțiilor	6
1.4.9.2	Siguranța protecțiilor	7
1.4.10	Cerințe externe impuse sistemelor de protecție	7
1.4.11	Cerințe ale companiei impuse sistemelor de protecție	7
1.5	Performanțele impuse realizării și construcției dispozitivelor de protecție	7
1.5.1	Eficiența economică	7
1.5.2	Gabarite reduse	8
1.5.3	Elasticitate în modificarea caracteristicilor de acționare	8
1.5.4	Tipizarea subsansamblurilor	8
1.5.5	Invariabilitatea parametrilor și caracteristicilor	8
1.6	Principalele probleme actuale în tehnica protecției prin relee	8
1.7	Tipuri de defecte și regimuri anormale	9
1.7.1	Defecte	9
1.7.2	Regimuri anormale	10
1.8	Principalele tipuri de protecții	11
1.8.1	Protecția de curent	11
1.8.2	Protecția diferențială	12
1.8.3	Protecția cu filtre	13
1.8.4	Protecția termică (Imagine termică)	14
1.8.5	Protecția cu relee de gaze	14
1.8.6	Protecția de distanță	15
1.9	Principalele relee diferențiale existente în SEN	15
1.9.1	Releul RQS4-T1	15
1.9.1.1	Modulul de blocare împotriva șocului de curent de magnetizare	16
1.9.1.2	Elementul de execuție	17
1.9.1.3	Caracteristicile de funcționare	17
1.9.2	Releul RDS-3a	19
1.9.3	Terminal de protecție a transformatoarelor, tip KBCH 140	20
1.9.3.1	Principalele funcții	20
1.9.3.2	Funcții auxiliare	21
1.9.3.3	Conversia analog-digitală	21
1.9.3.4	Egalizarea și compensarea curenților	21
1.9.3.5	Curentul diferențial	22
1.9.3.6	Funcția de protecție diferențială la KBCH 140	22
1.9.3.7	Funcția de protecție diferențială cu acțiune de frânare	23
1.9.3.8	Corecția de fază și filtrarea componentei homopolare	23
1.9.3.9	Blocarea la curent de magnetizare	24
1.9.3.10	Funcția diferențială instantanee (PDI)	24
1.9.4	Terminalul numeric de protecție SEL – 387	24
1.9.4.1	Prezentare generală [18]	24
1.9.4.2	Protecția diferențială	25
1.9.4.3	Ecuțiile de configurare SELogic	26
1.9.5	Terminalul numeric RET 521	28
1.9.5.1	Protecția diferențială de curent cu frânare	28

1.9.5.2	Protecție maximală de curent temporizată	28
1.9.5.3	Protecția homopolară de curent.....	28
1.9.5.4	Protecția la supratensiune pe o fază sau supratensiune homopolară	28
1.9.5.5	Achiziție de semnale binare de la echipamente externe.....	28
1.9.5.6	Indicarea valorilor măsurate înregistrarea evenimentelor.....	28
1.9.5.7	Protecția de suprasarcină termică.....	29
1.10	Tendențe de evoluție a protecției transformatoarelor	29
1.10.1	Abordări noi pentru protecțiile transformatoarelor	29
1.10.2	Frânarea cu armonici pare.....	29
1.10.3	Blocarea la armonica a 5-a.....	30
1.10.4	Blocarea aperiodică.....	30
1.10.5	Tendențe de evoluție.....	30
1.10.6	Sisteme expert utilizate în instalațiile de protecție și automatizări din energetică.....	31
1.10.6.1	Necesitatea SE derivă din următoarele:	31
1.10.6.2	Structura sistemelor expert.....	31
1.10.6.3	Caracteristicile de bază ale sistemelor expert sunt:.....	32
1.10.6.4	Criteriile de evaluare a sistemelor expert:.....	32
1.10.6.5	Clasificarea sistemelor expert:	32
1.10.6.6	Avantajele sistemelor expert:.....	32
1.10.7	Rețele neuronale artificiale (RNA):	33
1.10.7.1	Caracteristicile RNA.....	33
1.10.7.2	Clasificarea RNA	33

Capitolul 2 Defectele și protecția transformatoarelor

2.1	Natura și efectele defectelor transformatoarelor.....	36
2.1.1	Defecte interne, regim minim	36
2.1.2	Defecte în regim maxim	38
2.1.3	Defecte pe partea secundară a transformatorului de forță.....	39
2.1.4	Defecte între faze.....	39
2.1.5	Defecte între spire.....	40
2.1.6	Defectele miezului.....	40
2.1.7	Defectele cuvei	40
2.1.8	Condiții aplicate din exterior	40
2.2	Repartiția curenților de defect prin înfășurările transformatorului de forță.....	41
2.2.1	Conexiuni triunghi-triunghi (Dd).....	43
2.2.2	Conexiuni triunghi-stea (Dy).....	44
2.2.3	Conexiuni stea-triunghi (Y_0d).....	44
2.3	Protecții pentru transformatoare	46
2.3.1	Protecția de gaze	46
2.3.2	Protecția maximală de curent.....	46
2.3.3	Protecția maximală de curent cu control de minimă tensiune, protecția maximală de curent de secvență inversă, protecția maximală de curent, direcțională.....	46
2.3.4	Protecția de distanță.....	46
2.3.5	Protecția diferențială longitudinală	47
2.3.6	Protecția diferențială homopolară.....	47
2.3.7	Protecția maximală de curent homopolar, protecția maximală de curent homopolar direcționată, protecția maximală de tensiune homopolară.....	47
2.3.8	Protecția de suprasarcină	48
2.4	Acționarea protecțiilor transformatoarelor	48
2.5	Protecția diferențială longitudinală.....	48
2.5.1	Probleme generale privind PDL.....	48
2.5.2	PDL cu circulație de curenți	48
2.5.3	PDL cu echilibrarea tensiunilor	50
2.5.4	Utilizarea transformatoarelor de egalizare în schemele trifazate	51
2.5.5	Cerințe împlinite și cerințe neîmplinite a protecțiilor transformatoarelor.....	53
2.6	Problematika PDL la transformatoare	54
2.6.1	Scurt istoric.....	54
2.6.2	Condiții pentru protecțiile prin relee.....	54
2.6.3	Protecția diferențială.....	56
2.6.4	Curenți de șoc de magnetizare, supraexcitare și saturarea TC.....	57
2.6.4.1	Curenți de șoc	57
2.6.4.2	Socuri datorită conectării	58

2.6.4.3	Conținutul de armonici în curentul de magnetizare	60
2.6.4.4	Curentul de șoc de magnetizare la transformatoarele trifazate	60
2.6.4.5	Socuri de curent de magnetizare în timpul eliminării defectului	62
2.6.4.6	Socul prin influență.....	62
2.6.5	Diferența de fază dintre curenții primari ai protecției și compensarea acesteia	63
2.6.6	Inegalitatea curenților secundari și egalizarea lor.....	64
2.6.7	Compensarea curenților de dezechilibru.....	65
2.6.8	Particularitățile protecției autotransformatoarelor	66
2.6.9	Metode pentru diferențierea defectelor interne față de condițiile de șoc și supraexcitare	67
2.6.9.1	Metode bazate pe armonici	67
2.6.9.2	Metode de recunoaștere a formei de undă.....	68
2.6.9.3	Alte metode.....	69
2.7	Protecția termică în terminalele numerice din SEN.....	70
2.7.1	Protecția termică în 7UT512.....	70
2.7.2	Protecția termică la P631	70
2.8	Protecția împotriva supraexcitării transformatoarelor	72
2.9	Protecția restrictivă împotriva defectelor cu pământul (REF).....	74

Capitolul 3 Transformatoarele de măsură de curent în protecția transformatoarelor

3.1	Principiul de funcționare	76
3.1.1	Erorile TC	78
3.1.2	Observații.....	79
3.2	Curenți de magnetizare la conectarea unităților mari de transformatoare	80
3.3	Regimul tranzitoriu de scurtcircuit	81
3.4	Caracteristica transformatorului de curent.....	84
3.4.1	Caracteristici dinamice	84
3.4.1.1	Modificarea fluxului cu asimetria curentului primar	84
3.4.2	Factorul de saturare și timpul de saturare	86
3.4.3	Tensiunea de saturare	86
3.4.4	Factorul de saturare.....	87
3.4.5	Timpul de saturare	87
3.5	Efectul remanenței.....	87
3.5.1	Curentul secundar la transformatoarele de curent cu remanență	87
3.5.2	Reducerea remanenței în TC.....	87
3.5.3	Aspecte ale comportării echipamentelor de protecție	88
3.6	Principii privind verificarea compatibilității transformatorului de măsură de curent cu relele de protecție	
TPT 100.....		89
3.6.1	Considerații teoretice	89
3.6.2	Calculul coeficientului de saturație K_s	91
3.6.3	Efectul fluxului remanent	92
3.6.4	Verificarea compatibilității TC cu echipamentul TPT 100.....	93

Capitolul 4 Arhitectura echipamentului numeric de protecție TPT 100

4.1	Introducere.....	95
4.2	Arhitectura hard a echipamentului.....	97
4.2.1	Circuitele de intrare pentru semnalele analogice	97
4.2.2	Placa procesorului de semnal.....	100
4.2.3	Placa procesorului decizional	101
4.2.4	Placa surselor de alimentare	103
4.3	Resurse software TPT 100.....	104
4.3.1	Abordarea din punctul de vedere al tehnicii numerice.....	104
4.3.1.1	Principii de prelucrare pentru o mărime de proces.....	104
4.3.1.2	Evaluare aritmetică	104
4.3.1.3	Principii de prelucrare pentru două mărimi de proces	110
4.3.1.4	Calculul diferenței de fază	118
4.3.2	Resurse software generale pentru TPT 100	121
4.3.2.1	Filtrarea numerică.....	121
4.3.2.2	Calculul valorii efective și a defazajului mărimilor analogice de intrare.....	123
4.4	Funcția de protecție diferențială de curent.....	128
4.4.1	Prezentare generală a funcției de protecție diferențială de curent.....	128

4.4.2	Protecția diferențială a transformatoarelor de forță trifazate	130
4.4.2.1	Egalizarea valorii curenților secundari.....	131
4.4.2.2	Compensarea defazajelor.....	132
4.4.2.3	Minimizarea efectelor erorilor transformatoarelor de măsură de curent.....	133
4.4.2.4	Minimizarea efectelor erorilor introduse de schimbătorul de ploturi.....	138
4.4.2.5	Eliminarea componentei homopolare	139
4.4.2.6	Blocajul la șocul curentului de magnetizare	139
4.4.3	Protecția diferențială instantanee	144
4.5	Funcția de protecție maximală de curent	145
4.5.1	Funcția de protecție maximală de curent nr. 1 pentru înfășurarea nr. 1 a transformatorului.....	145
4.6	Blocuri funcționale auxiliare	148
4.6.1	Blocul de declanșare	148
4.6.2	Blocul de semnalizări	149
4.6.3	Blocul semnalizărilor optice	150
4.6.4	Blocul DRPmt.....	152
4.6.5	Blocul DRBC.....	152
4.6.6	Blocul intrărilor numerice.....	153
4.6.7	Blocul ieșirilor pe relee.....	154
4.7	Ecuatiile de asignare a variabilelor logice	155
4.7.1	Blocul intrărilor numerice DINPUT:.....	155
4.7.2	Blocul ieșirilor numerice DOUTPUT:.....	156
4.7.3	Blocul de alarme ALARM:.....	157
4.7.4	Blocul de declanșare DECL:.....	157
4.7.5	Blocul de declanșare de rezervă pentru protecția barelor mt DRPmt	158
4.7.6	Blocul de declanșare de rezervă pentru bateriile de condensatoare DRBC	158
4.7.7	Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 1, înfășurarea 1 I _{max1_w1} :.....	159
4.7.8	Blocul de semnalizare prin protecția maximală de curent tr. 2 (semnalizare suprasarcină transformator, înfășurarea w1), înfășurarea 1 I _{max2_w1}	159
4.7.9	Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 1, înfășurarea 2 I _{max1_w2} :	160
4.7.10	Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 2, înfășurarea 2 I _{max2_w2}	160
4.7.11	Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent de secvență inversă, înfășurarea 2 I _{inv_w2}	
4.8	Integrarea echipamentului TPT 100 în subsistemul secundar al stațiilor de transformare	161
4.8.1	Direcții de integrare în subsistemul secundar	161
4.8.2	Sisteme de supraveghere- control (SCADA).....	161
4.8.3	Comunicația la nivelul stației de transformare	164
4.8.4	Opțiuni și implicații ale sistemelor moderne de protecție, control și monitorizare.....	166
4.8.5	Integrarea echipamentului TPT100 în sistemele SCADA	167
4.9	Calculul fiabilității echipamentelor numerice utilizând lanțul Markov	168
4.9.1	Noțiuni generale.....	168
4.9.2	Modelarea fiabilității echipamentelor de achiziție și comandă aflate în exploatare.....	170
4.9.3	Fiabilitatea predictivă în contextul elementului protejat.....	173
4.9.4	Predicția fiabilității hardware a TPT 100.....	179
4.9.5	Determinarea experimentală a indicatorilor de fiabilitate.....	182

Capitolul 5 Verificarea TPT 100 în laborator și rezultate

5.1	Verificarea TPT 100 in laborator.....	184
5.1.1	Aparatajul utilizat la verificările în laborator.....	184
5.1.2	Verificarea rezistenței de izolație.....	184
5.1.3	Verificarea protecției maxime de curent pe partea de medie tensiune.....	185
5.1.4	Verificarea protecției maxime de curent pe partea de înaltă tensiune.....	187
5.1.5	Verificarea protecției maxime de tensiune pe partea de înaltă tensiune	188
5.1.6	Verificarea protecției minime de tensiune pe partea de înaltă tensiune	189
5.1.7	Verificarea funcției de protecție diferențială	189
5.1.7.1	Verificarea blocajului protecției diferențiale cu frânare la armonica a 2-a	189
5.1.7.2	Verificarea factorilor de egalizare.....	191
5.1.7.3	Verificarea factorului de compensare	192
5.1.7.4	Verificarea caracteristicii de acționare a PDL.....	196
5.1.8	Verificarea funcției de suprasarcină de curent.....	196
5.1.9	Verificarea funcțiilor de automatizare DRMT	197
5.1.10	Verificarea funcțiilor de automatizare DRBC.....	197
5.2	Comportarea TPT 100 la simulări în laborator.....	197

Capitolul 6 Concluzii

6.1 Avantajele protecțiilor digitale 202
 6.2 Probleme teoretice și practice principale abordate în teză..... 202
 6.3 Contribuții originale 202
 6.4 Principalele contribuții ale autorului 203
 6.5 Direcții de cercetare pentru finalizarea verificărilor TPT 100..... 204
 6.6 Concluzia lucrării 204

Despre autor

Bibliografie

ANEXA A Lista simbolurilor logice i
 ANEXA B Lista notațiilor și prescurtărilor folosite iii
 ANEXA 1 Schema interioară RQS4-T1 v
 ANEXA 2 Protecția diferențială cu RQS4-T1 la un transformator cu două înfășurări vi
 ANEXA 3 Problematika abordată de SE în energetică vii
 ANEXA 4 Ponderea problemelor abordate de RNA viii
 ANEXA 5 Schema principialăa protecției de transformator de 400/ 110 kV (PE 504)..... ix
 ANEXA 6 Transformatoare de egalizare în schemele trifazate x
 ANEXA 7 Curent de magnetizare la conectarea AT1 200 MVA, 220/ 110 kV xi
 ANEXA 8 Curent de magnetizare la conectarea AT1 200 MVA 220/110 kV (0-500 ms)..... xii
 ANEXA 9 Curent de magnetizare la conectarea AT1 200 MVA 220/110 kV (≈2500 ms)..... xiii
 ANEXA 10 Schema logică simulator întrerupător realizată cu SEL 387xiv
 ANEXA 11 Caracteristici de frânare TPT 100 obținute în laborator xv
 ANEXA 12 Parametrizarea TPT 100 pentru verificările din laborator..... xxiii
 ANEXA 13 Verificarea compatibilității TC cu TPT 100 xxvii
 ANEXA 14 Schema bloc de calcul a fiabilității TPT 100 cu programul Millstresxxx
 ANEXA 15 Oscilograme la verificarea TPT în laborator..... xxxi
 ANEXA 16 Program Matlab filtrucos xlii
 ANEXA 17 Conexiuni exterioare TPT 100 analogice și intrări binare..... xliv
 ANEXA 18 Conexiuni exterioare TPT 100 ieșiri de comandă și semnalizare xlv
 ANEXA 19 Imagini cu echipamentul TPT 100 în laborator xlv

Cuprins

Cuvânt înainte

Capitolul 1 Introducere

1.1	Obiectivele tezei	1
1.2	Structura tezei	2
1.3	Obiectivele protecției prin relee	3
1.4	Performanțe impuse funcționării protecțiilor prin relee	4
1.4.1	Rapiditatea	4
1.4.2	Selectivitatea	4
1.4.3	Siguranța	5
1.4.4	Sensibilitatea	5
1.4.5	Autosupravegherea	6
1.4.6	Comunicația	6
1.4.7	Compatibilitatea electromagnetică	6
1.4.8	Independența față de condițiile de exploatare	6
1.4.9	Nuțarea unor definiții	6
1.4.9.1	Dependabilitatea protecțiilor	6
1.4.9.2	Siguranța protecțiilor	7
1.4.10	Cerințe externe impuse sistemelor de protecție	7
1.4.11	Cerințe ale companiei impuse sistemelor de protecție	7
1.5	Performanțele impuse realizării și construcției dispozitivelor de protecție	7
1.5.1	Eficiența economică	7
1.5.2	Gabarite reduse	8
1.5.3	Elasticitate în modificarea caracteristicilor de acționare	8
1.5.4	Tipizarea subsansamblurilor	8
1.5.5	Invariabilitatea parametrilor și caracteristicilor	8
1.6	Principalele probleme actuale în tehnica protecției prin relee	8
1.7	Tipuri de defecte și regimuri anormale	9
1.7.1	Defecte	9
1.7.2	Regimuri anormale	10
1.8	Principalele tipuri de protecții	11
1.8.1	Protecția de curent	11
1.8.2	Protecția diferențială	12
1.8.3	Protecția cu filtre	13
1.8.4	Protecția termică (Imagine termică)	14
1.8.5	Protecția cu relee de gaze	14
1.8.6	Protecția de distanță	15
1.9	Principalele relee diferențiale existente în SEN	15
1.9.1	Releul RQS4-T1	15
1.9.1.1	Modulul de blocare împotriva șocului de curent de magnetizare	16
1.9.1.2	Elementul de execuție	17
1.9.1.3	Caracteristicile de funcționare	17
1.9.2	Releul RDS-3a	19
1.9.3	Terminal de protecție a transformatoarelor, tip KBCH 140	20
1.9.3.1	Principalele funcții	20
1.9.3.2	Funcții auxiliare	21
1.9.3.3	Conversia analog-digitală	21
1.9.3.4	Egalizarea și compensarea curenților	21
1.9.3.5	Curentul diferențial	22
1.9.3.6	Funcția de protecție diferențială la KBCH 140	22
1.9.3.7	Funcția de protecție diferențială cu acțiune de frânare	23
1.9.3.8	Corecția de fază și filtrarea componentei homopolare	23
1.9.3.9	Blocarea la curent de magnetizare	24
1.9.3.10	Funcția diferențială instantanee (PDI)	24
1.9.4	Terminalul numeric de protecție SEL – 387	24
1.9.4.1	Prezentare generală [18]	24
1.9.4.2	Protecția diferențială	25
1.9.4.3	Ecuatiile de configurare SELogic	26
1.9.5	Terminalul numeric RET 521	28
1.9.5.1	Protecția diferențială de curent cu frânare	28

1.9.5.2	Protecție maximală de curent temporizată	28
1.9.5.3	Protecția homopolară de curent.....	28
1.9.5.4	Protecția la supratensiune pe o fază sau supratensiune homopolară	28
1.9.5.5	Achiziție de semnale binare de la echipamente externe.....	28
1.9.5.6	Indicarea valorilor măsurate înregistrarea evenimentelor	28
1.9.5.7	Protecția de suprasarcină termică.....	29
1.10	Tendențe de evoluție a protecției transformatoarelor	29
1.10.1	Abordări noi pentru protecțiile transformatoarelor	29
1.10.2	Frânarea cu armonici pare.....	29
1.10.3	Blocarea la armonica a 5-a.....	30
1.10.4	Blocarea aperiodică.....	30
1.10.5	Tendențe de evoluție.....	30
1.10.6	Sisteme expert utilizate în instalațiile de protecție și automatizări din energetică	31
1.10.6.1	Necesitatea SE derivă din următoarele:	31
1.10.6.2	Structura sistemelor expert.....	31
1.10.6.3	Caracteristicile de bază ale sistemelor expert sunt:.....	32
1.10.6.4	Criteriile de evaluare a sistemelor expert:.....	32
1.10.6.5	Clasificarea sistemelor expert:	32
1.10.6.6	Avantajele sistemelor expert:.....	32
1.10.7	Rețele neuronale artificiale (RNA):	33
1.10.7.1	Caracteristicile RNA.....	33
1.10.7.2	Clasificarea RNA	33

Capitolul 2 Defectele și protecția transformatoarelor

2.1	Natura și efectele defectelor transformatoarelor.....	36
2.1.1	Defecte interne, regim minim	36
2.1.2	Defecte în regim maxim	38
2.1.3	Defecte pe partea secundară a transformatorului de forță.....	39
2.1.4	Defecte între faze.....	39
2.1.5	Defecte între spire.....	40
2.1.6	Defectele miezului	40
2.1.7	Defectele cuvei	40
2.1.8	Condiții aplicate din exterior	40
2.2	Repartiția curenților de defect prin înfășurările transformatorului de forță.....	41
2.2.1	Conexiuni triunghi-triunghi (Dd).....	43
2.2.2	Conexiuni triunghi-stea (Dy).....	44
2.2.3	Conexiuni stea-triunghi (Y _o d).....	44
2.3	Protecții pentru transformatoare	46
2.3.1	Protecția de gaze	46
2.3.2	Protecția maximală de curent.....	46
2.3.3	Protecția maximală de curent cu control de minimă tensiune, protecția maximală de curent de secvență inversă, protecția maximală de curent, direcțională.....	46
2.3.4	Protecția de distanță.....	46
2.3.5	Protecția diferențială longitudinală	47
2.3.6	Protecția diferențială homopolară.....	47
2.3.7	Protecția maximală de curent homopolar, protecția maximală de curent homopolar direcționată, protecția maximală de tensiune homopolară.....	47
2.3.8	Protecția de suprasarcină	48
2.4	Acționarea protecțiilor transformatoarelor	48
2.5	Protecția diferențială longitudinală.....	48
2.5.1	Probleme generale privind PDL.....	48
2.5.2	PDL cu circulație de curenți	48
2.5.3	PDL cu echilibrarea tensiunilor	50
2.5.4	Utilizarea transformatoarelor de egalizare în schemele trifazate	51
2.5.5	Cerințe împlinite și cerințe neîmplinite a protecțiilor transformatoarelor.....	53
2.6	Problematica PDL la transformatoare	54
2.6.1	Scurt istoric.....	54
2.6.2	Condiții pentru protecțiile prin relee.....	54
2.6.3	Protecția diferențială.....	56
2.6.4	Curenți de șoc de magnetizare, supraexcitare și saturarea TC.....	57
2.6.4.1	Curenți de șoc	57
2.6.4.2	Socuri datorită conectării	58

2.6.4.3	Conținutul de armonici în curentul de magnetizare	60
2.6.4.4	Curentul de șoc de magnetizare la transformatoarele trifazate	60
2.6.4.5	Socuri de curent de magnetizare în timpul eliminării defectului	62
2.6.4.6	Socul prin influență.....	62
2.6.5	Diferența de fază dintre curenții primari ai protecției și compensarea acesteia	63
2.6.6	Inegalitatea curenților secundari și egalizarea lor.....	64
2.6.7	Compensarea curenților de dezechilibru.....	65
2.6.8	Particularitățile protecției autotransformatoarelor	66
2.6.9	Metode pentru diferențierea defectelor interne față de condițiile de șoc și supraexcitare	67
2.6.9.1	Metode bazate pe armonici	67
2.6.9.2	Metode de recunoaștere a formei de undă.....	68
2.6.9.3	Alte metode.....	69
2.7	Protecția termică în terminalele numerice din SEN.....	70
2.7.1	Protecția termică în 7UT512.....	70
2.7.2	Protecția termică la P631	70
2.8	Protecția împotriva supraexcitării transformatoarelor	72
2.9	Protecția restrictivă împotriva defectelor cu pământul (REF).....	74

Capitolul 3 Transformatoarele de măsură de curent în protecția transformatoarelor

3.1	Principiul de funcționare	76
3.1.1	Erorile TC	78
3.1.2	Observații.....	79
3.2	Curenți de magnetizare la conectarea unităților mari de transformatoare	80
3.3	Regimul tranzitoriu de scurtcircuit	81
3.4	Caracteristica transformatorului de curent.....	84
3.4.1	Caracteristici dinamice	84
3.4.1.1	Modificarea fluxului cu asimetria curentului primar	84
3.4.2	Factorul de saturare și timpul de saturare	86
3.4.3	Tensiunea de saturare	86
3.4.4	Factorul de saturare.....	87
3.4.5	Timpul de saturare	87
3.5	Efectul remanenței.....	87
3.5.1	Curentul secundar la transformatoarele de curent cu remanență	87
3.5.2	Reducerea remanenței în TC.....	87
3.5.3	Aspecte ale comportării echipamentelor de protecție	88
3.6	Principii privind verificarea compatibilității transformatorului de măsură de curent cu relele de protecție	
TPT 100.....		89
3.6.1	Considerații teoretice	89
3.6.2	Calculul coeficientului de saturație K_s	91
3.6.3	Efectul fluxului remanent	92
3.6.4	Verificarea compatibilității TC cu echipamentul TPT 100	93

Capitolul 4 Arhitectura echipamentului numeric de protecție TPT 100

4.1	Introducere.....	95
4.2	Arhitectura hard a echipamentului.....	97
4.2.1	Circuitele de intrare pentru semnalele analogice	97
4.2.2	Placa procesorului de semnal.....	100
4.2.3	Placa procesorului decizional	101
4.2.4	Placa surselor de alimentare	103
4.3	Resurse software TPT 100.....	104
4.3.1	Abordarea din punctul de vedere al tehnicii numerice.....	104
4.3.1.1	Principii de prelucrare pentru o mărime de proces.....	104
4.3.1.2	Evaluare aritmetică	104
4.3.1.3	Principii de prelucrare pentru două mărimi de proces	110
4.3.1.4	Calculul diferenței de fază	118
4.3.2	Resurse software generale pentru TPT 100	121
4.3.2.1	Filtrarea numerică	121
4.3.2.2	Calculul valorii efective și a defazajului mărimilor analogice de intrare.....	123
4.4	Funcția de protecție diferențială de curent.....	128
4.4.1	Prezentare generală a funcției de protecție diferențială de curent.....	128

4.4.2	Protecția diferențială a transformatoarelor de forță trifazate	130
4.4.2.1	Egalizarea valorii curenților secundari.....	131
4.4.2.2	Compensarea defazajelor	132
4.4.2.3	Minimizarea efectelor erorilor transformatoarelor de măsură de curent.....	133
4.4.2.4	Minimizarea efectelor erorilor introduse de schimbătorul de ploturi.....	138
4.4.2.5	Eliminarea componentei homopolare	139
4.4.2.6	Blocajul la șocul curentului de magnetizare	139
4.4.3	Protecția diferențială instantanee	144
4.5	Funcția de protecție maximală de curent.....	145
4.5.1	Funcția de protecție maximală de curent nr. 1 pentru înfășurarea nr. 1 a transformatorului.....	145
4.6	Blocuri funcționale auxiliare	148
4.6.1	Blocul de declanșare	148
4.6.2	Blocul de semnalizări	149
4.6.3	Blocul semnalizărilor optice	150
4.6.4	Blocul DRPmt.....	152
4.6.5	Blocul DRBC.....	152
4.6.6	Blocul intrărilor numerice.....	153
4.6.7	Blocul ieșirilor pe relee.....	154
4.7	Ecuțiile de asignare a variabilelor logice	155
4.7.1	Blocul intrărilor numerice DINPUT:.....	155
4.7.2	Blocul ieșirilor numerice DOUTPUT:.....	156
4.7.3	Blocul de alarme ALARM:.....	157
4.7.4	Blocul de declanșare DECL:.....	157
4.7.5	Blocul de declanșare de rezervă pentru protecția barelor mt DRPmt	158
4.7.6	Blocul de declanșare de rezervă pentru bateriile de condensatoare DRBC	158
4.7.7	Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 1, înfășurarea 1 I _{max1_w1} :.....	159
4.7.8	Blocul de semnalizare prin protecția maximală de curent tr. 2 (semnalizare suprasarcină transformator, înfășurarea w1), înfășurarea 1 I _{max2_w1}	159
4.7.9	Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 1, înfășurarea 2 I _{max1_w2} :	160
4.7.10	Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 2, înfășurarea 2 I _{max2_w2}	160
4.7.11	Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent de secvență inversă, înfășurarea 2 I _{inv_w2}	
4.8	Integrarea echipamentului TPT 100 în subsistemul secundar al stațiilor de transformare	161
4.8.1	Direcții de integrare în subsistemul secundar	161
4.8.2	Sisteme de supraveghere- control (SCADA).....	161
4.8.3	Comunicația la nivelul stației de transformare	164
4.8.4	Opțiuni și implicații ale sistemelor moderne de protecție, control și monitorizare.....	166
4.8.5	Integrarea echipamentului TPT100 în sistemele SCADA	167
4.9	Calculul fiabilității echipamentelor numerice utilizând lanțul Markov	168
4.9.1	Noțiuni generale.....	168
4.9.2	Modelarea fiabilității echipamentelor de achiziție și comandă aflate în exploatare.....	170
4.9.3	Fiabilitatea predictivă în contextul elementului protejat.....	173
4.9.4	Predicția fiabilității hardware a TPT 100.....	179
4.9.5	Determinarea experimentală a indicatorilor de fiabilitate.....	182

Capitolul 5 Verificarea TPT 100 în laborator și rezultate

5.1	Verificarea TPT 100 in laborator.....	184
5.1.1	Aparatajul utilizat la verificările în laborator.....	184
5.1.2	Verificarea rezistenței de izolație.....	184
5.1.3	Verificarea protecției maxime de curent pe partea de medie tensiune.....	185
5.1.4	Verificarea protecției maxime de curent pe partea de înaltă tensiune.....	187
5.1.5	Verificarea protecției maxime de tensiune pe partea de înaltă tensiune	188
5.1.6	Verificarea protecției minime de tensiune pe partea de înaltă tensiune	189
5.1.7	Verificarea funcției de protecție diferențială	189
5.1.7.1	Verificarea blocajului protecției diferențiale cu frânare la armonica a 2-a	189
5.1.7.2	Verificarea factorilor de egalizare.....	191
5.1.7.3	Verificarea factorului de compensare	192
5.1.7.4	Verificarea caracteristicii de acționare a PDL.....	196
5.1.8	Verificarea funcției de suprasarcină de curent.....	196
5.1.9	Verificarea funcțiilor de automatizare DRMT	197
5.1.10	Verificarea funcțiilor de automatizare DRBC.....	197
5.2	Comportarea TPT 100 la simulări în laborator.....	197

Capitolul 6 Concluzii

6.1	Avantajele protecțiilor digitale	202
6.2	Probleme teoretice și practice principale abordate în teză.....	202
6.3	Contribuții originale	202
6.4	Principalele contribuții ale autorului	203
6.5	Direcții de cercetare pentru finalizarea verificărilor TPT 100.....	204
6.6	Concluzia lucrării	204

Despre autor**Bibliografie**

ANEXA A	Lista simbolurilor logice	i
ANEXA B	Lista notațiilor și prescurtărilor folosite	iii
ANEXA 1	Schema interioară RQS4-T1	v
ANEXA 2	Protecția diferențială cu RQS4-T1 la un transformator cu două înfășurări	vi
ANEXA 3	Problematica abordată de SE în energetică	vii
ANEXA 4	Ponderea problemelor abordate de RNA	viii
ANEXA 5	Schema principială de protecție de transformator de 400/ 110 kV (PE 504)	ix
ANEXA 6	Transformatoare de egalizare în schemele trifazate	x
ANEXA 7	Curent de magnetizare la conectarea AT1 200 MVA, 220/ 110 kV	xi
ANEXA 8	Curent de magnetizare la conectarea AT1 200 MVA 220/110 kV (0-500 ms).....	xii
ANEXA 9	Curent de magnetizare la conectarea AT1 200 MVA 220/110 kV (\approx 2500 ms).....	xiii
ANEXA 10	Schema logică simulator întrerupător realizată cu SEL 387	xiv
ANEXA 11	Caracteristici de frânare TPT 100 obținute în laborator	xv
ANEXA 12	Parametrizarea TPT 100 pentru verificările din laborator.....	xxiii
ANEXA 13	Verificarea compatibilității TC cu TPT 100	xxvii
ANEXA 14	Schema bloc de calcul a fiabilității TPT 100 cu programul Millstres	xxx
ANEXA 15	Oscilograme la verificarea TPT în laborator.....	xxxix
ANEXA 16	Program Matlab filtrucos	xlii
ANEXA 17	Conexiuni exterioare TPT 100 analogice și intrări binare.....	xliv
ANEXA 18	Conexiuni exterioare TPT 100 ieșiri de comandă și semnalizare	xlvi
ANEXA 19	Imagini cu echipamentul TPT 100 în laborator	xlvi

1 Introducere

Lucrarea prezintă concepția, modul practic de realizare, modalitățile de verificare și rezultatele testelor în laborator ale Terminalului de Protecție al Transformatoarelor (TPT 100) pentru transformatoare electrice de 110 kV/ medie tensiune destinat utilizării în stațiile de transformare.

1.1 Obiectivele tezei

Teza își propune drept obiectiv principal realizarea unui echipament numeric de protecție destinat protejării transformatoarelor de putere din stațiile de transformare 110 kV / medie tensiune. În acest scop lucrarea abordează:

- a) criteriile de sesizare a defectelor și a modului de calcul al reglajelor;
- b) o analiză a defectelor care apar în transformatoarele de putere, care depind nu numai de sursa și impedanța de legare la pământ al neutrului, dar și de reactanța de dispersie a transformatorului și de faptul că tensiunea de defect poate fi diferită față de tensiunea sistemului în funcție de poziția defectului în înfășurare ;
- c) arhitectura echipamentului, de protecție destinat protejării transformatoarelor de forță 110 kV / medie tensiune, conceput în tehnologie digitală;
- d) algoritmi funcțiilor de protecție și automatizare ale echipamentului, în baza cerințelor generale impuse releelor de protecție;
- e) modalitățile de integrare a echipamentului în sistemele de supraveghere-control (SCADA) din stațiile de transformare;
- f) verificările echipamentului în laborator.

La baza stabilirii obiectivelor au stat următoarele considerente:

- dezvoltarea și maturizarea cercetării în domeniul tehnologiei digitale a condus la posibilitatea introducerii microprocesoarelor și în domeniul echipamentelor de protecție și automatizare din sistemul energetic;
- protecția transformatoarelor electrice reprezintă o prioritate în acțiunea de modernizare a instalațiilor de protecție atât pe plan mondial cât și pe plan național;
- echipamentele de protecție bazate pe microprocesoare sunt preferate în schemele de protecție datorită posibilității implementării de funcții de protecție diverse prin utilizarea aceleiași structuri hardware;
- echipamentele de protecție bazate pe microprocesoare sunt practic singurele capabile să asigure îndeplinirea condițiilor generale expuse la punctele 1.4.5, 1.4.6;
- echipamentele de protecție bazate pe microprocesoare asigură interfațarea directă cu sistemele de supraveghere-control din stațiile de transformare, fără a fi necesară interpunerea de alte dispozitive electronice inteligente;

- creșterea siguranței în funcționarea sistemului energetic, în mod deosebit prin funcțiile de autotestare incluse echipamentului de protecție;
- reducerea consumurilor proprii datorită impedanțelor ridicate de intrare și a consumului redus de energie în funcționare;
- necesitatea asigurării unor informații obiective și clare în cazuri de incidente și avarii;
- necesitatea actuală de integrare a informaticii de proces în contextul mai larg al sistemului informatic managerial al întreprinderilor de transport și distribuție a energiei electrice și al companiilor consumatoare de energie;
- necesitatea re tehnologizării instalațiilor de protecție din sistemul energetic național.

1.2 Structura tezei

Lucrarea este structurată pe 6 capitole, la care se adaugă cuprinsul, referințele bibliografice și anexele.

Capitolul 1 cuprinde aspecte și noțiuni introductive privind obiectivele protecției prin relee, performanțele impuse funcționării protecțiilor, tipuri de defecte și regimuri anormale. Sunt prezentate, în continuare, principalele protecții diferențiale existente în SEN: RQS4-T1, RDC-3, KBCH 140, SEL 387 și RET 521 surprinzându-se principalele caracteristici ale fiecărui terminal. Abordări noi pentru protecțiile transformatoarelor cum ar fi: utilizarea de noi concepte (frânarea cu armonici pare, blocarea la armonica a 5-a, blocarea aperiodică), identificarea noilor direcții de cercetare, precum și implicarea sistemelor expert sunt prezentate în partea finală a capitolului 1.

Capitolul 2, în prima parte, face o analiză a defectelor care apar în transformatoarele de putere stabilind modul de calcul al curenților și tensiunilor de defect pentru fiecare mod de tratare al neutrului rețelei. Este analizată repartiția curenților de defect prin înfășurările transformatorului de forță în funcție de tipul defectului din înfășurarea secundară. În continuare sunt prezentate principalele protecții: protecția de gaze, protecția maximală de curent, protecția de distanță, protecția diferențială longitudinală, protecția diferențială homopolară, protecția la suprasarcină precum și modul de acționare a acestora asupra întrerupătoarelor conform normativelor în vigoare. Se face o analiză comparativă între protecțiile transformatorului subliniind avantajele și dezavantajele acestora. Partea a doua a capitolului 2 prezintă o sinteză a problematicii protecției diferențiale longitudinale începând cu un scurt istoric a evoluției PDL, urmată apoi de o analiză a problematicii PDL la transformatoare în condițiile de șoc de magnetizare, supraexcitare, defecte externe și defecte interne vizavi de modul de măsurare, siguranță în acționare, dependabilitatea și viteză de acționare. Sunt subliniate, în continuare, modalitățile de rezolvare a aspectelor privind diferența de fază între curenții primari și compensarea acesteia, compensarea curenților de dezechilibru, particularitățile în cazul protecției autotransformatoarelor. Sunt prezentate apoi, metodele de diferențiere între defecte și condițiile de șoc și supraexcitare: metode bazate pe armonici, metode de recunoaștere a formelor de undă precum și alte metode, cum ar fi metoda după model, metoda puterii diferențiale și blocarea bazată pe flux. Capitolul 2 continuă cu prezentarea succintă a modului în care este implementată protecția de imagine termică în terminalele numerice 7UT512 (Siemens) și P631 (Alstom).

Capitolul 3 este dedicat transformatoarelor de măsură de curent și implicarea acestora în protecția transformatoarelor de putere. Capitolul debutează cu o scurtă trecere în revistă a principiului de funcționare și a erorilor TC. În continuare sunt prezentate aspecte privind curentii de magnetizare la conectarea unităților mari de transformatoare și comportarea TC în aceste situații, apoi este prezentat răspunsul TC la un curent primar cu componenta aperiodică. În continuare sunt prezentate aspecte privind caracteristicile TC precum și saturarea TC, precum și metode de reducere a remanenței în TC. În partea finală a capitolului este prezentat modul de verificare a compatibilității TC cu terminalul numeric TPT 100 pornind de la considerații teoretice, continuând cu prezentarea metodologiei de verificare a compatibilității, pas cu pas și finalizând demonstrația prin elaborarea unui program în Matlab. Un alt program în Matlab a fost realizat pentru simularea saturării TC. Rezultatele obținute privind simularea saturării TC sunt prezentate în Anexe.

Capitolul 4 face o prezentare a structurii hard a echipamentului cu indicarea blocurilor funcționale și a funcțiilor specifice fiecărui bloc. Tot în acest capitol se stabilesc și algoritmi generali utilizați în cadrul echipamentului. În categoria algoritmilor generali sunt cuprinși algoritmi necesari filtrării numerice a semnalelor analogice de intrare și algoritmi de calcul a valorii efective și a defazajelor tensiunilor, curentilor, puterii active și puterii reactive. Sunt analizate mai multe metode de calcul indicându-se criteriile care au condus la implementarea în cadrul echipamentului a algoritmilor selectați. Funcțiile echipamentului se prezintă pe larg în continuare. Pentru fiecare funcție de protecție și automatizare se prezintă schema logică echivalentă implementării software. Toate funcțiile echipamentului sunt implementate în baza acestor scheme logice. În continuarea capitolului 4 este prezentată modalitatea de integrare a TPT 100 în subsistemul secundar a stației de transformare. În cadrul acestui capitol se face și o sumară trecere în revistă a problemelor legate de comunicația echipamentului în cadrul sistemelor de supraveghere-control evidențiindu-se necesitatea implementării protocoalelor de comunicație standardizate. Aspecte privind fiabilitatea TPT 100 sunt prezentate în continuare. Pentru aceasta s-a luat în considerare impactul echipamentului de protecție și automatizare în cadrul general al sistemului protejat, prin modelare bazată pe lanțul Markov. Estimarea fiabilității echipamentului se face prin metoda diagramelor echivalente. Sunt prezentate rezultatele obținute pentru fiabilitatea predictivă în contextul elementului protejat și pentru predicția fiabilității hardware a echipamentului. În final se prezintă determinarea experimentală a indicatorilor de fiabilitate ai echipamentului precum și fiabilitatea sistemului integrat de protecție și supraveghere-control calculată în baza metodei arborelui de defectare.

Capitolul 5 prezintă pe larg verificările efectuate în laborator asupra echipamentului. Pentru fiecare funcție de protecție și automatizare se indică parametrii reglați, modul de verificare și rezultatele măsurătorilor. Măsurătorile sunt susținute și prin oscilograme, obținute utilizând funcția de osciloperturbograf, inclus în TPT 100, și sunt prezentate în anexe. Este prezentată și comportarea TPT 100 la diverse simulări în laborator.

Ultimul capitol prezintă concluziile generale referitoare la lucrare, cu indicarea contribuțiilor originale ale autorului.

1.3 Obiectivele protecției prin rele

Protecția prin rele a unei instalații electrice este formată din totalitatea aparatelor și dispozitivelor destinate să asigure în mod automat deconectarea instalației în cazul apariției unui defect sau a unui regim anormal de funcționare, periculos pentru instalație. În cazul defectelor și regimurilor anormale care nu prezintă un pericol imediat, protecția prin rele nu comandă deconectarea instalației, ci semnalizează apariția regimului anormal.

Deconectarea se efectuează prin comanda declanșării întreruptoarelor care leagă instalația protejată la celelalte elemente ale sistemului electric.

Separarea automată a instalației defecte de restul sistemului electric urmărește trei obiective:

- să împiedice dezvoltarea defectului, respectiv extinderea efectelor acestuia cu afectarea altor instalații din sistemul electric și cu eventuala transformare a defectului într-o avarie de sistem
- să preîntâmpine distrugerea instalației în care a apărut defectul, prin întreruperea rapidă a tuturor posibilităților de alimentare a defectului
- să restabilească un regim normal de funcționare pentru restul sistemului electric, asigurând astfel în condiții cât mai bune continuitatea alimentării consumatorilor.

1.4 Performanțe impuse funcționării protecțiilor prin relee

Principalele performanțe impuse protecțiilor prin relee [5] sunt următoarele:

1.4.1 Rapiditatea

Rapiditatea este necesitatea unei acționări rapide care rezultă din pericolele pe care le prezintă întârzierea lichidării scurtcircuitelor, cele mai frecvente defecte care apar în sistemele electrice. Scurtcircuitele pot provoca deteriorarea echipamentului, căderi importante ale tensiunii, pericole pentru ființe vii și pierderea stabilității funcționării în paralel a centralelor electrice din sistem.

Acțiunea termică a curenților de scurtcircuit poate provoca topirea conductoarelor sau a unor piese ale aparatelor electrice.

Durata limită de lichidare a scurtcircuitelor, pentru asigurarea menținerii stabilității, impune de regulă cea mai severă condiție de rapiditate a acționării protecției. Timpul de lichidare a unui defect se compune din timpul de acționare al protecției și din timpul propriu de declanșare al întreruptorului. Timpul minim de acționare al unei protecții este de aproximativ 0.02 – 0.04s, iar timpul propriu minim de declanșare al întreruptorului este de aproximativ 0.04 – 0.06s. Asemenea valori ale timpilor de lichidare a scurtcircuitelor nu sunt însă impuse decât în rețelele de tensiuni foarte înalte, la liniile electrice de 400 – 750 kV. Pe liniile de 110 – 30 kV, care pleacă de la centralele termoelectrice cu turbogeneratoare moderne, de mare putere, cu răcire forțată, se impune un timp aproximativ 0.12 – 0.2s, în aceleași rețele, însă cu turbogeneratoare de tip mai vechi, se impune un timp de 0.2 – 0.3s. Pentru rețele de distribuție cu consumatori care nu admit scăderi ale tensiunii, timpul impus pentru lichidarea defectelor este de circa 0.5 – 0.6s, iar în rețelele de distribuție cu consumatori mai puțin sensibili, timpii admisibili pentru lichidarea defectelor pot ajunge până la 1 – 2 s.

1.4.2 Selectivitatea

Protecțiile trebuie să aibă proprietatea de a separa numai elementul în care a apărut defectul, toate celelalte părți componente ale sistemului electric rămânând în funcțiune. Prin această selectare a elementului defect, din totalitatea elementelor care compun sistemul, se obține întreruperea alimentării unui număr minim de consumatori, lichidarea defectului efectuându-se astfel în condiții optime.

Pentru a asigura o funcționare selectivă protecțiile trebuie să comande declanșarea întreruptoarelor cele mai apropiate de locul defectului. Această regulă este generală. Unele protecții, prin însuși principiul lor de realizare, pot acționa numai la scurtcircuite din interiorul zonei protejate. Aceste protecții, posedând o selectivitate absolută, se numesc protecții absolut selective. Alte protecții datorită principiului lor de realizare, pot acționa și la scurtcircuite din

afara zonei protejate. Aceste protecții necesită măsuri speciale, eventual combinarea cu alte protecții, pentru a avea o funcționare selectivă.

În cazul protecțiilor simple, selectivitatea poate fi obținută prin mijloace elementare, cum ar fi de exemplu, introducerea unor temporizări, evident, în asemenea cazuri este sacrificată condiția de rapiditate.

În diverse cazuri concrete din practică este necesar să se aprecieze care dintre cele două performanțe de multe ori contradictorii – rapiditatea și selectivitatea – este mai importantă, dacă primează rapiditatea, atunci pot fi admise eventuale declanșări neselective, corectate de funcționarea unor dispozitive de reanclanșare automată rapidă, care la un interval foarte scurt comandă automat restabilirea funcționării instalațiilor deconectate neselectiv, rămânând astfel scoasă din funcțiune numai instalația defectă. Dacă condiția de rapiditate nu este esențială, atunci pot fi admise anumite temporizări în lichidarea defectelor.

1.4.3 Siguranța

Siguranța funcționării unei protecții este reprezentată de calitatea acesteia de a acționa totdeauna când este necesar (siguranța acționării – absența refuzurilor în funcționare) și numai când este necesar (siguranța neacționării – absența acționărilor false, când nu au apărut defecte în instalația electrică protejată).

Pentru obținerea siguranței în funcționarea protecției sunt necesare două condiții: protecția să fie corect proiectată (din punctul de vedere al schemelor, al calculului valorilor de reglaj) și echipamentul tehnic de protecție să posede un nivel ridicat de fiabilitate (siguranța echipamentului, respectiv absența defecțiunilor acestui echipament).

Întrucât siguranța lichidării unui scurtcircuit depinde și de funcționarea corectă a întreruptoarelor, schemele de protecție conțin și relee suplimentare (dispozitive de rezervă pentru refuzul întreruptorului DRR1), care transmit comenzi de declanșare unor întreruptoare vecine în cazul blocării întreruptorului aferent protecției.

1.4.4 Sensibilitatea

Protecțiile trebuie să aibă proprietatea de a acționa și în cazul unor abateri mai mici de la valoarea normală a mărimii fizice controlate. Astfel, o protecție realizată cu relee de curent va fi cu atât mai sensibilă, cu cât va acționa la abateri mai mici ale curentului față de valoarea normală pentru circuitul respectiv.

Valoarea minimă menționată apare atunci când defectul are loc la limita zonei protejate (în punctul cel mai îndepărtat de sursa de alimentare); tipul defectului conduce la cele mai mici valori ale parametrului controlat (de exemplu, pentru protecțiile maxime de curent netemporizate, împotriva scurtcircuitelor polifazate, scurtcircuitul bifazat este însoțit de cele mai mici valori ale curentului de defect) și impedanță mare a sursei din amonte; înainte de defect, configurația rețelei și situația generatoarelor și a transformatoarelor în funcțiune era de așa natură, încât la apariția defectului rezultă un curent minim de scurtcircuit prin elementul protejat, ceea ce înseamnă că înainte de defect elementul protejat funcționa în regim minim.

Pentru protecția maximală de curent, coeficientul de sensibilitate este dat de relația:

$$k_{\text{sens}} = \frac{I_{\text{sc min}}}{I_{\text{pp}}} \quad (1.1)$$

în care:

$I_{\text{sc min}}$ – este valoarea efectivă minimă posibilă – la un timp egal cu timpul de acționare al protecției – a componentei alternative a curentului de scurtcircuit, în cazul unui scurtcircuit metalic în zona protejată;

I_{pp} – valoarea curentului de pornire (de acționare) al protecției (curentul la care protecția acționează).

1.4.5 Autosupravegherea

Este proprietatea echipamentului de protecție de a-și testa permanent starea și de a semnaliza orice defecțiune care poate conduce la o funcționare incorectă.

1.4.6 Comunicația

Este proprietatea echipamentului de protecție de a efectua schimbul de informații cu operatorul uman pentru reglarea parametrilor de acționare, obținerea valorii mărimilor supravegheate și obținerea datelor privind mărimile de defect.

1.4.7 Compatibilitatea electromagnetică

Este proprietatea echipamentului de protecție de nu fi perturbat în funcționare de influențele diverselor câmpuri electromagnetice și de a nu genera perturbații electromagnetice în mediul înconjurător.

1.4.8 Independența față de condițiile de exploatare

Protecția prin relee a unei instalații trebuie să acționeze corect, independent de schema de conexiuni a sistemului electric în momentul respectiv, de numărul centralelor și al generatoarelor în funcțiune.

Acționarea corectă a protecției prin relee trebuie verificată pentru regimul maxim și pentru regimul minim de funcționare ale elementului protejat. În regimul maxim se verifică selectivitatea, iar în regimul minim se verifică sensibilitatea protecției.

1.4.9 Nuațarea unor definiții

Din [4] apar unele nuanțări ale definițiilor de mai sus.

1.4.9.1 Dependabilitatea protecțiilor

Este probabilitatea ca protecția, să nu aibă aibă refuz de acționare în condiții date pentru un interval de timp dat. Un index al dependabilității ar fi măsura abilității cu care protecțiile sistemului funcționează, când în sistem există defecte pentru care protecțiile ar trebui să lucreze. Este ușor de adunat numărul de defecte interne și numărul acționărilor corecte a protecțiilor sistemului pentru aceste defecte. Aceasta înseamnă că noi am putea calcula frecvența relativă a funcționărilor corecte. Asta înseamnă, deasemenea, că putem vorbi despre probabilitatea acționării corecte. Este definit un coeficient de încredere, D , astfel:

$$D = 1 - \frac{N_f}{N_s} = \frac{N_s - N_f}{N_c + N_f} = \frac{N_c}{N_c + N_f} \quad (1.2)$$

unde:

N_f – numărul refuzurilor de acționare la defecte în sistem;

N_s – numărul total de defecte în sistemul protejat;

N_c – numărul acționărilor corecte pentru intervalul de timp dat.

Coeficientul de încredere, D , măsoară performanța protecției numai în cazul existenței unui defect în sistem. Funcționările incorecte la defecte în sistem, pentru care protecțiile nu ar trebui să declanșeze nu influențează acest coeficient de încredere.

1.4.9.2 Siguranța protecțiilor

Reprezintă probabilitatea de a nu avea acționări incorecte pentru un interval de timp dat. Un coeficient de siguranță, măsoară abilitatea protecției de a nu funcționa când nu trebuie. Putem defini acest coeficient, S, astfel:

$$S = \frac{N_c}{N_c + N_u} \quad (1.3)$$

unde:

N_c – numărul de acționări corecte;

N_u – numărul de acționări intempestive.

Refuzurile de acționare nu influențează acest coeficient.

1.4.10 Cerințe externe impuse sistemelor de protecție

Principalele cerințe externe impuse sistemelor de protecție de autorități din afara sferei tehnicilor de protecție după [4] sunt:

- reglementări internaționale și naționale de securitate – în special pentru eliminarea riscurilor la care poate fi expus publicul, la limitarea riscurilor de incendii, limitarea riscurilor de deteriorări ale proprietății;
- cerințe impuse de fabricanți pentru acordarea garanțiilor;
- cerințe impuse de societățile de asigurări;
- standarde industriale;
- cerințele sistemului de legare la pământ: tensiuni de atingere și tensiuni de pas;
- calitatea energiei –căderi de tensiune, durata de întrerupere accidentală.

1.4.11 Cerințe ale companiei impuse sistemelor de protecție

- criterii pentru rețelele de transport: de planificare și de operare;
- criterii pentru protecția rețelei de transport pot fi: criterii de proiectare (legate de echipamentele primare, ca timp maxim de scurtcircuit pentru transformatoare, sau legate de stabilitatea sistemului, de funcționare protecției (posibilitatea efectuării de revizii cu instalațiile primare în funcție din motive de reducere a timpilor de retragere din exploatare a instalațiilor), bazate pe profilul de tensiune (în special pentru stații apropiate de centrale puternice care pot fi afectate de căderile de tensiune).

1.5 Performanțele impuse realizării și construcției dispozitivelor de protecție

1.5.1 Eficiența economică

În general, costul echipamentului de protecție prin relee este mic în comparație cu cel al instalațiilor electrice protejate. Cu toate acestea, la alegerea soluțiilor optime trebuie să se țină neapărat seama și de factorul economic. Pentru aceasta trebuie considerate nu numai cheltuielile care reprezintă costul echipamentului de protecție și al montării acestui echipament, ci și cheltuielile de întreținere și de revizie, care în unele cazuri pot avea valori importante. În orice caz, nu sunt permise economii nejustificate, realizate în dauna calității protecției, întrucât un defect lichidat cu întârziere și transformat într-o avarie poate conduce la pagube atât de mari, încât să întrecă de zeci de ori economia nejustificată făcută la alegerea protecțiilor.

1.5.2 Gabarite reduse

Având în vedere necesitatea micșorării volumului ocupat de panourile de protecție, a reducerii spațiilor ocupate de aparatajul instalat în camerele de comandă, gabaritele releelor trebuie să fie cât mai mici.

Acest lucru este deosebit de important mai ales în condițiile actuale, când concepțiile despre construcția camerelor de comandă sunt sensibil modificate în urma adoptării sistemelor electronice (cu schema electrică a instalației apărând pe ecranul unui calculator) de control și comandă a declanșării întreruptoarelor.

1.5.3 Elasticitate în modificarea caracteristicilor de acționare

Îndeosebi în cazul protecțiilor complexe este avantajoasă posibilitatea de modificare a caracteristicilor de acționare, pentru ca același echipament de protecție să poată fi utilizat pentru diverse instalații protejate, care ar necesita caracteristici de acționare diferite.

În cazul releelor electromagnetice, asemenea posibilități de modificare sunt limitate. Astfel, de exemplu, în unele tipuri de protecții de distanță prin intermediul unor comutatoare se poate deplasa caracteristica circulară. La protecțiile electronice posibilitatea modificării caracteristicilor în sensul dorit este mult mai largă, iar dispozitivele necesare pentru acest scop sunt simple.

De altfel, însăși posibilitățile de obținere a unor caracteristici dorite, cu forme complicate, sunt mai mari la protecțiile electronice, ceea ce permite ca prin intermediul acestor protecții să se obțină caracteristici apropiate de cele considerate ca optime în urma analizei teoretice făcute.

1.5.4 Tipizarea subansamblurilor

O asemenea tipizare este avantajoasă atât pentru producători de aparataj de protecție, cât și pentru montajul și exploatarea echipamentelor de protecție prin relee, operațiile de întreținere și încercare a releelor sunt ușurate, iar în cazul unei defecțiuni poate fi înlocuit numai subansamblul defect.

Tipizarea subansamblurilor este posibilă îndeosebi în cazul protecțiilor electronice, realizate prin plăci modulare debroșabile, cu conexiuni interschimbabile.

1.5.5 Invariabilitatea parametrilor și caracteristicilor

Condițiile de siguranță și selectivitate impun un grad ridicat de precizie în menținerea valorilor de reglaj și a caracteristicilor de acționare a unei protecții. Pentru asigurarea invariabilității necesare, elementele utilizate în cadrul protecției trebuie să fie caracterizate de o stabilitate ridicată a parametrilor. Totodată, înlocuirea unor subansambluri poate fi făcută numai dacă subansamblul nou și cel înlocuit nu prezintă deosebiri ale parametrilor sau caracteristicilor.

1.6 Principalele probleme actuale în tehnica protecției prin relee

Creșterea puterilor sistemelor energetice, a tensiunii și lungimii liniilor de transport și a puterilor transportate prin aceste linii a condus la acordarea unei atenții deosebite problemei menținerii stabilității sistemelor energetice în urma lichidării defectelor apărute. După cum s-a menționat și în cazul performanței reprezentate de rapiditatea funcționării protecției, condiția menținerii stabilității a determinat necesitatea realizării unor protecții cu un timp propriu de acționare foarte redus. Protecțiile electronice actuale acționează în multe cazuri pe baza informațiilor primite în decursul primei semiperioade de la apariția scurtcircuitului, iar timpul de acționare măsurat (din momentul apariției defectului) este de ordinul 20 – 30 ms.

Evident, într-un interval atât de scurt de la începutul regimului de scurtcircuit se manifestă puternic prezența componentelor tranzitorii ale mărimilor electrice care alimentează releele de protecție, prezență determinată de existența inductanțelor și capacităților atât în circuitele primare ale sistemului electric protejat, cât și în circuitele secundare care alimentează protecția.

Timpul de amortizare a proceselor tranzitorii din sistemele energetice actuale, cu blocuri generator – transformator de mare putere, depășește cu mult timpul de acționare al protecțiilor rapide. Astfel, pentru cazul scurtcircuitelor pe linii în apropierea barelor colectoare la care sunt racordate blocuri de mare putere, timpul de amortizare este de circa 0.6 – 0.8 s.

În ceea ce privește caracterul fenomenelor tranzitorii din circuitele secundare ale protecției, tipul și construcția transformatoarelor de curent și de tensiune au o influență determinantă. Ca urmare, elaborarea unor măsuri și realizarea unor elemente care să elimine în bună parte influența componentelor tranzitorii asupra funcționării protecției reprezintă una din problemele actuale ale tehnicii protecției prin relee. În acest cadru se înscrie elaborarea unor noi tipuri de transformatoare de curent și de tensiune, construite pe principii sensibil diferite de cele clasice, precum și introducerea unor filtre care să asigure alimentarea releelor numai cu mărimile sinusoidale reprezentate de armonica fundamentală și eventual anumite armonici ale curentului și tensiunii.

Elaborarea unor noi principii și tipuri de protecții a căpătat largi perspective și posibilități odată cu utilizarea dispozitivelor semiconductoare în schemele de protecție.

Pe lângă asigurarea unei funcționări corecte foarte rapide, o altă problemă actuală în tehnica protecției prin relee este reprezentată de mărirea siguranței înlăturării defectelor și a prevenirii transformării lor în avarii de sistem. În acest sens se acordă o deosebită atenție protecțiilor de rezervă, precum și asigurării înlăturării defectelor în cazul blocării unui întreruptor, prin intermediul dispozitivelor de rezervă la refuzul întreruptorului DRRI.

La tensiuni înalte se practică în prezent dublarea protecțiilor de bază, rapide, pentru obținere unei siguranțe cât mai ridicate în funcționare.

Tot pe linia mării siguranței și a prevenirii avariilor de sistem se înscrie și combinarea funcționării protecției cu a automatizărilor de sistem.

Urmărind același obiectiv – păstrarea continuității alimentării consumatorilor în condiții optime, în pofida apariției unor defecte – protecția prin relee și automatizările de sistem funcționează în prezent în strânsă coordonare. În stadiul actual de dezvoltare al sistemelor energetice simpla lichidare a unui scurtcircuit (prin deconectarea instalației defecte) nu mai este suficientă, condiția de siguranță impunând și controlul păstrării stabilității sistemului.

După cum se constată, principalele probleme ale protecției prin relee derivă din faptul că în sistemele electrice moderne performanțele impuse funcționării protecției au devenit mai severe, sporind gradul de dificultate în satisfacerea lor simultană. Ca urmare, a fost necesar să crească și complexitatea protecțiilor, ceea ce explică și tendințele tot mai pronunțate din ultimii ani de a fi utilizate calculatoare numerice pentru realizarea funcției de protecție a instalațiilor electrice.

1.7 Tipuri de defecte și regimuri anormale

1.7.1 Defecte

Cele mai frecvente defecte în sistemele electrice sunt scurtcircuitele (trifazate, bifazate și monofazate – în rețelele cu curenți mari de punere la pământ). Pe lângă acestea, în sistemele electrice mai apar și alte defecte, însoțite sau nu de scurtcircuite, cum ar fi: scurtcircuit bifazat la pământ, simplă sau dublă punere la pământ în rețelele cu curenți mici de punere la pământ, întreruperea unei faze cu scurtcircuit monofazat, întreruperea unei faze etc.

Pentru proiectarea protecțiilor prin relee poate fi necesar calculul curenților de defect în cazul scurtcircuitelor trifazate, bifazate, monofazate și bifazate la pământ. Calculul curenților de scurtcircuit trifazat este necesar pentru stabilirea curenților de pornire și verificarea selectivității protecțiilor rapide împotriva scurtcircuitelor polifazate, iar calculul curenților de scurtcircuit bifazat este necesar pentru verificarea sensibilității acestor protecții.

Calculul curenților de scurtcircuit monofazat este necesar pentru stabilirea curenților de pornire și verificarea performanțelor protecțiilor împotriva scurtcircuitelor monofazate din rețelele de curenți mari de punere la pământ. Tot în acest scop este necesar și calculul curenților de scurtcircuit bifazat la pământ, deoarece în unele cazuri acest defect poate conduce la valori ale componentei de secvență homopolară care sunt mai mari decât în cazul scurtcircuitului monofazat; în asemenea situații, pentru stabilirea curenților de pornire, se folosește valoarea curenților de scurtcircuit bifazat la pământ.

Punerea la pământ apare în rețele cu curenți mici de punere la pământ și nu prezintă un pericol imediat, nefiind însoțită de curenți mari de defect; de aceea, protecțiile liniilor împotriva acestor defecte acționează de regulă la semnalizare. Punerea unei faze la pământ provoacă însă creșterea tensiunii fazelor sănătoase în raport cu pământul, iar această creștere conduce la suprasolicitarea izolației și la pericolul străpungerii acesteia și într-un alt punct de pe celelalte faze, defectul trecând astfel în dublă punere la pământ. Aceasta reprezintă de fapt un scurtcircuit bifazat prin pământ care trebuie lichidat corect de protecția prin relee.

Și prima punere la pământ trebuie lichidată fără întârziere de către protecție, dacă această punere la pământ apare în generatoare și curențul de defect depășește o anumită valoare sau dacă apare în transformatoare, întrucât există pericolul unor deteriorări inadmisibile.

Înteruperea unei faze pe o linie rezultă fie prin ruperea conductorului, fie datorită acționării protecției care comandă declanșarea unei faze defecte, cu reanclanșarea automată ulterioară, fie în urma stabilirii unui regim de durată în două faze. Studiul acestui defect este necesar în special pentru proiectarea protecțiilor liniilor paralele și a liniilor cu funcționare îndelungată în două faze, precum și pentru a se verifica dacă influența componentelor de secvență inversă – care apar la întreruperea unei faze în sistemul electric – asupra generatoarelor rămâne în limitele admisibile. Funcționarea în două faze reduce puterea transportabilă, ceea ce determină posibile acționări ale protecțiilor pe alte linii. De asemenea, în cazul funcționării îndelungate a unei linii în două faze este necesară și verificarea influenței asupra liniilor de telecomunicații.

1.7.2 Regimuri anormale

Principalele regimuri anormale care se iau în considerare în proiectarea protecțiilor prin relee sunt supraințensițiile și pendulațiile de putere.

Supraințensițiile pot fi provocate de un scurtcircuit exterior elementului protejat sau de apariția unor suprasarcini. Acestea pot fi datorate fie supraîncărcării unor mecanisme antrenate de motoare alimentate prin intermediul elementului protejat, fie un deficit de putere în sistem, de exemplu ca urmare a deconectării neprevăzute a unor generatoare importante.

Apariția unor supraințensiții nu necesită o deconectare imediată a elementului protejat, însă ele nu pot fi admise pe o durată nedeterminată, întrucât provoacă supraîncălziri și deci uzura izolației, contactelor etc. de aceea, majoritatea elementelor din sistemele electrice (generatoare, transformatoare, anumite motoare electrice) se prevăd cu protecții temporizate împotriva supraințensițiilor, de regulă cu acționare la semnalizare.

Pendulațiile, respectiv pierderea stabilității sistemului, pot apărea din cauza unor scurtcircuite lichidate prea târziu, a depășirii puterii transportate admise printr-o linie de interconexiune etc., care provoacă ieșirea din sincronism a centralelor funcționând în paralel.

În timpul pendulațiilor, prin liniile care leagă centralele circulă curenți de egalizare ale căror valori – variabile periodic în timp cu perioade cuprinse între 0.2 și 2 s – pot depăși mult

valorile curenților de pornire a protecțiilor, fiind astfel posibile acționări neselective. De asemenea, în timpul pendulațiilor apar și variații importante ale tensiunilor, care pot provoca acționări greșite ale releelor de tensiune minimă.

Pentru evitarea acționărilor greșite ale protecțiilor pe timpul pendulărilor, protecțiile liniilor importante se prevăd cu dispozitive speciale de blocaj. Acestea se comportă în mod diferit la pendulații – când blochează protecția – și la scurtcircuite pe linia respectivă – când permit acționarea corectă a protecției, datorită unor deosebiri care există între caracterul variațiilor curenților, tensiunilor și puterilor în cele două cazuri.

Dispozitivele de blocare se bazează fie pe faptul că la scurtcircuite variația curentului este bruscă, în timp ce la pendulări este mai lentă, fie pe apariția unor componente de secvență inversă sau homopolară în cazul scurtcircuitelor și pe absența acestor componente în cazul pendulărilor, fie pe sensurile de circulație ale puterilor active și reactive în cele două cazuri.

1.8 Principalele tipuri de protecții

1.8.1 Protecția de curent

Protecțiile de curent au o foarte largă utilizare. Ele acționează în cazul creșterii curentului din circuitul protejat, ca urmare a unui scurtcircuit sau a unei suprasarcini. Aceste protecții se realizează cu relee de intensitate (de curent), care acționează atunci când curentul din circuitul protejat depășește o anumită valoare de prag stabilită, numită curent de pornire (de acționare) al protecției și notată cu I_{pp} .

Curentul de pornire al protecției este deci valoarea curentului din circuitul protejat la care protecția acționează.

Se definește o valoare a curentului de pornire al releului:

$$I_{pr} = \frac{I_{pp}}{n_{TC}} \quad (1.4)$$

unde n_{TC} este raportul de transformare al transformatoarelor de curent care alimentează relele.

Întrucât protecțiile de curent acționează când este satisfăcută condiția:

$$I > I_{pp} \quad (1.5)$$

unde I este curentul din circuitul protejat, aceste protecții fac parte din categoria protecțiilor maxime.

Pentru ca protecția de curent să nu acționeze în regim normal, este necesar ca valoarea curentului de pornire să fie superioară valorii curentului maxim de sarcină $I_{max\ sarc}$ care pot circula prin circuitul protejat. Sunt deci necesare relațiile:

$$I_{pp} > I_{nom} ; I_{pp} > I_{max\ sarc} \quad (1.6)$$

Protecțiile maxime de curent sunt deosebit de simple, însă nu pot fi absolut selective, deoarece creșterea curentului are loc atât la scurtcircuite în instalația protejată, cât și la scurtcircuite exterioare zonei protejate. Sunt deci necesare elemente suplimentare pentru asigurarea selectivității, care de cele mai multe ori introduc temporizări în acționare și ca urmare protecția nu poate asigura nici performanța de rapiditate. Datorită valorii mari a curentului, sensibilitatea protecțiilor maxime de curent este redusă. Principala calitate a acestor protecții este simplitatea, fiind alimentate cu o singură mărime electrică. Un exemplu în fig. 1.1.

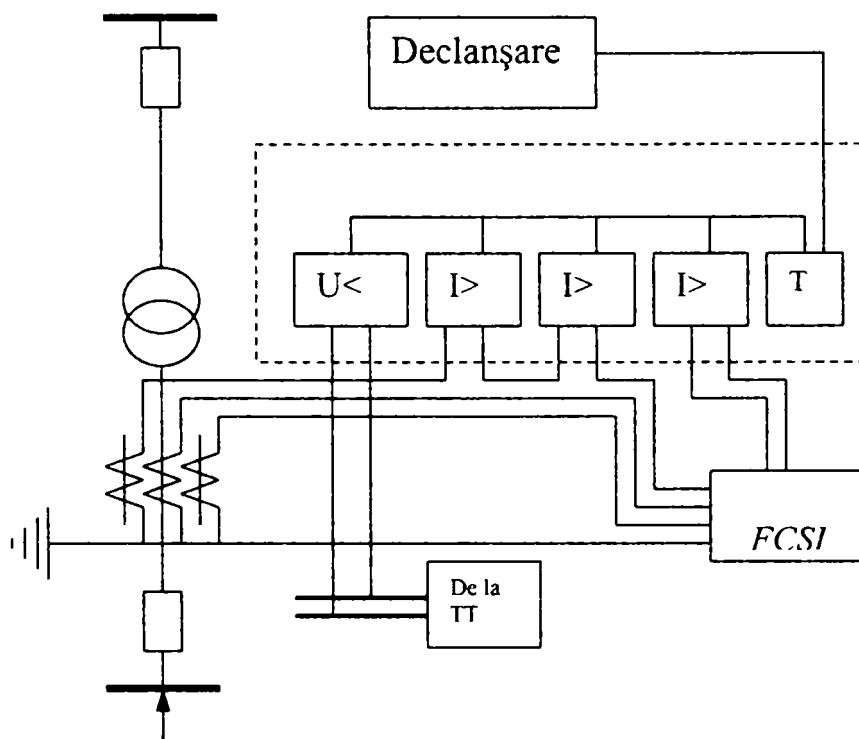


Fig. 1.1 Protecția maximală de curent cu blocaj de minimă tensiune la un transformator coborât

1.8.2 Protecția diferențială

Protecțiile diferențiale acționează în cazul când apare o diferență între valorile curenților de la cele două capete ale zonei protejate (fig. 1.2).

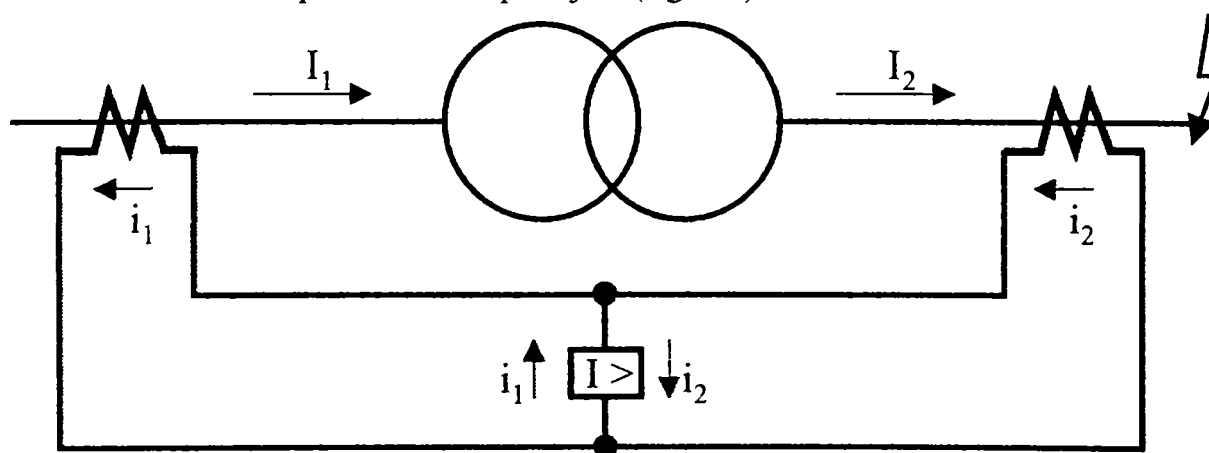


Fig.1.2 Protecția diferențială-circulația de curenți în condiții normale și la defect exterior

În funcționare normală curenții de la capetele zonei protejate sunt egali, deci

$$\begin{aligned}
 i_1 &= i_2 \\
 i_1 - i_2 &= 0 \\
 i_d &= i_1 - i_2 \cong 0
 \end{aligned}
 \tag{1.7}$$

Dacă apare un defect în afara zonei protejate, atunci curenții de la capetele zonei protejate rămân egali crescând ca valoare, deci relația 1.6 rămâne valabilă.

Dacă apare un defect în interiorul zonei protejate (fig. 1.3) curenții i_1 și i_2 de la cele două capete ale zonei nu mai sunt egali, iar curentul diferențial este dat de relația:

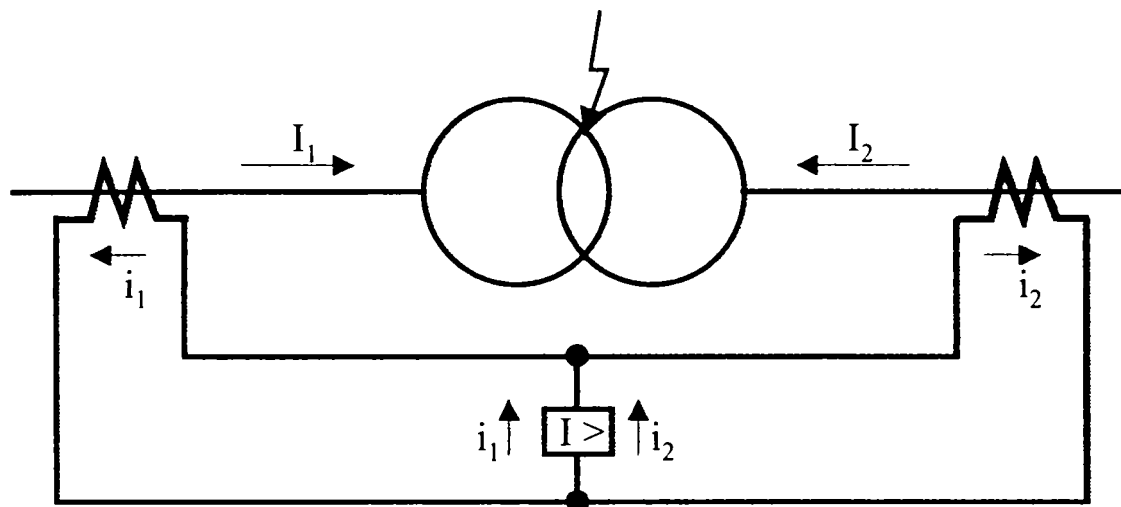


Fig.1.3 Protecția diferențială-circulația de curenți în condiții de scurtcircuit interior

$$i_d = i_1 + i_2 = i_{sc} \quad (1.8)$$

După cum se constată, principiul diferențial permite să se deosebească un defect în interiorul zonei protejate de un defect apărut în afara acestei zone, prin urmare protecțiile diferențiale sunt absolut selective.

La protecțiile diferențiale valoarea curentului de pornire poate să fie mai mică decât valoarea nominală a curentului din circuitul protejat, ceea ce conduce la mărirea sensibilității protecției.

Fiind selective, protecțiile diferențiale nu necesită introducerea unor temporizări pentru asigurarea selectivității și deci sunt protecții rapide.

Întrucât controlează curenții la ambele capete ale zonei protejate, protecțiile diferențiale pot fi încadrate în categoria protecțiilor complexe.

1.8.3 Protecția cu filtre

În cazul scurtcircuitelor nesimetrice apar componente de secvență inversă, iar în cazul punerilor la pământ apar componente de secvență homopolară ale curenților și tensiunilor. Conectându-se relele prin intermediul unor filtre de componente simetrice, se poate asigura acționarea protecției în cazul anumitor tipuri de defecte. Statistica arată că marea majoritate a scurtcircuitelor (aproximativ 95%) sunt nesimetrice. Dintre acestea numai 10% sunt scurtcircuitate între faze, celelalte fiind însoțite de puneri la pământ. Întrucât filtrele de secvență homopolară se realizează extrem de simplu, ele sunt utilizate pe scară foarte largă împotriva defectelor însoțite de puneri la pământ. În ultima vreme a căpătat extindere și utilizarea filtrelor de secvență inversă la relele electronice, întrucât protecțiile cu aceste filtre satisfac în mai bună măsură condiția de sensibilitate.

În unele protecții poate fi necesar controlul prezenței anumitor armonici superioare ale curenților. În asemenea cazuri se folosesc filtre de armonici superioare.

1.8.4 Protecția termică (Imagine termică)

Protecțiile termice acționează la creșterea temperaturii, care însoțește apariția suprasarcinilor. Aceste protecții sunt de regulă utilizate la generatoare, transformatoare și motoare electrice de puteri mari. La transformatoare cu puteri $S \geq 100$ MVA se recomandă utilizarea acestei protecții. În unele cazuri, protecțiile termice sunt utilizate și pentru linii de

înaltă și medie tensiune având ca scop valorificarea capacității de supraîncărcare a acestor linii.

1.8.5 Protecția cu relee de gaze

Aceste protecții se folosesc numai la transformatoare (și autotransformatoare) în cuvă cu ulei, fiind realizate cu relee montate pe conducta dintre cuvă și conservatorul de ulei (figura 1.4). Funcționarea lor se bazează pe degajarea de gaze care are loc în cazul defectelor din interiorul cuvei transformatorului. Schema de principiu este prezentată în figura 1.5.

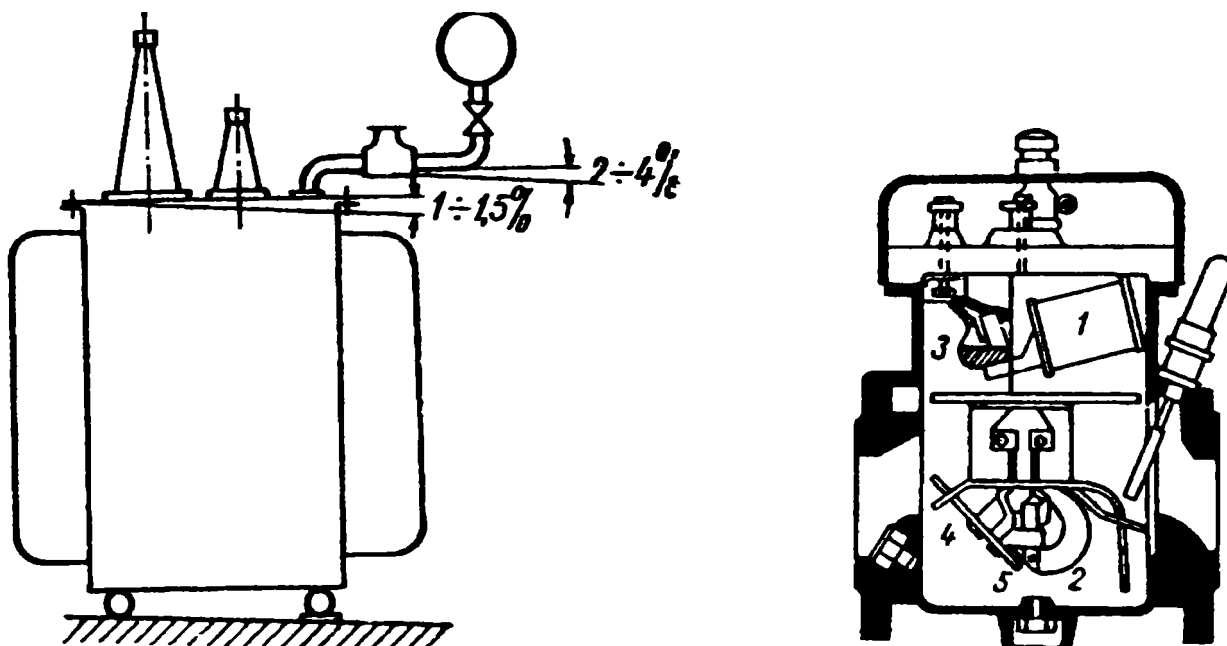


Fig. 1.4 Releul de gaze Buchholtz

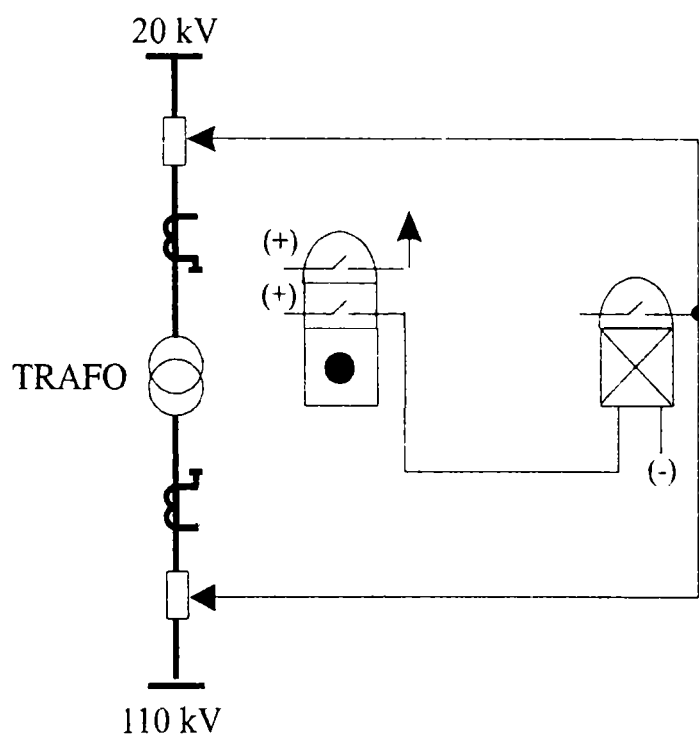


Fig.1.5 Schema protecției de gaze cu releu Buchholtz

1.8.6 Protecția de distanță

Se realizează cu relee de impedanță care acționează la scăderea impedanței circuitului protejat. În cazul unui scurtcircuit în zona protejată are loc o creștere importantă a curentului și o scădere apreciabilă a tensiunii, astfel încât scade corespunzător și impedanța circuitului. Protecția de distanță poate avea o funcționare selectivă, fiind totuși necesare măsuri suplimentare.

1.9 Principalele relee diferențiale existente în SEN

1.9.1 Releul RQS4-T1

Releul RQS4-T1 este conceput pentru protecția transformatoarelor cu două înfășurări dar, în combinație cu anexa RQS4Z, se poate utiliza și pentru protecția diferențială longitudinală a transformatoarelor cu trei sau patru înfășurări [20].

Schema interioară a releului este prezentată în Anexa 1 [7]. Releul diferențial RQS4-T1 se compune din următoarele părți principale: modulul de acționare, modulul de blocare împotriva șocului de curent de magnetizare, elementul de execuție.

Modulul de acționare este constituit din următoarele: elementul de lucru, elementul de franare, organul de măsură.

Pentru descrierea principiului de funcționare se face referire la schema de protecție prezentată în Anexa 2.

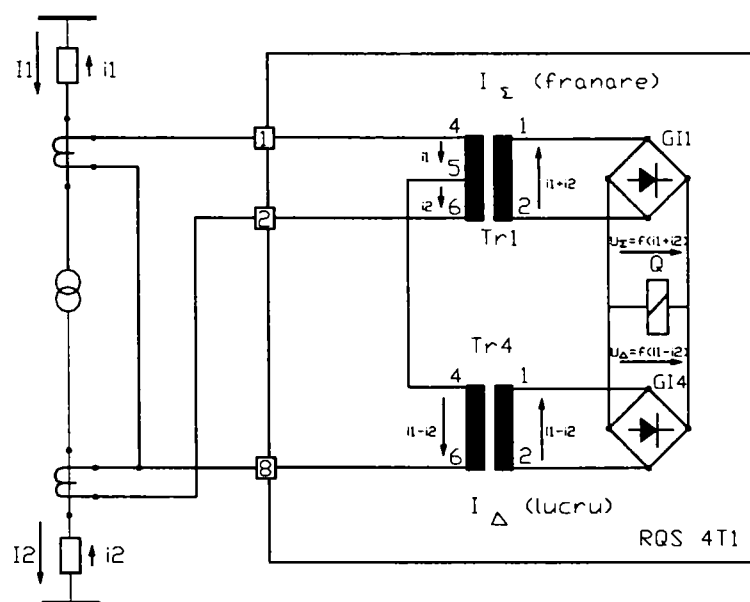


Fig. 1.6 Circulația curenților la funcționarea normală sau la scurtcircuit exterior

Caracteristica de funcționare a releului este o funcție $I_{\Delta} = f(I_f)$, iar condiția de acționare a protecției diferențiale longitudinale se poate exprima simplificat prin condiția :

$$U_{\Delta} > U_f \quad (1.9)$$

Pentru regimul normal de funcționare sau în cazul scurtcircuitelor exterioare, circulația curenților este prezentată simplificat în figura 1.6. Puntea redresoare GI1 generează o tensiune continuă U_f , proporțională cu suma curenților secundari:

$$i_f = i_1 + i_2 \quad (1.10)$$

Iar puntea redresoare GL4 generează o tensiune U_{Δ} , proporțională cu diferența curenților secundari:

$$i_{\Delta} = i_1 - i_2 \quad (1.11)$$

În acest caz, curentul i_{Δ} este relativ mic și se datorează curentului total de dezechilibru. Tensiunea $U_f > U_{\Delta}$ predominant este efectul de frânare, releul diferențial va fi blocat.

Pentru cazul scurtcircuitelor în zona protecției diferențiale longitudinale, circulația curenților este prezentată schematic în figura 1.7.

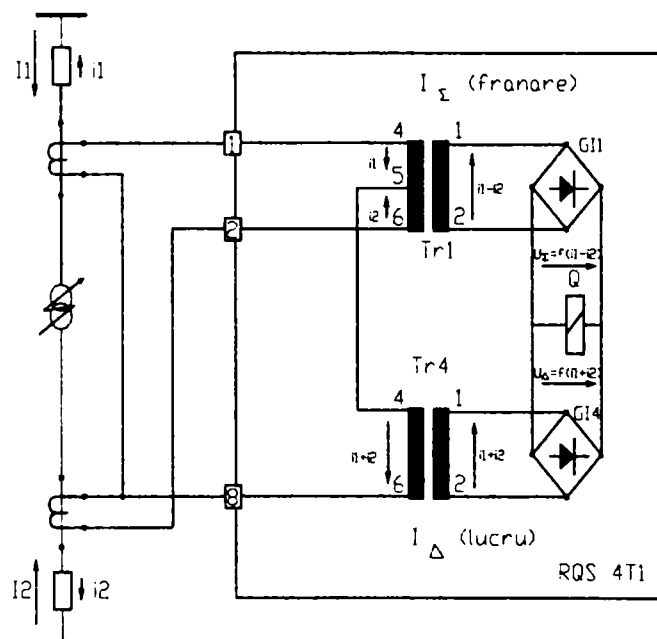


Fig. 1.7 Circulația curenților pentru scurtcircuitate în zona de lucru a PDL

1.9.1.1 Modul de blocare împotriva șocului de curent de magnetizare

Acest modul are rolul de a împiedica acționarea protecției diferențiale la restabilirea tensiunii după lichidarea unui scurtcircuit exterior sau la conectarea sub tensiune a transformatorului protejat.

Funcționarea modului se bazează pe faptul că, în spectrul de armonici al curentului de magnetizare, preponderentă este armonica a-2-a. Ca organ de măsură se utilizează tot un releu magnetoelectric de mare sensibilitate, de tip RSf4, notat în schema releului cu V, căruia i se aplică, pe de o parte, o tensiune continuă proporțională cu curenții I_{Δ} , iar pe de altă parte, i se aplică o tensiune continuă proporțională cu conținutul în armonica a doua a curenților I_{Δ} . În cazul în care ponderea armonicii a doua din curentul I_{Δ} depășește o anumită valoare (raportată la fundamentală), releul V acționează și își deschide un contact înseriat în circuitul de alimentare al bobinei releului de execuție E, blocând acționarea releului diferențial. Curenții I_{Δ} de pe fazele R și S se aplică unui transformator de intrare cu trei înfășurări Tr2, în secundarul 2-4 al transformatorului Tr2 rezultând o tensiune alternativă proporțională cu suma curenților I_{Δ} de pe cele două faze. Această tensiune alternativă se aplică punții de redresare G12 prin intermediul rezistenței R4, a potențiometrului semireglabil R5, a transformatorului Tr1 și a rezistenței R3. Tensiunea continuă U_{Δ}' , ce se obține la puntea redresoare G12, proporțională cu curenții I_{Δ} , se aplică, prin intermediul rezistenței R2, releului magnetoelectric V. Tensiunea continuă U100, se obține la puntea redresoare G11, alimentată din filtrul trece bandă, cu frecvența centrală de 100 Hz, constituit din inductanța L și condensatorul C1, prin intermediul potențiometrului R6 și a rezistenței R7. Această tensiune, proporțională cu

conținutul de armonică a doua a curenților I_{Δ} , se aplică, prin intermediul rezistenței R_1 , releului magnetoelectric V .

În consecință, releul magnetoelectric V va acționa la un anumit raport al tensiunii continue U_{100} și U_{Δ} sau mai precis, la un anumit conținut în armonică a doua a curenților I_{Δ} . Pragul de acționare al releului V poate fi reglat fin cu ajutorul potențiometrului R_6 , în domeniul $I_{100} = (0,25 - 0,5) \times I_{50}$.

1.9.1.2 Elementul de execuție

Elementul de execuție al releului diferențial RQS4-T1 îl constituie releul intermediar, notat în schemă din Anexa 1, cu simbolul E. Releul intermediar E se poate excita, dacă releul magnetoelectric Q își comută contactul q (deci modulul de acționare sesizează existența unui scurtcircuit în zona protejată) și dacă releul magnetoelectric V își menține închis contactul v (deci conținutul de armonică a doua a curenților I_{Δ} nu a depășit valoarea reglată). După excitație, releului intermediar E se automenține prin contactul e^1 și rezistența de limitare R_5 și comandă declanșarea întreruptoarelor care leagă transformatorul la sistem, prin intermediul contactelor e^2 și e^3 .

1.9.1.3 Caracteristicile de funcționare

Protecția diferențială a transformatoarelor și autotransformatoarelor trebuie să dispună de caracteristici de funcționare care să realizeze următoarele obiective:

- sensibilitate ridicată la valori mici ale curenților de scurtcircuit în zona protecției diferențiale;
- desensibilizarea protecției la curenți de dezechilibru care apar în cazul funcționării normale sau în cazul scurtcircuitelor externe;
- este necesară blocarea protecției diferențiale la apariția șocului de curent de magnetizare.

În cazul releului RQS4-T1 aceste cerințe se realizează prin alegerea convenabilă a caracteristicii de funcționare $I_{\Delta}/I_n = f(I_f / I_n)$ pentru $p = \text{constant}$ și prin stabilirea corectă a reglajului $k = I_{100} / I_{50}$ la care pentru o anumită valoare a curentului de lucru I_{Δ} , superioară valorii curentului inițial de pornire $I_{o\Delta} = (0,25 - 0,4) \times I_n$, releul trebuie să fie blocat, în cazul apariției șocului de curent de magnetizare.

Caracteristicile de funcționare sunt diferite depinzând de modul de alimentare al transformatorului protejat (alimentare unilaterală sau bilaterală), de locul scurtcircuitului (interior sau exterior), de curentul de pornire și de coeficientul de frânare (panta p).

Pentru exemplificare, în figura 1.8 și 1.9, se prezintă caracteristicile de funcționare ale releului RQS4-T1, în cazul scurtcircuitelor monofazate în afara zonei, precum și în zona protecției diferențiale, la alimentarea unilaterală, pentru un curent inițial de pornire $I_{o\Delta} = 0,25 \times I_n$. După cum rezultă din figura 1.8, pentru curenții nominali de trecere ($I_f < 2 \times I_n$), panta p este nulă, iar apoi crește pronunțat, pentru a se realiza o franare sigură la valori mari ale curenților de scurtcircuit exteriori. În porțiunea crescătoare a caracteristicii de funcționare, panta poate fi reglată continuu în domeniul $p = 0,3 - 0,6$, deci în acest fel se obține o familie de caracteristici situată între curbele limită definite de valorile $p = 0,3$ și $p = 0,6$.

La releul RQS4-T1 parametrii care se reglează sunt curentul de pornire și panta caracteristicii. La alegerea curentului de pornire, se ține seama de parametrii transformatoarelor de curent folosite pentru protecția diferențială, în scopul desensibilizării protecției la curenții de dezechilibru.

La alegerea pantei p , se ține seama de faptul că o caracteristică cu pantă mare are avantajul de a produce o desensibilizare accentuată a protecției, în cazul scurtcircuitelor exterioare, dar are dezavantajul că micșorează sensibilitatea protecției la scurtcircuite interioare, pe când o caracteristică cu pantă mică are avantajul că este mai sensibilă la defecte în zonă, însă prezintă

dezavantajul unei slabe desensibilizări a protecției, în cazul curenților de scurtcircuit exteriori, atunci când aceștia au valori foarte mari.

Referitor la modul de blocare la curenți de magnetizare, caracteristica de funcționare a releului, $I_{\Delta}/I_N = f(I_{\Sigma}/I_N)$, este prezentată în figura 1.10. Atunci când punctul de

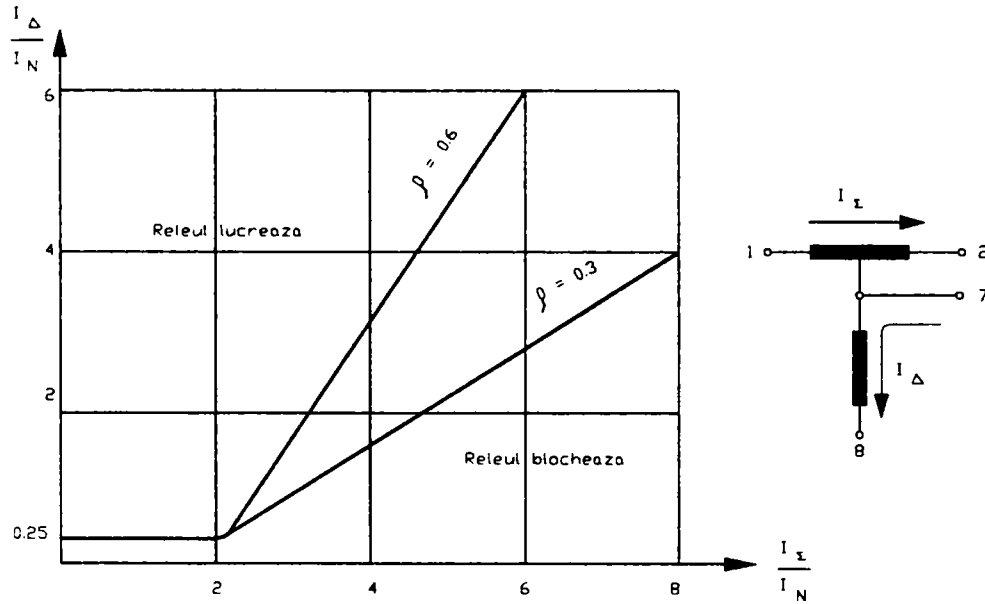


Fig. 1.8 Caracteristica pentru scurtcircuite monofazate exterioare, alimentare radială

funcționare se găsește în zona A, deci $I_{100} < 0,25 \times I_{50}$, releul V permite acționarea protecției

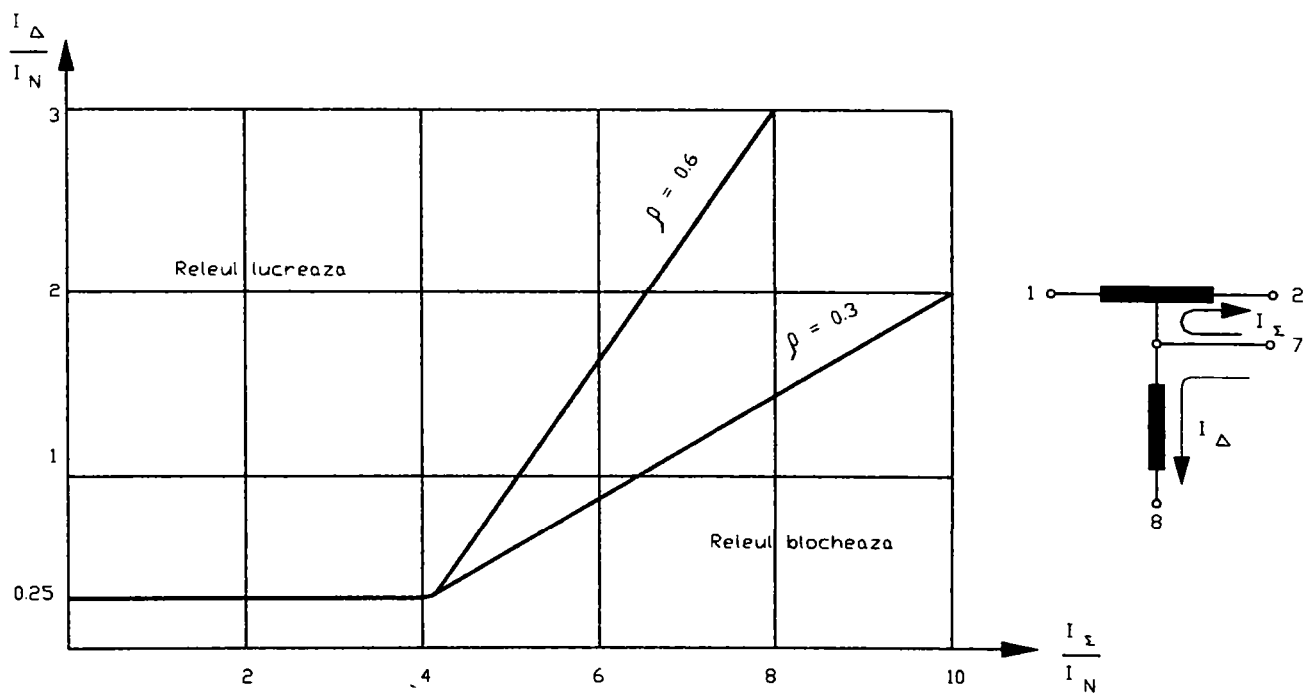


Fig. 1.9 Caracteristica pentru scurtcircuite monofazate în zonă, alimentare radială

diferențiale, iar atunci când punctul de funcționare se găsește în zonele B și, releul V blochează acționarea protecției diferențiale. Zona B este o zonă de reglaj.

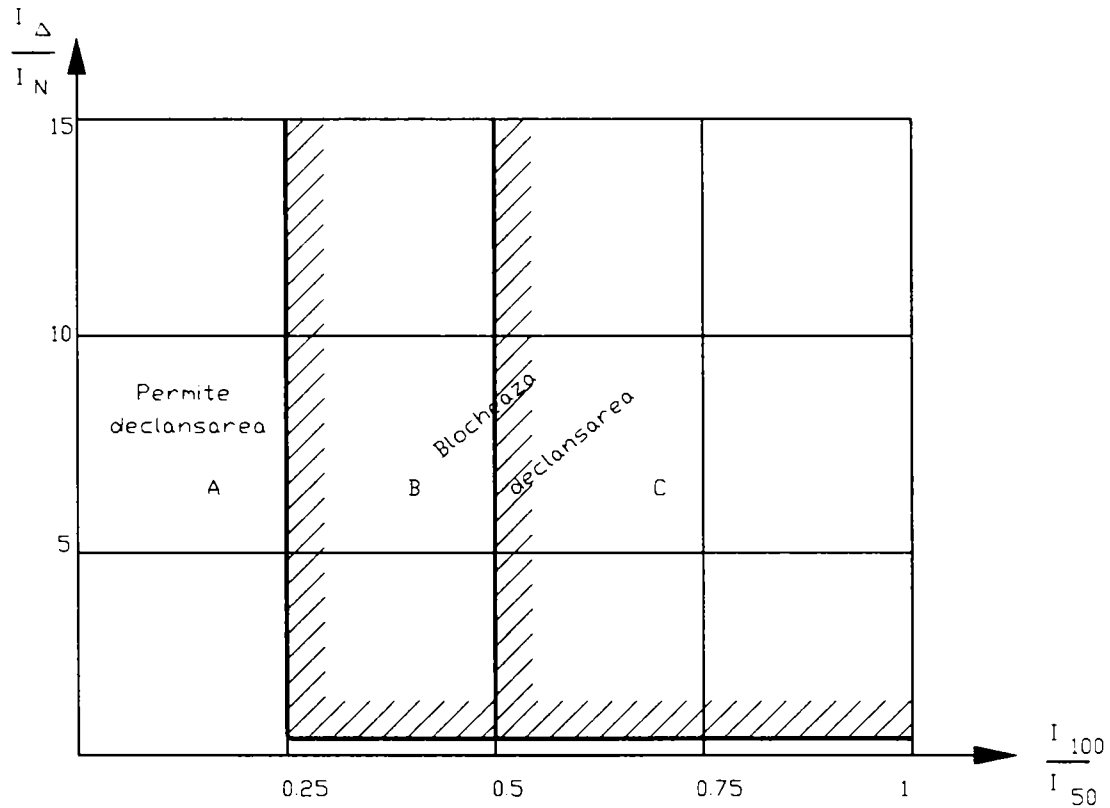


Fig. 1.10 Caracteristica de funcționare $I_{\Delta}/I_N = f(I_{100}/I_{50})$

1.9.2 Releul RDS-3a

Face parte din categoria releelor cu transformator cu saturație rapidă (TSR) [14]. Legarea releelor de curent la circuitul diferențial prin intermediul TSR permite realizarea unei protecții

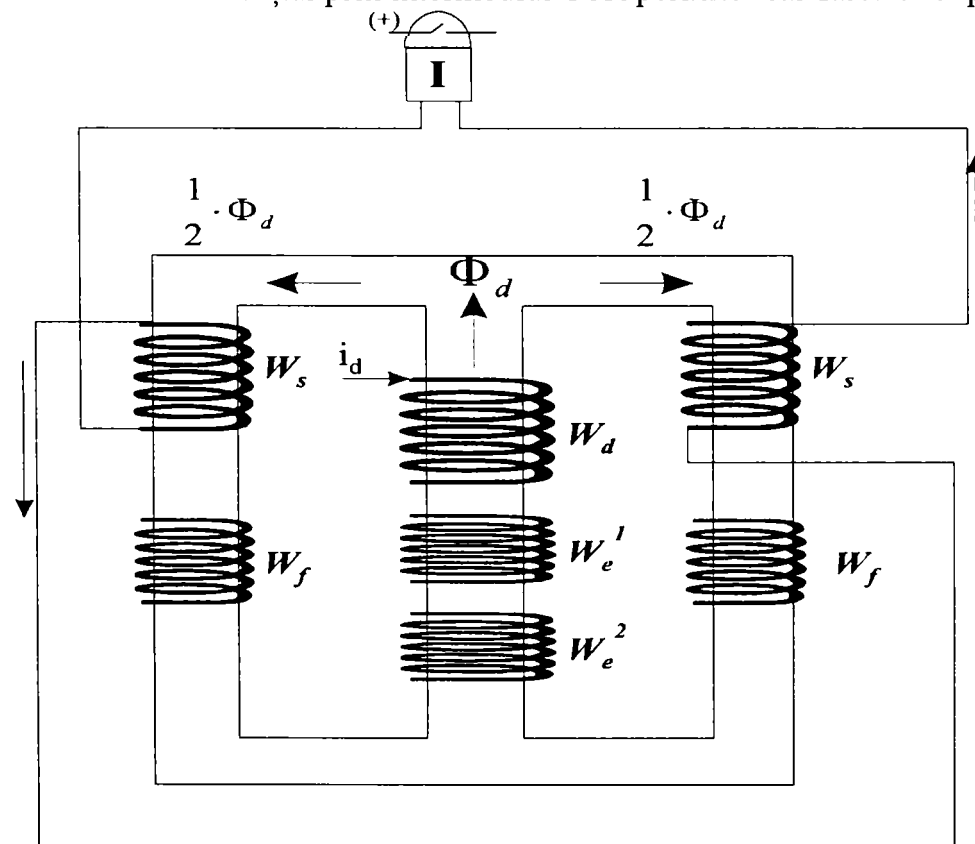


Fig. 1.11 Repartiția înfășurărilor pe miezul magnetic la RDS-3a

diferențiale simple și rapide însensibilă la curenți de dezechilibru și la șocurile de magnetizare.

Aceste releu au mai multe înfășurări: W_f , W_e , W_l , W_s (de frânare, de egalizare, de lucru și secundară).

Transformatorul cu saturație rapidă are două înfășurări secundare W_s , două înfășurări de egalizare W_{e1} , W_{e2} , o înfășurare de lucru W_l , și două înfășurări de frânare W_f .

Schema protecției diferențiale și circulația curenților la unui transformator cu două înfășurări, realizată cu releu tip RDS-3 este prezentată în figura 1.12.

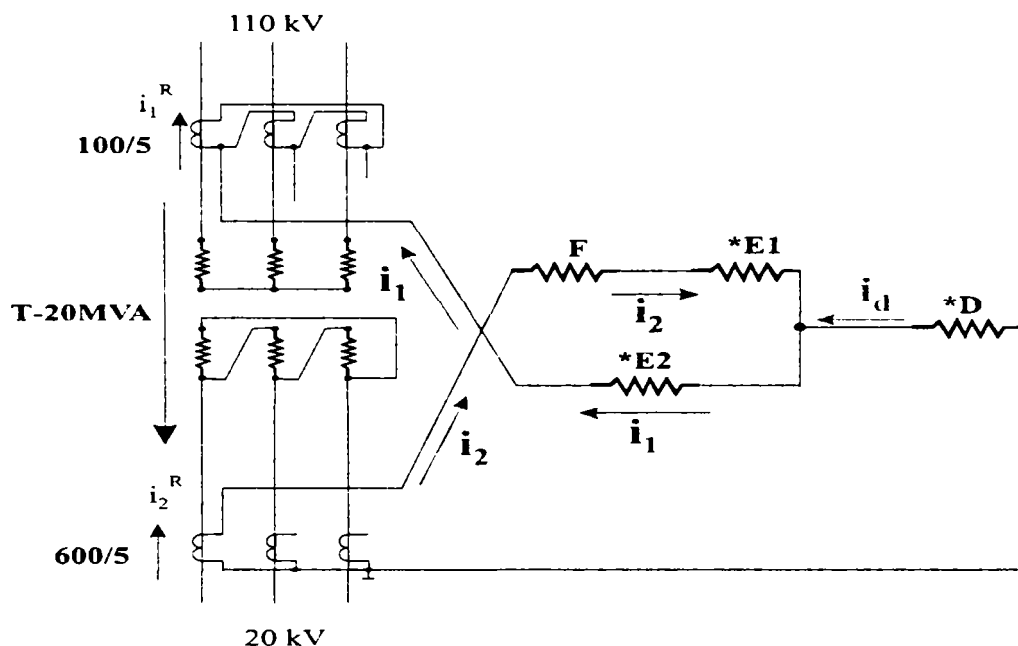


Fig. 1.12 Schemă protecției diferențiale realizată cu RDS-3(a)

La scurtcircuite exterioare, prin înfășurarea de frânare circulă un curent important I_f . Acesta crează un flux ϕ_f care datorită sensului de înfășurare și conexiunii celor două secțiuni a înfășurării W_f , se închide numai prin coloanele laterale și provoacă saturația miezului, înrăutățind astfel cuplajul magnetic dintre înfășurarea de lucru W_l și înfășurarea secundară W_s . Fluxul de frânare nu provoacă apariția unor curenți prin releu. Fluxul de lucru ϕ_l , produs de înfășurarea de lucru W_l de pe coloana mijlocie, se închide în sensuri diferite prin secțiunile înfășurării secundare, ceea ce face ca t.e.m. induse în aceste secțiuni să fie în fază și deci prin releu va circula un curent corespunzător numai celor două t.e.m.

La scurtcircuit în transformator, curentul I_l prin bobina de lucru este foarte mare (corespunzător sumei curenților secundari) și acțiunea de frânare nu împiedică acționarea sigură. Înfășurarea de frânare se montează pe partea consumatorului sau a sursei mai slabe, pentru ca la astfel de defecte acțiunea de frânare să fie mai redusă.

1.9.3 Terminal de protecție a transformatoarelor, tip KBCH 140

1.9.3.1 Principalele funcții

KBCH 140 este realizat în tehnologie digitală [9]. Creșterea funcționalității releelor digitale sporesc ansamblul oferind o mare varietate de aplicații, care în combinație cu caracteristicile non-protective, pot contribui la adunarea informațiilor cerute despre sistem.

Caracteristicile protecțiilor oferite de KBCH 140 sunt:

- protecția diferențială cu frânare;
- protecția împotriva defectelor cu pământul (REF);
- protecția la supraexcitație;
- protecție diferențială instantanee (PDI);
- blocarea la șocul de magnetizare;
- blocarea la supraflux prin armonica a-5-a;

- opt intrări opto-izolate pentru monitorizarea de semnalizări/declansări de la echipamente exterioare.

Elementele diferențiale au o caracteristică cu dublă înclinare, pentru asigurarea sensibilității, la curent de sarcină, la defecte interne și stabilitate în condiții de defect dificile.

Elementul diferențial este blocat în condițiile de șoc de magnetizare prin utilizarea metodei recunoașterii formei de undă. În plus elementul diferențial poate fi opțional blocat în condiții de supraflux tranzitoriu prin caracteristica de blocare la armonica a cincea. Reducerea timpului de declanșare la defecte violente interne zonei protejate este realizat prin PDI.

Elementul de supraflux V/f realizează protecția împotriva deranjamentelor provocate de supraflux prelungit.

Utilizarea celor opt intrări optoizolate ca și căi de repetare și semnalizare a declanșării de la alte protecții ale transformatorului: releul de gaze Bucholtz, presiune de ulei, temperatura înfășurărilor permit acționarea acestor protecții spre înregistrarea evenimentului.

1.9.3.2 Funcții auxiliare

- aparate de măsură locale sau afișate la distanță;
- înregistrarea defectelor;
- înregistratorul de evenimente;
- facilități la verificare;
- comunicația la distanță ;
- informații continue și continuă monitorizare și diagnosticare;
- controlul de la distanță al comutatorului de ploturi.

1.9.3.3 Conversia analog-digitală

Releul are până la 16 intrări analogice, 12 sunt de curent utilizate în cadrul protecției diferențiale, trei sunt curenți utilizați în cadrul protecției homopolare de curent cu acțiune de frânare și una este tensiune, utilizată în cadrul protecției la supraflux. Fiecare intrare analogică este condiționată de un filtru trece jos anti-aliasing înainte de trecerea la convertorul A/D pe 16 biți, printr-un multiplexor pe 16 canale. Fiecare canal este eșantionat de 40 de ori pe ciclu, sincronizat la frecvența rețelei de alimentare. Datele digitale sunt trecute apoi la procesorul de semnal digital (DSP) care execută algoritmi de protecție.

1.9.3.4 Egalizarea și compensarea curenților

Fiecare din eșantioanele curenților sunt în continuare modificate în funcție de setările releului corespunzătoare pentru raportul de transformare și compensarea de fază.

Tabelul 1.1 prezintă corecțiile pentru diferitele cazuri de scheme de conexiuni ale transformatoarelor unde: Ia este curentul corectat și IA este curentul necorectat.

Tabelu 1.1 Corecțiile făcute de KBCH 140

Setarea	Actiunea	Deplasarea fazei
Yy0	Nu face nimic	0°
Yd1	$I_a = (I_A - I_C) / \sqrt{3}$ $I_b = (I_B - I_A) / \sqrt{3}$ $I_c = (I_C - I_B) / \sqrt{3}$	30° in urma
Yd2	$I_a = I_A + I_B$ $I_b = I_B + I_C$ $I_c = I_C + I_A$	60° in urma
Yd3	$I_a = (I_B - I_C) / \sqrt{3}$ $I_b = (I_C - I_A) / \sqrt{3}$ $I_c = (I_A - I_B) / \sqrt{3}$	90° in urma
Yd4	$I_a = I_B$ $I_b = I_C$ $I_c = I_A$	120°
Yd5	Yd1 si inversat	150° in urma
Yy6	Inversat curentii	180°
Yd7	Yd1 si inversat	150° in fata
Yd8	Yd2 si inversat	120° in fata
Yd9	Yd3 si inversat	90° in fata
Yd10	Yd4 si inversat	60° in fata
Yd11	$I_a = (I_A - I_B) / \sqrt{3}$ $I_b = (I_B - I_C) / \sqrt{3}$ $I_c = (I_C - I_A) / \sqrt{3}$	30° in fata
Ydy0	$I_a = I_A - (I_A + I_B + I_C) / 3$ $I_b = I_B - (I_A + I_B + I_C) / 3$ $I_c = I_C - (I_A + I_B + I_C) / 3$	0°
Ydy6	Ydy0 si inversat	180° in urma

1.9.3.5 Curentul diferențial

Curentul diferențial pentru fiecare fază este calculat prin însumarea celor patru curenți individuali raportați la acea fază.

$$I_d = | \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_4 | \quad \text{este suma vectorială} \quad (1.14)$$

$$I_b = (|\underline{I}_1| + |\underline{I}_2| + |\underline{I}_3| + |\underline{I}_4|) / 2 \quad \text{este suma modulelor} \quad (1.15)$$

1.9.3.6 Funcția de protecție diferențială la KBCH 140

În schemele tradiționale diferențiale cerințele de fază și corecția de raport (egalizarea curenților secundari) sunt realizate cu ajutorul transformatoarelor de egalizare (exterioare), ca replică secundară a polarității înfășurărilor transformatorului de putere, sau prin conectarea TC în triunghi (numai corecție de fază). În interiorul KBCH interpunerea software (ICT) este disponibilă unde este cazul. Avantajul de a avea ICT în software este acela de a da releului flexibilitate de a putea realiza orice conectare a TC primar fie în stea, fie în triunghi.

1.9.3.7 Funcția de protecție diferențială cu acțiune de frânare

Caracteristica este prezentată în figura 1.13. Amplitudinile curenților Fourier sunt însumați pentru determinarea curentului final. Amplitudinea curentului diferențial este deasemenea utilizată în algoritm. Curentul diferențial minim este ajustabil între: 0,1 [u.r.] și 0,5 [u.r.] raportat la curentul nominal.

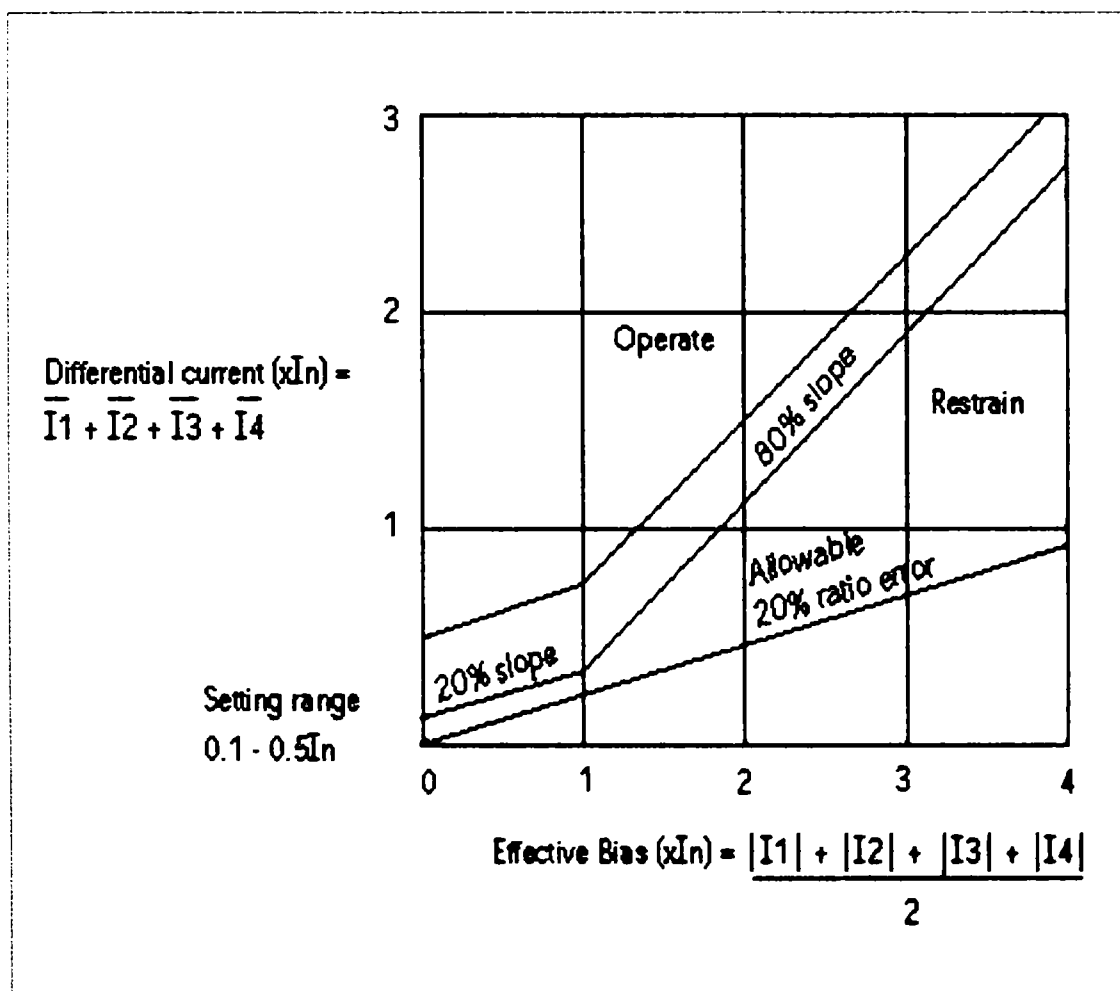


Fig. 1.13 Caracteristica de acțiune a releului KBCH 140

În starea normală de funcționare curentul de magnetizare și utilizarea comutatorului de ploturi duc la crearea de dezechilibre a curentului diferențial. Pentru acomodarea la aceste condiții înclinarea inițială este 20% pentru curentul de frânare de la zero la curentul nominal. Aceasta asigură sensibilitate pentru defecte în timp ce permite până la 15% neacionări când transformatorul de putere este la limita domeniului său de reglaj. La curenți sub nominal, erori suplimentare pot fi introduse ca rezultat al saturării TC. Înclinarea este de aici crescută la 80% pentru compensarea acestora.

Valoarea de lucru a elementului de prag jos a elementului diferențial este variabil între $(0,1-0,5) \times I_n$ în pași de 0,1, unde I_n este curentul nominal al releului. Alegerea setării este dependentă de specificul instalației protejate cât și de creșterea curentului diferențial în condiții normale de funcționare.

1.9.3.8 Corecția de fază și filtrarea componentei homopolare

Pentru compensarea defazajului curenților este necesară corecția de fază. Aceasta se realizează soft, inclusiv eliminarea componentei homopolare.

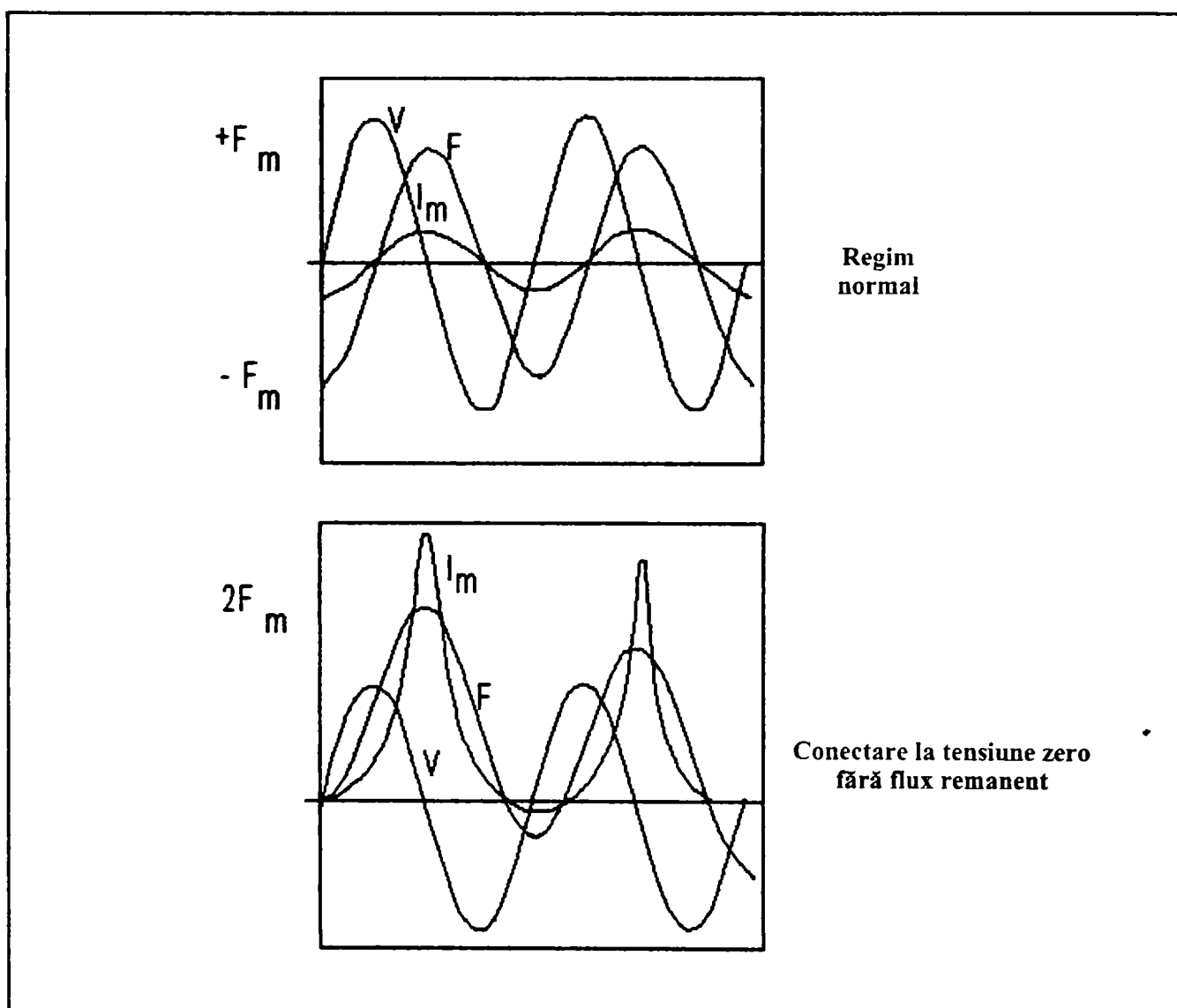


Fig. 1.14 Detectarea condiției de șoc

Pentru blocaj releul utilizează tehnica recunoașterii formei de undă pentru detectarea condițiilor de șoc de magnetizare. Forma de undă a curentului diferențial asociat șocului de magnetizare este caracterizat de perioada, din cadrul fiecărui ciclu, în care amplitudinea curentului este mică. Prin măsurarea timpului acestei perioade de curent mic, se poate identifica un șoc de magnetizare. După detectarea șocului de magnetizare în curentul diferențial această informație este utilizată pentru blocarea declanșării acelei faze.

1.9.3.10 Funcția diferențială instantanee (PDI)

Un element diferențial nefrânat instantaneu de prag înalt este furnizat pentru a asigura eliminarea rapidă a defectelor. Acest element măsoară valori de vârf pentru a asigura funcționarea rapidă pentru defecte interne cu saturarea TC. Pragul înalt nu este blocat de șocul de magnetizare sau de condițiile de supraexcitare, de aceea setarea trebuie să fie făcută astfel încât să nu funcționeze pentru curenții de șoc cei mai mari la care ne putem aștepta.

1.9.4 Terminalul numeric de protecție SEL – 387

1.9.4.1 Prezentare generală[18]

- protejează transformatoare, generatoare, reactoare, bare colectoare și alte instalații care necesită protecție diferențială;

- patru grupuri de intrări trifazate pot fi accesate independent de către protecția diferențială, protecția maximală de curent sau protecția combinată
- frânarea protecției diferențiale poate fi fixă procentual sau variabil procentual, folosind una sau două pante setabile cu ajustarea punctului de intersecție și sesizarea valorilor minime
- armonica a doua și a cincea blochează elementul diferențial în timpul șocului de curent sau regimurilor de supraexcitare, iar alarma pe armonica a cincea avertizează utilizatorul asupra regimurilor de supraexcitare
- protecția diferențială fără acțiune de frânare produce acționarea rapidă pentru scurtcircuiturile interne de valori mari
- compensarea totală a curentului, în pași de 30°, face posibilă utilizarea releului pentru orice tip de transformator și conexiunii ale transformatoarelor de curent
- terminalul furnizează unsprezece elemente maxime de curent de secvență inversă de curent homopolar cu elemente de temporizare, elemente instantanee speciale pe fază, prevede pentru fiecare terminal identificarea fazei pentru protecție, control sau afișarea funcțiilor
- trei porturi seriale EIA – 232 și un port serial EIA – 485 permit comunicări cu calculatoarele și sistemele de control, viteza comunicației este între 300 și 19200 baud. Trei nivele de protecție prin parole măresc securitatea comunicației la distanță
- prin utilizarea ecuațiilor de control SELogic în setările terminalului se mărește flexibilitatea controlului și protecției
- programarea intrărilor optoizolate și a ieșirilor pe contacte, optimizează aplicația aleasă de utilizator
- conținutul armonic de până la a 15-a armonică pentru curenții celor 12 faze pot fi afișați
- înregistratorul secvențial de evenimente și osciloperturbograf inclus
- opt butoane, 16 LED-uri și un afișor su LCD permit setarea, extragerea datelor și testarea asistată a terminalului numeric de protecție de către panoul de comandă amplasat pe fațada terminalului, două nivele de protecție limitează accesul la funcțiile terminalului
- programarea afișajului în 16 puncte și trei LED-uri programabile permit particularizarea terminalului
- stocarea programului în memorie de tip Flash permite modificarea facilă a programului.

1.9.4.2 Protecția diferențială

Terminalul numeric de protecție SEL-387 este dotat cu trei elemente diferențiale cu acțiune de frânare (87R-1, 87R-2, 87R-3). Aceste elemente folosesc mărimile calculate, de acționare (IOP) și frânare (IRT), de pe intrările de curent de pe fiecare înfășurare. Caracteristica folosită este prezentată în figura 1.15. Această caracteristică poate fi setată cu o singură pantă, sau cu o dublă pantă. Declanșarea se produce dacă mărimea de acționare este mai mare decât mărimea de frânare. Trebuie de asemenea satisfăcut nivelul minim sesizat de către mărimea de acționare.

Cele patru setări care definesc caracteristica sunt:

- O87P – nivelul minim IOP necesar pentru acționare;
- SLP1 – panta inițială, începe din origine și intersectează O87P în punctul

$$IRT = O87P \cdot \frac{100}{SLP1} \quad (1.16)$$

- IRS1 – limita lui IRT pentru acționarea SLP1, din punctul de intersecție începe SLP2
- SLP2 – panta a doua, dacă este folosită, trebuie să fie mai înclinată sau egală cu SLP1

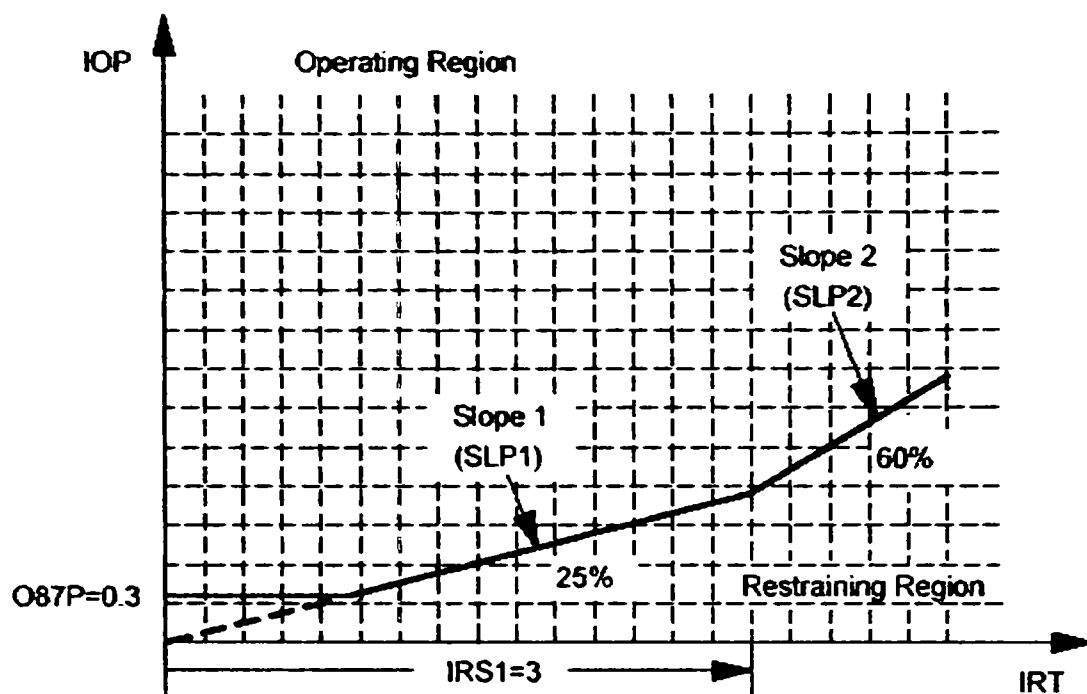


Fig. 1.15 Caracteristica diferențială cu acțiune de frânare

Blocarea elementului diferențial este realizată de către elementele armonicilor a doua și a cincea, care blochează declanșarea, dacă este conținută armonica specificată, ca un procent din curentul fundamental de acționare.

1.9.4.3 Ecuatiile de configurare SELogic

O particularitate care face ca terminalul numeric de protecție SEL-387 foarte flexibil și puternic este folosirea Ecuatiilor de Configurare SELogic. Această particularitate permite utilizatorului să creeze ecuații logice, pentru descrierea particulară a schemelor pe care utilizatorul dorește să le implementeze, dar care nu sunt incluse în codul de operare a terminalului numeric de protecție.

Blocul de bază al Ecuatiilor de Configurare SELogic sunt cuvinte sub formă de cifre binare. Acestea sunt logic "1" sau "0", cu numele specific, care există în schemele logice și elementele incluse în terminal. Acestea asigură informații digitale folositoare în exterior sau altor scheme logice definite de utilizator sau incluse în terminal. Câteva sute de asemenea cuvinte sub formă binare sunt accesibile pentru utilizator.

În terminalul numeric de protecție SEL-387 există 6 operatori logici care pot fi folosiți în Ecuatiile de Configurare SELogic. Tabelul 1.2 afișează acești operatori în ordinea lor de procesare.

Tabelul 1.2 Operatori SEL logic

Operator	Funcție logică
()	Paranteze
!	NOT (negație sau inversare) (NU)
/	Detecția pe front crescător (tranziție de la 0 la 1)
\	Detecția pe front descrescător (tranziția de la 0 la 1)
*	AND (ȘI)
+	OR (SAU)

Terminalul numeric de protecție SEL-387 este mult mai puternic prin includerea în plus a trei seturi de variabile, care pot fi utilizate pentru crearea unor scheme de control logic mai complicate. Aceste seturi au două tipuri de variabile, variabile în funcție de timp și biții de blocare. Figurile 1.16 și 1.17 ilustrează ambele variante.

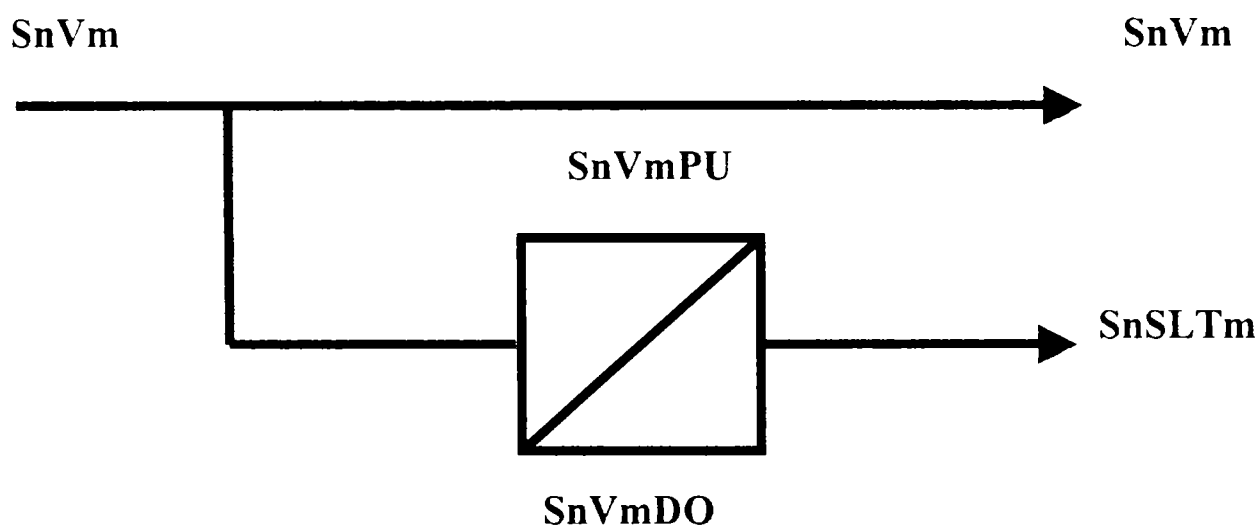


Fig.1.16 Seturile de variabile în funcție de timp a Ecuțiilor de Control SELLogic

Biții de blocare lucrează într-o manieră asemănătoare cu blocarea releului auxiliar. Când ecuația “set” a Ecuțiilor de Configurare SELLogic este adevărată (în 1 logic), ieșirea cuvântului sub formă binară este acționat și este susținută până când ecuație “reset” a Ecuțiilor de Configurarea Selologic este adevărată (în 1 logic). Dacă ecuațiile “set” și “reset” sunt adevărate în același timp ecuația “reset” urmează precedenta ecuație.

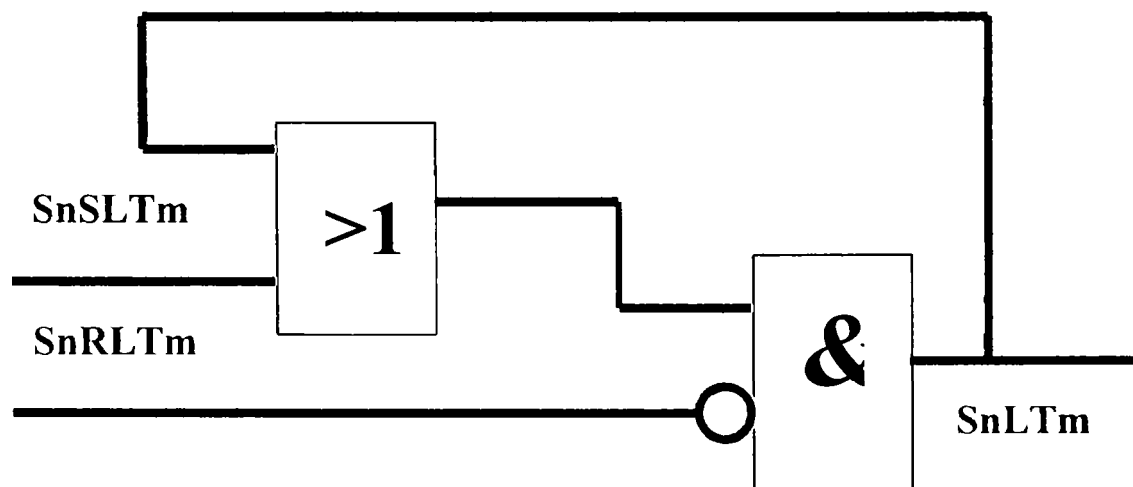


Fig.1.17 Setarea biților de blocaj în Ecuțiile de Control SELLogic

1.9.5 Terminalul numeric RET 521

Terminalul de protecție RET 521 asigură protejarea rapidă și selectivă a transformatoarelor de putere cu două și trei înfășurări, putând fi utilizat și în schemele cu mai multe întreruptoare. Terminalul de protecție RET 521 combină mai multe funcții care în mod tradițional au fost îndeplinite de mai multe tipuri de rele individuale cum ar fi [1],[2]:

1.9.5.1 Protecția diferențială de curent cu frânare

Este protecția principală a transformatorului. Este stabilizată la defecte externe, curent de pornire, și saturație printr-o caracteristică selectabilă pentru curentul diferențial și eliminarea armonicilor. Echipamentul include compensarea internă a defazajului și coeficient de corecție a curentului din secundarul TC, pentru diferite grupe de conexiuni eliminând transformatoarele de egalizare. Protecția diferențială instantanee este și ea disponibilă pentru defecte interne violente. Criteriul de frânare cu recunoaștere de undă este utilizat pentru depistarea șocurilor de magnetizare prin influență, iar criteriul armonic a 2-a este utilizat pentru detectarea șocurilor la conectare. Criteriul armonic poate fi dezactivat automat după conectarea transformatorului. Criteriul de armonic a 5-a este utilizat continuu pentru detectarea condițiilor de supraexcitație. Facilitatea de eliminare a componentei homopolare de curent din curentul diferențial este disponibilă soft.

În figura 1.18 este prezentată caracteristica de acționare a releului RET 521. RET 521 are disponibile cinci setări de caracteristici de acționare, fiecare din ele poate fi deplasată pe verticală pentru modificarea sensibilității de bază (I_{dmin}).

1.9.5.2 Protecție maximală de curent temporizată

Această protecție are două nivele cu o gamă largă de reglaj:

Nivelul 1 - alegerea unei caracteristici inverse timp/curent sau a unei temporizări fixe;
Nivelul 2 - setarea valorilor pentru declanșare.

Protecția maximală de curent poate fi aplicată separat pe partea de înaltă tensiune și pe partea de medie tensiune.

1.9.5.3 Protecția homopolară de curent

Se aplică pentru defecte interne în cazul rețelelor cu neutrul legat la pământ printr-o impedanță cu valoare mică. Folosește valorile curenților de fază și a curentului prin legătura la pământ a neutrului. Poate fi configurată pentru a fi mai sensibilă decât protecția diferențială și totuși să rămână stabilă pentru defecte externe.

1.9.5.4 Protecția la supratensiune pe o fază sau supratensiune homopolară

Are definit un nivel de tensiune și două trepte de temporizare.

1.9.5.5 Achiziție de semnale binare de la echipamente externe

Acestea ar putea fi supratermperatură, rele Buchholz ș.a. Semnalizarea, înregistrarea evenimentelor, și logica de declanșare pot fi programate conform necesităților.

1.9.5.6 Indicarea valorilor măsurate înregistrarea evenimentelor

Această facilitate include afișarea în timp real a operațiilor efectuate, a valorilor urmărite (curenții de fază, curenții diferențiali) și memorarea evenimentelor și a declanșării protecțiilor în funcție de timpul intern.

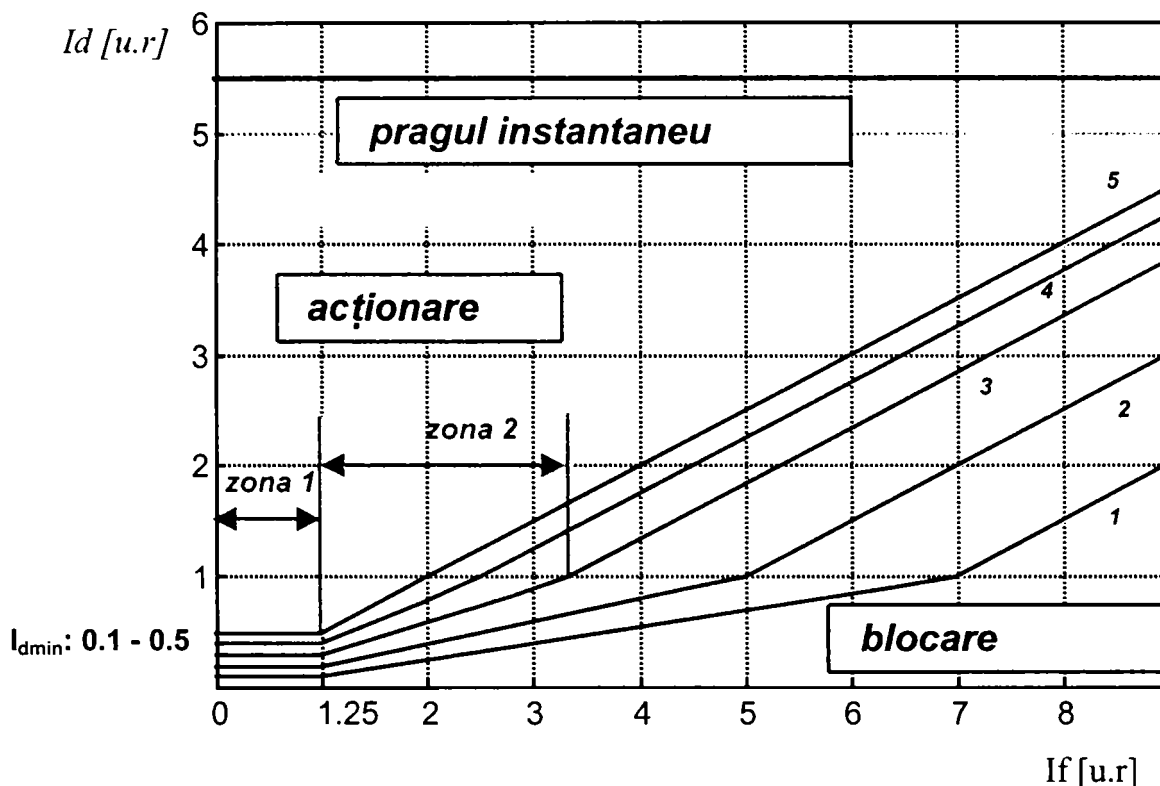


Fig. 1.18 Caracteristica de acționare a releului RET 521

1.9.5.7 Protecția de suprasarcină termică

Măsoară curentul maxim de pe toate cele trei faze. Are disponibile două variante: pentru domeniul ONAN și pentru domeniul ONAF. Comutarea între cele două variante se face printr-o intrare binară. Poate fi configurată pentru toate înfășurările.

1.10 Tendințe de evoluție a protecției transformatoarelor

1.10.1 Abordări noi pentru protecțiile transformatoarelor

Din evaluarea, anterioară, a metodelor existente de blocare și frânare reiese clar că metodele independente de frânare/ blocare ar putea da greș în asigurarea siguranței în cazul unor condiții de șoc reale. Frânarea/ blocarea armonicilor globale poate oferi soluții, dar comportarea acestor metode la defecte interne combinate cu curenți de șoc necesită un studiu mai amănunțit.

Combinând frânarea și blocarea în cadrul unei metode independente de frânare/ blocare oferă o nouă abordare a protecțiilor diferențiale a transformatorului. Armonicile pare ale curentului diferențial asigură frânarea în timp ce ambele (armonica a 5-a și componenta aperiodică) blochează funcționarea releului.

1.10.2 Frânarea cu armonici pare

Spre deosebire de armonicile impare pe care le generează saturarea TC, armonicile pare sunt un indicator clar al șocului de magnetizare. Armonicile pare rezultate din saturarea de TC, sunt tranzitorii. Este important a folosi armonicile pare (nu numai armonica a 2-a) pentru a obține o diferențiere mai precisă între curentul de șoc și curentul generat de un defect intern.

Testele efectuate, recomandă utilizarea armonicilor pare (a 2-a și a 4-a) într-o schemă de frânare care asigură siguranța pentru curenții de șoc cu conținut foarte scăzut în armonica a 2-a [10].

1.10.3 Blocarea la armonica a 5-a

Este o practică curentă să se utilizeze armonica a 5-a a curentului de lucru pentru a evita funcționarea releului diferențial pentru condiții de supraexcitație. Se crede că cea mai bună soluție este o schemă de blocare armonică în care se face o comparație, independentă, între armonica a 5-a și curentul de lucru. Într-o schemă de frânare la armonica a 5-a, o setare data, poate reprezenta condiții diferite de supraexcitare, depinzând de alte armonici care ar putea fi prezente.

1.10.4 Blocarea aperiodică

Metodele propuse de frânare la armonici pare și blocare la armonica a 5-a oferă o foarte mare siguranță a releului în ceea ce privește condițiile de șoc de magnetizare la conectare și supraexcitare [10]. Există totuși, cazuri de curenți de șoc de magnetizare la conectare în care curentul diferențial este o sinusoidă pură. Orice metodă bazată pe armonici poate cauza acționări false ale releului în astfel de cazuri extreme de curenți de șoc de magnetizare.

Componenta aperiodică a curentului de șoc de magnetizare, uzual, are o constantă de timp mai mare decât cea a curentului de defect intern. Prezența componentei aperiodice în curentul de șoc de magnetizare este un indicator suplimentar ce poate fi folosit pentru a garanta siguranța releului la curenții de șoc de magnetizare. Această metodă de recunoaștere a formei de unda este relativ ușor de aplicat în cadrul unui releu digital pentru că extragerea componentei aperiodice implică doar o filtrare trece-jos.

S-a propune separarea celor două semiperioade ale curentului diferențial și calcularea sumelor pe o perioadă a acestora [10]. Raportul celor două sume este utilizat pentru blocarea funcționării releului.

Răspunsul acestei metode de blocaj depinde de informația de semnal aperiodic fără a ține seama de conținutul de armonici din curentul diferențial. Metoda asigură dependabilitate pentru defecte interne cu saturarea TC și își menține siguranța în condiții de șoc de magnetizare cu conținut scăzut de armonici pare.

1.10.5 Tendințe de evoluție

Dezvoltarea continuă a sistemelor energetice însoțită de necesitatea creșterii siguranței în exploatare și a calității energiei electrice furnizate, precum și de asigurarea integrității echipamentelor componente ale sistemului energetic, impun sistemelor de protecție condiții din ce în ce mai severe.

În același timp dezvoltarea tehnologiei digitale și a optoelectronicii, în sensul creșterii capacității de memorare și prelucrare, a vitezei de lucru și transmitere a datelor a condus la evoluții spectaculoase în domeniul protecției sistemelor electrice.

O analiză succintă a principalelor domenii de interes, care focalizează eforturile specialiștilor, a permis identificarea următoarelor direcții de cercetare:

- elaborarea unor noi modele analitice de mare acuratețe pentru principalele echipamente protejate (linii, generatoare și transformatoare) care să permită simularea numerică a acestora în condiții cât mai apropiate de cele reale și care să facă posibilă testarea noilor tipuri de protecții realizate;
- elaborarea unor algoritmi pentru corectarea caracteristicilor TC și TT, inclusiv filtrarea componentelor fundamentale sau a unor armonici semnificative;

- dezvoltarea accentuată a protecțiilor multifuncționale, protecțiilor de distanță și diferențiale, precum și elaborarea unor algoritmi evoluți de prelucrare a semnalelor numerice;
- performanțele protecțiilor avute în vedere, în scopul îmbunătățirii acestora : rapiditatea, precizia realizării caracteristicilor de acționare în funcție de tipul defectului, condițiile producerii acestuia și configurația sistemului precum și siguranța în funcționare;
- dezvoltarea sistemelor de comunicații în vederea conectării protecțiilor în sisteme de protecții, inclusiv prin utilizarea fibrei optice și a canalelor radio;
- extinderea suportului fundamental teoretic al protecțiilor prin introducerea și utilizarea cu succes a unor noi instrumente de lucru cum sunt: sistemele expert, adaptive, cu predicția optimului, sistemele Fuzzy, analiza topologică precum și rețele neuronale artificiale. Se detașează rețelele neuronale artificiale care oferă posibilități deosebite în dezvoltarea sistemelor de protecție;
- Pentru evaluarea performanțelor protecțiilor diferențiale numerice a transformatoarelor, sunt avuți în vedere cinci algoritmi de calcul a unor armonici superioare necesare funcționării și anume: transformata Fourier discretă (TFD), funcția Walsh (FW), transformarea rectangulară (TR), răspunsul la impuls finit (RIF), algoritmul celor mai mici pătrate (ACMP).

1.10.6 Sisteme expert utilizate în instalațiile de protecție și automatizări din energetică

Sistemele expert, ramură a inteligenței artificiale, reprezintă produse software specializate, capabile să supervizeze în timp real prin utilizarea unei baze de cunoștințe, o anumită activitate. Sistemele expert sunt reprezentate prin structuri inteligente care emulează abilitatea de a lua decizii specifice factorului uman.

1.10.6.1 Necesitatea SE derivă din următoarele:

- date inconsistente, incomplete și conflictuale: cazul aplicațiilor de procesare a alarmelor, unde rolul SE este de a extrage informația utilă dintr-o avalanșă de informații dintr-o avalanșă de informații incomplete și adesea conflictuale
- complexitatea structurii sistemului condus: SE poate modela cunoștințele expertului uman pentru o rapidă identificare a regimurilor slabe dintr-un sistem energetic
- natura combinatorie a soluțiilor: de exemplu problema restaurării stării de funcționare după o avarie, care necesită aplicarea unei strategii de căutare într-o problemă multidimensională.

1.10.6.2 Structura sistemelor expert

Structura sistemelor expert este modulară și se bazează pe funcțiuni operaționale. Principalele module, prezentate și în figura 1.19, sunt [6]:

- de achiziție a cunoștințelor: permite completarea/ modificarea bazei de cunoștințe a SE. Acțiunea propriu-zisă de achiziționare a cunoștințelor se realizează prin chestionarea experților umani;
- motorul de inferență este un program general care implementează mecanismul prin care se construiesc raționamentele. Prelucreează cunoștințele și datele pe baza acestor raționamente;
- comunicativ (interfața utilizator) asigura dialogul între SE și utilizator, permitând acestuia din urmă să pună întrebări sistemului expert, să introducă noi informații sau să vizualizeze rezultatele deducțiilor;
- baza de cunoștințe: cuprinde o colecție de cunoștințe relevante despre un anumit domeniu. Baza de cunoștințe cuprinde: regulile care se referă la operațiile ce pot fi efectuate asupra obiectelor conținute în baza de date, baza de fapte (date) care conține informații relative la domeniul de aplicație studiat;

□ modulul explicativ: are rolul de a furniza explicații operatorului în legătură cu raționamentul folosit pentru a ajunge la concluzia prezentată.

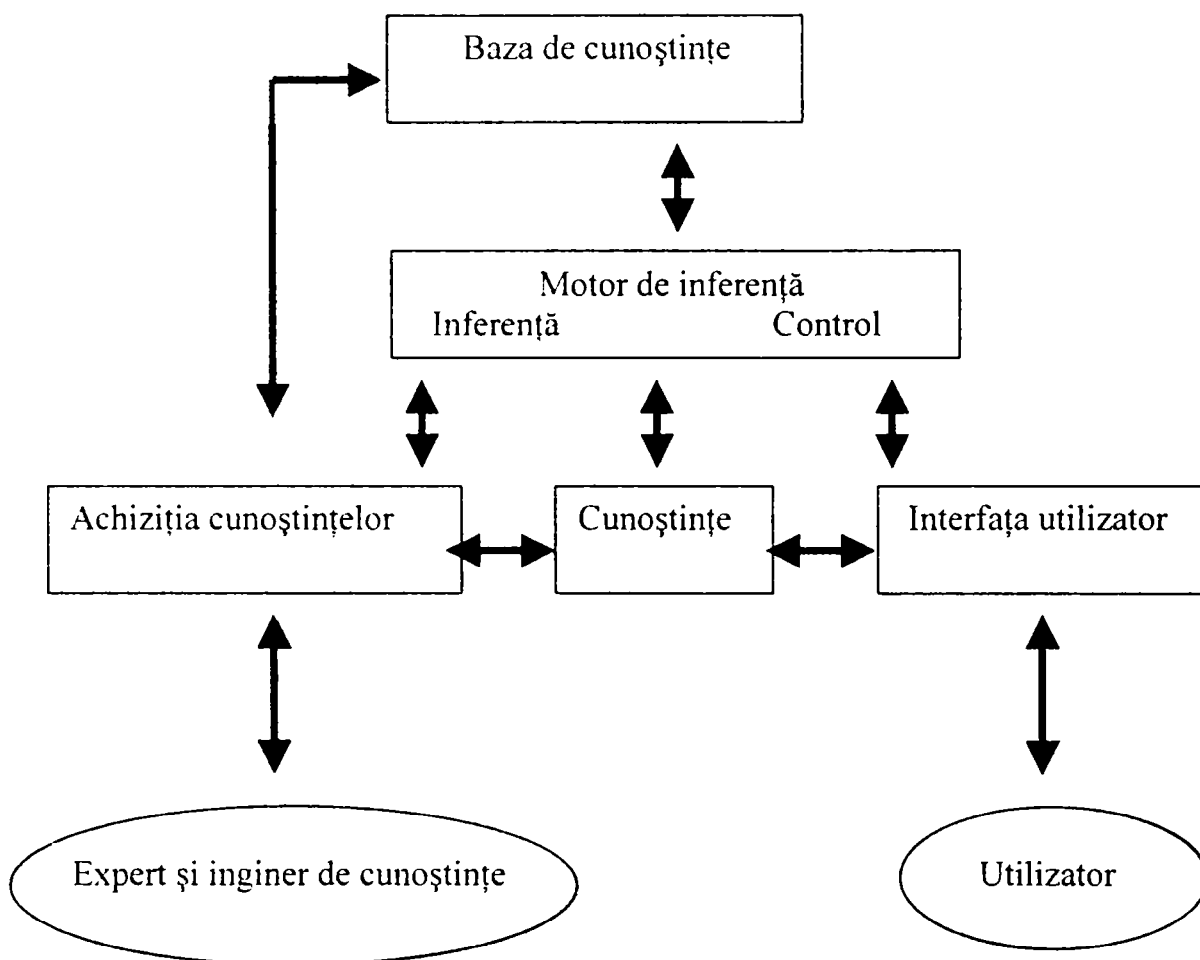


Fig. 1.19 Arhitectura unui sistem expert

1.10.6.3 Caracteristicile de bază ale sistemelor expert sunt:

- expertiza : se bazează pe cunoștințele real dobândite;
- raționamentul simbolic: folosește un mecanism de inferență pentru a realiza deducția;
- profunzimea: SE lucrează la un nivel expert de competență;
- autocunoașterea: examinează propriile raționamente, favorizează învățarea.

1.10.6.4 Criteriile de evaluare a sistemelor expert:

- rapiditatea structurilor microprocesor;
- claritatea bazată pe modularitate;
- eficiența și calitatea soluției;
- siguranța în funcționare;
- adecvarea la domeniul aplicativ în condițiile de cost minim.

1.10.6.5 Clasificarea sistemelor expert:

- bazate pe reguli;
- bazate pe cadre (obiecte structurate);
- hibride (din combinarea celor două cazuri de mai sus);
- bazate pe modele (cercetări operaționale, modele fuzzy, modele speciale);
- bazate pe rețele neuronale care simulează funcționarea creierului uman (neuroexpert).

1.10.6.6 Avantajele sistemelor expert:

- ❑ stă persoana de decizie în rezolvarea problemelor, îmbunătățind calitatea deciziei;
- ❑ oferă noi valențe calculatoarelor numerice, prin rezolvarea unor probleme insolubile cu mijloacele clasice (există posibilitatea prelucrării informațiilor euristice, incomplete sau inexacte);
- ❑ contribuie la scăderea timpului de prelucrare a informației;
- ❑ reduce costurile prin diminuarea cheltuielilor exploatare, lucru posibil prin supervizarea on-line a proceselor, în vederea rentabilizării tuturor activităților din cadrul sistemului condus în timp real;
- ❑ învățarea și formarea continuă a utilizatorilor pe baze pedagogice noi.

1.10.7 Rețele neuronale artificiale (RNA):

RNA au ca punct de inspirație sistemul nervos. Unitatea de organizare a sistemului nervos este neuronul, o celulă care prezintă un număr de dendrite și un axon, prin intermediul căruia se conectează la alți neuroni. Dendritele constituie intrările în celula neuronală, iar axonul reprezintă ieșirea. Prin analogie neuronul artificial are mai multe intrări și o singură ieșire, care se poate conecta la intrările altor neuroni. Caracteristica esențială a RNA este aceea că pot descrie o problemă și să o rezolve prin autoorganizare și nu prin program. Această autoorganizare are loc printr-un proces de învățare obținut prin cooperarea unei topologii inițiale, a unor reguli de învățare și a unor sesiuni de antrenament.

1.10.7.1 Caracteristicile RNA

- ❑ capacitatea de învățare : nu necesită programe puternice, dar au nevoie de antrenament;
- ❑ capacitatea de generalizare: în urma unui antrenament corespunzător, RNA sunt capabile să dea răspunsuri corecte și pentru seturi de intrări diferite de seturile de antrenament;
- ❑ capacitatea de sinteză: RNA pot lua decizii sau pot trage concluzii și atunci când sunt confruntate cu informații complexe sau zgomote.

1.10.7.2 Clasificarea RNA

a) după tipul buclelor:

- RNA asociative sau feedforward care nu are bucle închise (nu permite aplicarea la intrarea unui neuron, a ieșirii altui neuron);
- RNA autosociative sau feedback care prezintă reacții (ieșirea unui neuron se aplică la intrarea altui neuron);

b) după numărul de suprafețe neuronale:

- cu un singur strat, sau fără straturi ascunse;
- cu mai multe straturi (cel puțin un strat ascuns);

c) după funcția de transfer a neuronului;

d) după modul de învățare:

- supervizat;
- nesupervizat.

SE și RNA au origini comune și scopuri comune. Ambele abordări au scopul de a efectua raționamente logice, de a simula inteligența artificială. Ambele combină informații cantitative și calitative. Avantajele și dezavantajele celor două tehnici sunt în general complementare.

Distribuția procentuală a problematicii abordate de SE și RNA, după [17], în energetică este prezentată intuitiv în Anexa 3 și Anexa 4.

În cadrul acestui capitol principalele contribuții personale constau din:

- prezentarea principalelor protecții diferențiale longitudinale pentru transformatoare existente în SEN;
- prezentarea noilor abordări pentru protecția transformatoarelor;
- identificarea și prezentarea direcțiilor de cercetare în domeniul protecției transformatoarelor;
- prezentarea unor aspecte privind sistemele expert și rețele neuronale în protecțiile din sistemul energetic.

2 Defectele și protecția transformatoarelor

Transformatorul de putere este unul dintre cele mai importante verigi în sistemul de distribuție și transport al energiei electrice, el are un larg domeniu de caracteristici și parametri speciali care fac dificilă protejarea completă. Aceste condiții trebuie să fie revazute înainte de detalierea protecțiilor.

Alegerea protecțiilor corespunzătoare este, deasemenea, generată de considerente economice. Deși, acest factor nu este unic la transformatoarele de putere, el este adus în prim plan de mărimea domeniului transformatoarelor utilizate în sistemul de distribuție și transport care poate varia de la câțiva kVA, până la câteva sute de MVA. Cea mai simplă protecție-siguranțele fuzibile, pot fi utilizate la transformatoarele mici, pe când cele din partea superioară a domeniului trebuie să aibă cea mai bună protecție care poate fi prevăzută.

Sesizarea electrică a defectelor interne din transformatoare este îngreunată de doi factori:

- modificarea valorii curenților, măsurați la bornele transformatorului, poate fi mică, în cazul scurtcircuitării unui număr limitat de spire ale înfășurării;
- la conectarea în gol a transformatorului, curentul de magnetizare absorbit poate atinge valori importante de 7-10 ori curentul nominal.

Acestea și alte considerații fac uneori dificil a se stabili un sistem adecvat și economic de protecție al transformatoarelor de forță.

2.1 Natura și efectele defectelor transformatoarelor

Defectele din transformatoare pot fi grupate în șase grupe importante, prezentate în tabelul 2.1 [12]. Defectul în înfășurările transformatoarelor este controlat în amplitudine, nu numai de sursa și impedanța de legare la pământ al neutrului, dar și de reactanța de dispersie a transformatorului și de faptul că tensiunea de defect poate fi diferită față de tensiunea sistemului în funcție de poziția defectului în înfășurare. Apar câteva cazuri distincte care sunt prezentate în continuare.

2.1.1 Defecte interne, regim minim

Defectele cel mai dificil de detectat sunt cele care implică scurtcircuitarea unei spire. La un transformator cu două înfășurări, un defect spiră-spiră va determina o creștere a curentului absorbit la bornele trafo mult mai mic decât curentul nominal. Se estimează că este necesar a fi afectate de defect cca. 10% din spire pentru a modifica curentul absorbit cu o valoare egală cu cea a curentului nominal. În consecință, un defect spiră-spiră provoacă un curent de aproximativ 10% din curentul nominal la bornele transformatorului [8].

În cazul transformatorului trifazat având conexiunea Dyo, cu neutrul legat direct la pământ printr-o impedanță, un defect cu pământul pe asemenea înfășurare va provoca un curent de defect care depinde de valoarea impedanței de legare la pământ a neutrului și va fi proporțional cu distanța defectului față de neutru. Raportul de transformare între înfășurarea primară și spirele scurtcircuitate, variază deasemenea cu poziția defectului, astfel încât curentul care strabate partea primară a transformatorului va fi proporțional cu pătratul fracțiunii din spirele care au fost scurtcircuitate. Efectul este prezentat în figura 2.1, din care putem nota faptul că defectele în prima treime a înfășurării produc un curent foarte mic.

În cazul unui transformator trifazat având conexiunea Y_0 pe partea primară și legat direct la pământ, un defect intern va provoca un curent de defect care depinde de valoarea impedanței de dispersie a transformatorului. Scăderea rapidă a impedanței

transformatorului la defecte cu atât mai apropiate de punctul neutru face ca valoarea maximă a curentului de defect să fie atinsă pentru defecte situate în imediata apropiere a punctului neutru, cum rezultă din fig. 2.2.

Tabela 2.1 Categorii de defecte în transformatoare

Categorii de defecte	Tipuri de defecte
<i>Defecte la înfășurări</i>	-între spire ca urmare a cedării izolației; -supratensiuni de comutație sau de trăsnet; -ca urmare a pătrunderii umezelii; -defecte în rețea (externe); -supraîncălzire; -ca urmare a deteriorării sistemului de consolidare a înfășurării; -cedarea izolației față de masă; -cedarea izolației între faze; -defecte mecanice;
<i>Defecte la schimbătorul de ploturi</i>	-mecanice; -electrice; -ale contactelor; -ale conductoarelor de legătură; -supraîncălziri; -scurtcircuite; -pierderi de ulei; -defecte externe;
<i>Defecte la trecerile izolante</i>	-datorate îmbătrânirii, contaminării și deteriorării; -conturnării ca urmare a acțiunii animalelor; -conturnări ca urmare a supratensiunilor; -pătrunderii umezelii; -pierderi de ulei;
<i>Defecte la conexiuni</i>	-contact defectuos; -deteriorări conductoare; -umezeală; -nivel de izolație insuficient; -scurtcircuite;
<i>Defecte la miez</i>	-defectarea izolației; -scurtcircuit între tole; -cedarea bolțurilor; -încălziri datorate materialelor magnetice;
<i>Defecte diverse</i>	-defectarea TC din trecerile izolante; -particule metalice în ulei; -supratensiuni; -supraîncălziri; -defecte externe; -defecte ale sistemelor auxiliare.

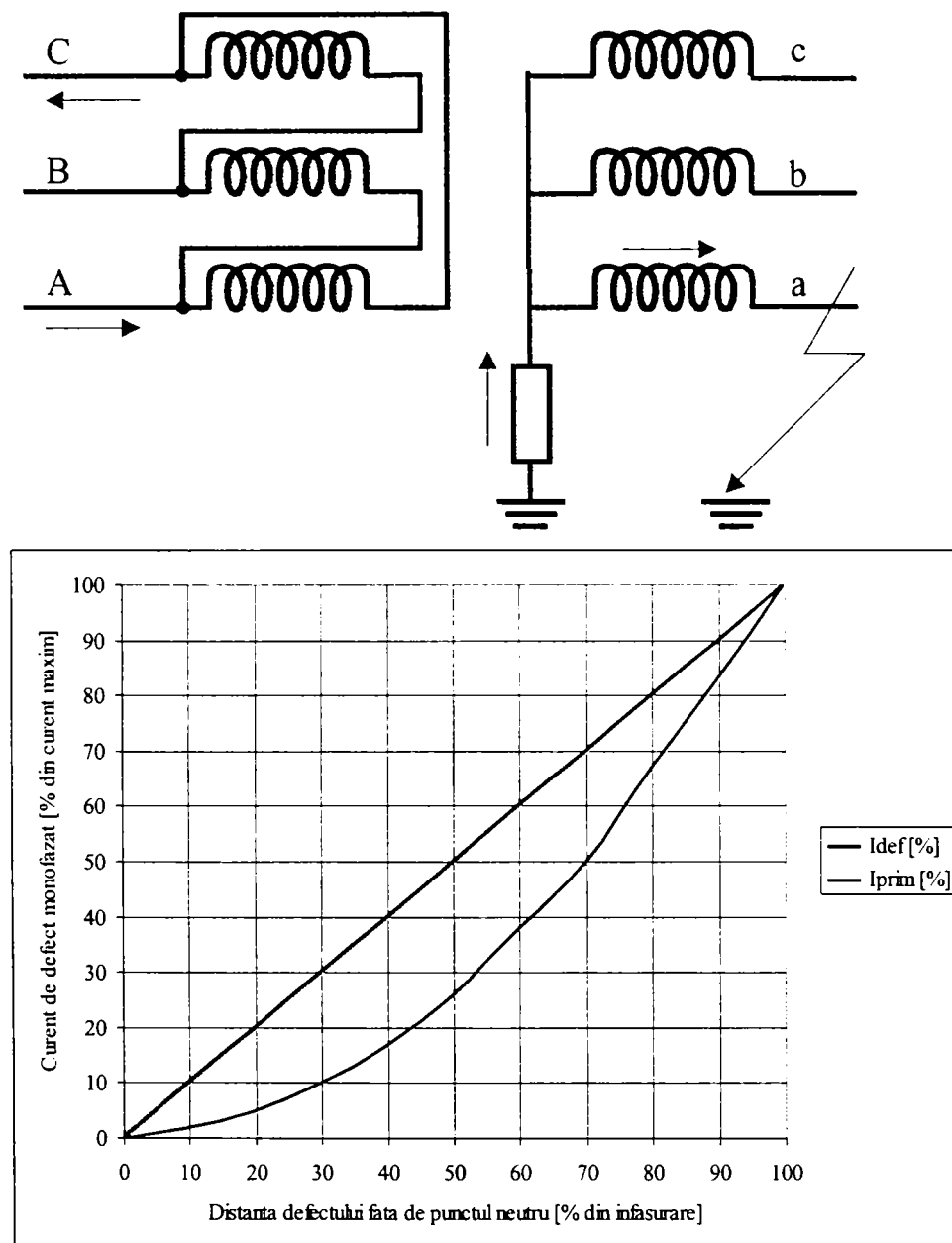


Fig. 2.1 Variația curentului de defect la transformatoare Dyo tratate prin rezistor

În cazul conexiunii triunghi, valoarea curentului de defect este mai mică decât în cazul conexiunii stea, având în vedere că tensiunea aplicată înfășurării nu este mai mică de 50 % din valoarea tensiunii fază-pământ. Mai trebuie menționat că impedanța unei înfășurări conectate în triunghi este mare pentru defecte situate la mijlocul unei înfășurări plasate pe una din cele trei coloane ale trafo. Ca valoare a impedanței de defect, pentru astfel de defecte, aceasta este situată, de regulă, în gama 25-50% din impedanța de scurtcircuit a trafo. Cum la un defect situat la jumătatea înfășurării, tensiunea de predefect aplicată este jumătate din tensiunea nominală de fază, curentul monofazat de defect poate avea valori cu mult sub valoarea curentului nominal al trafo. Mai mult, curentul de defect este alimentat din ambele jumătăți ale înfășurării deteriorate și este repartizat pe două dintre faze, ceea ce implică dificultăți sporite pentru instalația de protecție.

2.1.2 Defecte în regim maxim

În principiu defectele în regim maxim sunt limitate doar de impedanța sursei, astfel încât valoarea curentului de defect poate atinge valori considerabile. Pentru astfel de defecte, instalațiile de protecție trebuie să suporte, timp scurt, valorile importante secundare furnizate de transformatoarele de curent în secundarul cărora sunt racordate. Acest fapt aduce dificultăți

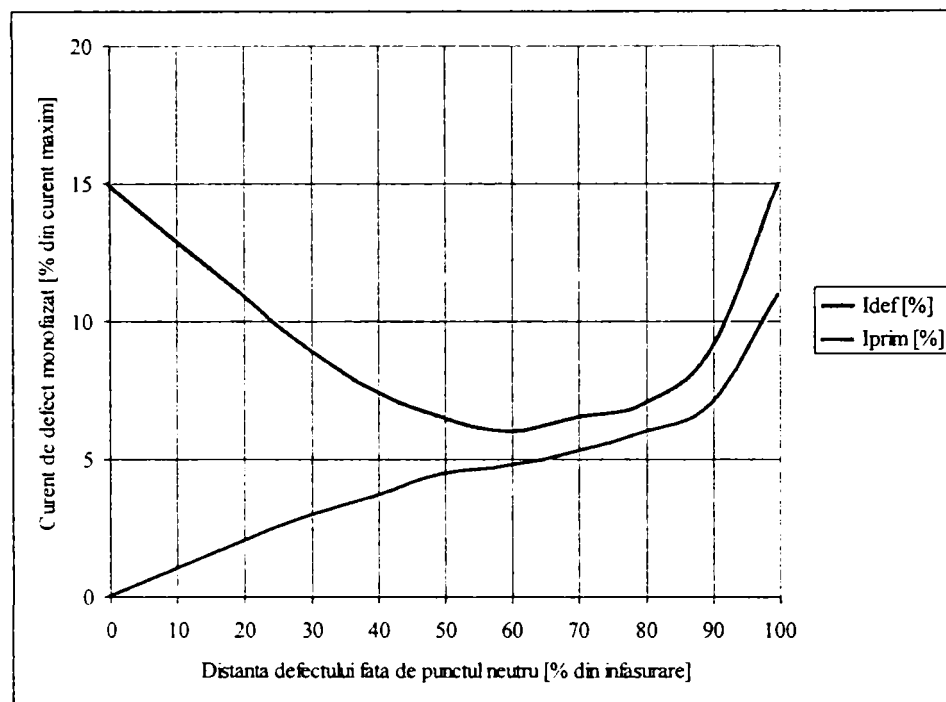


Fig. 2.2 Variația curentului de defect la trafa conexiunea stea, cu neutrul legat direct la pământ

în cazul trafa de putere cu puteri nominale relativ mici, racordate la barele unei stații cu putere de scurtcircuit mare. Dificultățile sunt datorate trafa de curent a cărui raport de transformare este corelat cu puterea nominală a trafa de forță și în consecință este mic, în timp ce valoarea curentului de scurtcircuit pe legătura la bare a trafa și care parcurge acest trafa de curent are valori extrem de ridicate. De exemplu, un trafa de forță de 10 MVA, 110/20 kV, $u_{sc}=10\%$, conectat la barele unei stații 110 kV cu putere de scurtcircuit de 5000 MVA, are curentul nominal pe partea 110 kV de 52.5 A. Trafa de curent pe partea 110 kV a trafa de forță are raportul 100/5 [A/A]. În cazul unui scurtcircuit pe legătura la barele 110 kV, prin acest trafa de curent circulă un curent de defect de cca. 26 kA, deci de cca. 500 ori valoarea nominală. Apar astfel probleme legate de stabilitatea dinamică și termică a TC, precum și probleme legate de saturarea TC și de stabilitate termică a intrărilor de curent ale instalațiilor de protecție.

2.1.3 Defecte pe partea secundară a transformatorului de forță

În cazul unor astfel de defecte, apare un aspect favorizant pentru instalațiile de protecție, având în vedere că valoarea curentului de scurtcircuit este limitată de impedanța transformatorului de forță și este practic independentă de valoarea puterii de scurtcircuit a sistemului pe partea primară a trafa de forță. Considerând exemplul din paragraful precedent, valoarea curentului de scurtcircuit trifazat la bornele 20 kV ale trafa de forță este de 2.83 kA, pentru 5000 MVA putere de scurtcircuit a sistemului pe partea 110 kV și atinge 2.62 kA, dacă puterea de scurtcircuit a sistemului pe partea 110 kV este de numai 1000 MVA. Valorile acestea, mult mai scăzute, nu generează, de regulă, probleme legate de saturarea TC și stabilitatea termică a intrărilor de curent ale instalațiilor de protecție.

2.1.4 Defecte între faze

Defectele între faze în interiorul transformatoarelor sunt relativ, rare. Dacă totuși are loc, el va duce la o creștere substanțială a curentului comparabil cu curenții la defecte cu pământul discutați la conexiunea stea cu neutrul legat direct la pământ.

2.1.5 Defecte între spire

La transformatoarele de j.t. deteriorarea izolației între spire poate să aibă loc, când forțe mecanice în înfășurare, datorită unor scurtcircuite exterioare, au provocat încălzirea sau deteriorarea izolației, sau umezeala a patruns în ulei.

Transformatoarele de înaltă tensiune conectate la sisteme de linii aeriene sunt supuse la supratensiunile din rețea. Impulsul de pe linie se va concentra spre capătul spirelor înfășurărilor. Izolația între spire a sfârșitului înfășurărilor este întărită, dar nu poate fi mărită în proporție cu izolația față de pământ. Riscul conturnării parțiale comparat cu acela al defectării la pământ, este deci comparativ mai mare. Este cunoscut faptul [8] că 70-80 % din totalul defectelor transformatoarelor se nasc din defecte între spire. Evoluția ulterioară a defectelor, dacă nu au fost detectate într-un stadiu incipient pot face imposibilă depistarea cauzei reale a defectului. Scurtcircuitarea câtorva spire ale înfășurării vor prilejui un curent mare de defect în bucla scurtcircuitată, dar curentul la borne va fi mic, datorită raportului de transformare, mare, între întreaga înfășurare și spirele scurtcircuitate.

2.1.6 Defectele miezului

Traversarea conductorului peste structura laminată a miezului poate permite circulația unor curenți turbionari (Focault) suficienți de mari, care pot cauza serioase încălziri. Bolțurile care prind miezul împreună sunt întodeauna izolate pentru a evita acest deranjament. Dacă unele porțiuni ale izolației miezului devin defecte, încălzirea rezultantă poate atinge valori suficient de mari pentru a deteriora înfășurarea. Aceste încălziri locale, numite și puncte calde, duc la descompunerea uleiului și deci, la pierderea izolației, dar nu vor produce schimbări notabile în curentul de intrare și nu vor putea fi detectate de protecțiile electrice, totuși este de dorit ca aceste situații să fie detectate înainte de a deveni majore.

La un transformator în ulei, dacă încălzirea unei părți a miezului este suficientă pentru a fi cauza deteriorării izolației înfășurărilor, acestea vor fi de asemenea cauza conturnării unei părți de ulei împreună cu apariția gazelor. Acest gaz va fi eliberat spre conservator și este utilizat la acționarea releelor mecanice (Buchholtz).

2.1.7 Defectele cuvei

Pierderea uleiului direct printr-o spărtură a cuvei, va produce condiții periculoase, fie datorită reducerii izolației înfășurării sau datorită supraîncălzirii la sarcină datorită pierderii răcirii. Impuritățile din ulei pot bloca conductele de răcire și țevile, ducând la supraîncălzirea în sarcină. Un efect similar este produs de defectarea sistemului de răcire forțată aplicat la transformatoarele mari.

2.1.8 Condiții aplicate din exterior

Surse de stres pentru transformatoare, din exterior sunt: suprasarcini, defecte în sistem, supratensiuni, scăderea frecvenței în sistem.

Suprasarcinile cauzează creșterea pierderilor în cupru și o creștere a temperaturii de durată. Suprasarcinile pot fi admise pe perioade determinate, în funcție de temperatura inițială și a condițiilor de răcire.

Constanta de timp termică a transformatoarelor ONAN (ulei natural, aer natural) este de ordinul 2,5– 5 ore. O constantă de timp mai mică o vom regăsi la transformatoarele cu răcire forțată. Scurtcircuitele în sistem produc o creștere relativ intensă a încălzirii transformatoarelor de alimentare, pierderile în cupru cresc proporțional cu pătratul curentului de defect. Durata scurtcircuitelor externe pe care transformatorul le poate suporta fără defectare dacă curentul este limitat numai de reactanța proprie, depinde de transformator. După [8] situația este prezentată în tabelul 2.2.

Tabelul 2.2 Durata acceptabilă pentru scurtcircuitelor externe

Reactanța transformatorului [%]	Curentul de defect (multiplu a I_n)	Durata permisă a defectului [s]
4	25	2
5	20	3
6	16.6	4
7	14.2	5

La autotransformatoarele de 200 MVA care pe partea 231 kV au $u_{sc} = 10\%$, $t = 2$ s. Curenți de defect mari produc solicitări mecanic severe asupra transformatoarelor. Cea mai mare solicitare are loc în timpul primului ciclu al curentului de defect asimetric. Controlarea acestor solicitări este de cele mai multe ori punctul de pornire în proiectarea transformatoarelor.

2.2 Repartiția curenților de defect prin înfășurările transformatorului de forță

Transformatoarele de forță utilizate în sistemele de distribuție a energiei electrice 110 kV/m.t. au conectate, de regula, înfășurarea primară (110 kV) în stea cu neutrul legat sau nu la pământ, iar înfășurarea secundară (medie tensiune) conectată în triunghi. Funcție de tipul defectului de partea secundară a trafo de forță și de grupa de conexiune se repartizează curenții de defect prin înfășurările secundare și respectiv primare ale trafo de forță.

Se consideră valoarea curentului de scurtcircuit trifazat la bornele secundare (de medie tensiune) ale transformatorului de forță egală cu $I_{sc}^3 = 1$ [u.r.] și raportul de transformare

$k_u = \frac{U_{linie}^{primar}}{U_{linie}^{secundar}} = 1$. În acest caz, valorile curenților de defect și circulația acestora prin

înfășurările transformatorului de forță, funcție de conexiunea acestora, se prezintă în fig. 2.3.

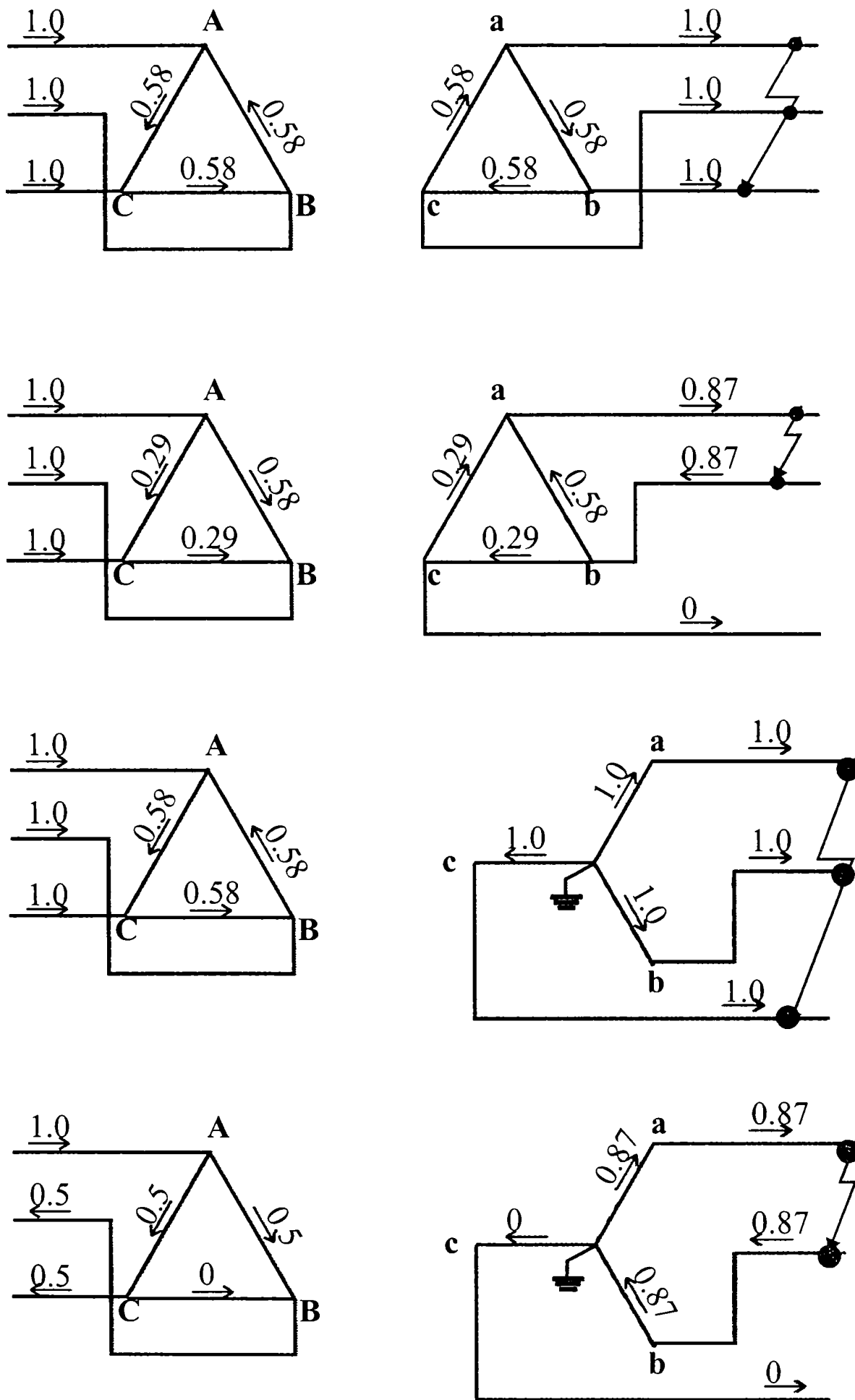


Fig. 2.3 Valorile și circulația curenților de defect prin înfășurările transformatorului

2.2.1 Conexiuni triunghi-triunghi (Dd)

Fie un transformator de forță cu conexiunea Dd și se consideră un scurtcircuit bifazat izolat la bornele secundare ale transformatorului, ca în fig. 2.4.

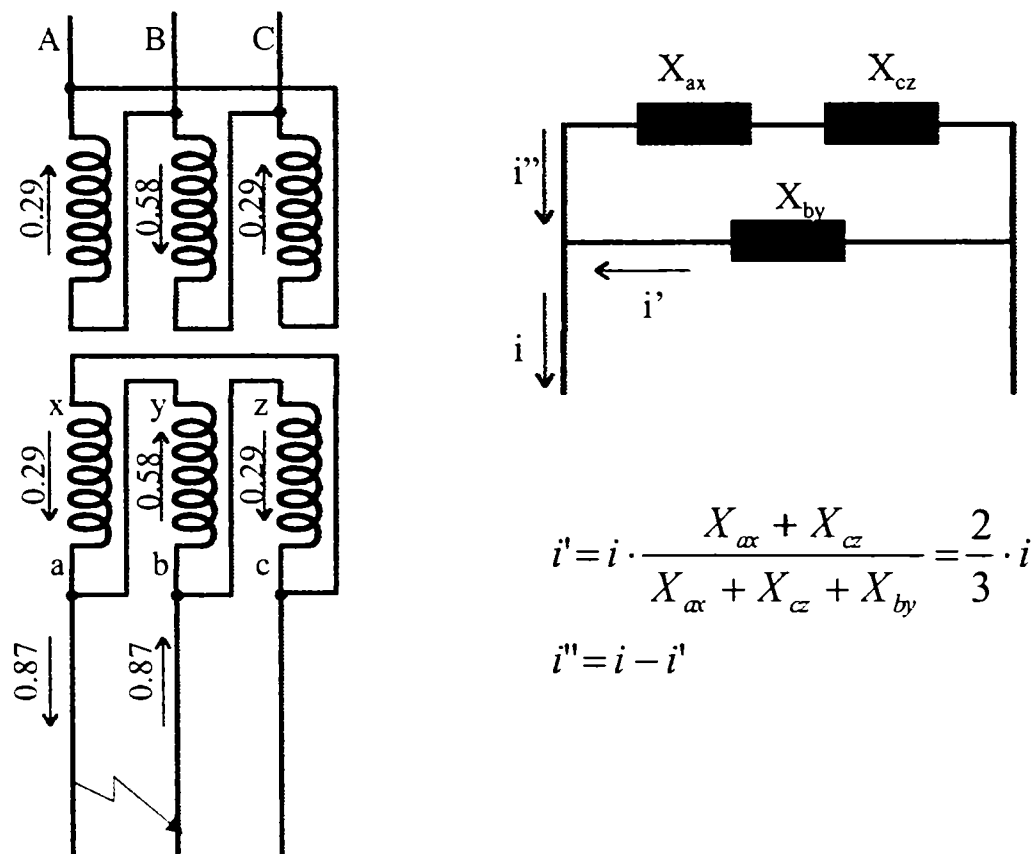


Fig. 2.4 Schema repartiției curenților la conexiunea Dd

În cazul unui defect bifazat izolat, valoarea curentului de scurtcircuit bifazat, pe partea secundară a transformatorului se calculează cu relația 2.1:

$$I_{sc}^2 = \frac{U}{2 \cdot Z_{tot}} \quad (2.1)$$

$$Z_{tot} = \sqrt{R_{tot}^2 + X_{tot}^2}$$

unde Z_{tot} = modulul impedanței totale până la locul de defect. Compărind cu relația 2.2 de calcul a curentului de scurtcircuit trifazat:

$$I_{sc}^3 = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{tot}} \quad (2.2)$$

$$Z_{tot} = \sqrt{R_{tot}^2 + X_{tot}^2}$$

rezultă raportul dintre valoarea curentului de scurtcircuit bifazat și trifazat:

$$\frac{I_{sc}^2}{I_{sc}^3} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.87 \quad (2.3)$$

Curentul de scurtcircuit se împarte prin cele două ramuri, formate din înfășurarea X_{by} în paralel cu înfășurările X_{ax} în serie cu X_{cz} , după relația din fig. 2.4, astfel încât curentul prin înfășurarea X_{by} este de $\frac{2}{3} \cdot 0.87 = 0.58$, iar prin înfășurările X_{ax} , respectiv X_{cz} este de

$\frac{1}{3} \cdot 0.87 = 0.29$. În conformitate cu legea circuitului magnetic, solenatiile pe coloanele

transformatorului de putere sunt egale și de sens contrar, astfel încât curenții prin înfășurările primare sunt: $X_{AX}=0.29$, $X_{BY}=0.58$ și $X_{CZ}=0.29$.

2.2.2 Conexiuni triunghi-stea (Dy)

În cazul unui transformator având conexiunea Dy, considerând un scurtcircuit bifazat izolat, curentul de defect pe partea secundară va avea valoarea 0.87, ca în fig 2.5. Pentru a determina repartiția curenților prin înfășurarea primară, se acceptă egalitatea puterilor primare și secundare ale transformatorului precum și egalitatea solenațiilor. În acest caz, sunt valabile următoarele relații:

$$S_{\text{primar}} = S_{\text{secundar}} = U_f^p \cdot I_f^p = U_f^s \cdot I_f^s \Rightarrow$$

$$I_f^p = I_f^s \cdot \frac{U_f^s}{U_f^p} = I_f^s \cdot \frac{1}{k_u} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = I_f^s \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = \frac{0.87}{\sqrt{3}} = 0.5 \quad (2.4)$$

unde: U_f^p = tensiunea la capetele înfășurării primare (de exp. U_{CZ})
 U_f^s = tensiunea la capetele înfășurării secundare (de exp. u_{cz})
 U^p = tensiunea primară de linie (de exp. U_{AB})
 U^s = tensiunea secundară de linie (de exp. u_{ab})
 I_f^p = intensitatea curentului prin înfășurarea primară
 I_f^s = intensitatea curentului prin înfășurarea secundară

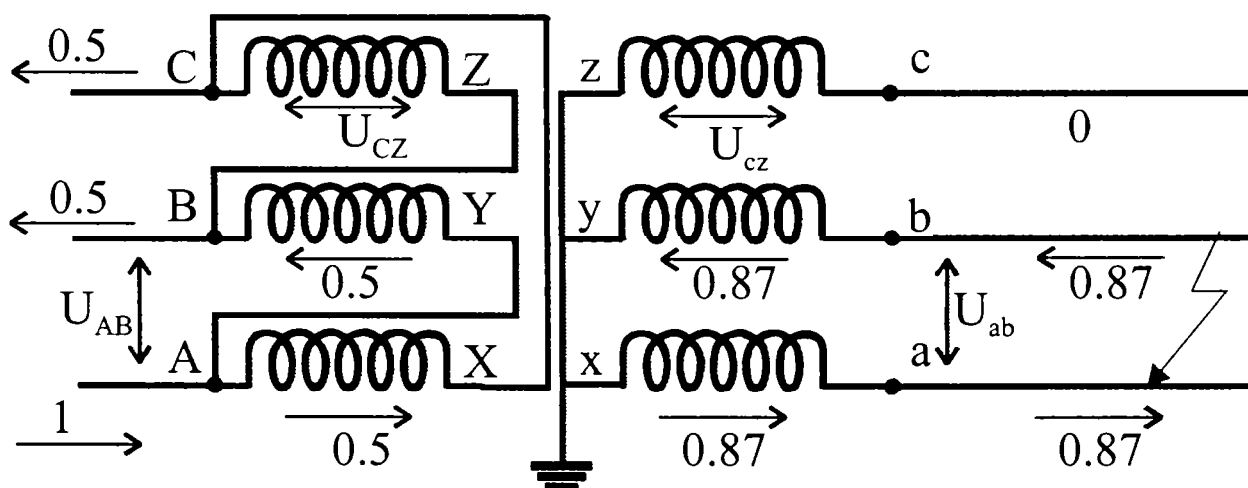


Fig. 2.5 Schema repartiției curenților la conexiunea Dy

2.2.3 Conexiuni stea-triunghi (Y_0d)

În cazul transformatoarelor de forță având conexiunea Y_0d , repartiția curenților de scurtcircuit trifazat, respectiv bifazat izolat pe partea secundară a trafo, se prezintă în fig. 2.6 și respectiv fig. 2.7. Acceptând un raport de transformare unitar, următoarele relații sunt adevărate:

$$k_u = \frac{U_1^p}{U_1^s} = \frac{\sqrt{3} \cdot w_1 \cdot u_{sp}}{w_2 \cdot u_{sp}} = \sqrt{3} \cdot \frac{w_1}{w_2} \Rightarrow$$

$$\frac{w_1}{w_2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (2.5)$$

$$w_1 \cdot i_1 = w_2 \cdot i_2 \Rightarrow i_1 = i_2 \cdot \sqrt{3}$$

unde: w_1, w_2 = numărul de spire al înfășurării primare, respectiv secundare
 i_1, i_2 = curenții prin înfășurarea primară, respectiv secundară
 u_{sp} = tensiunea pe spirală

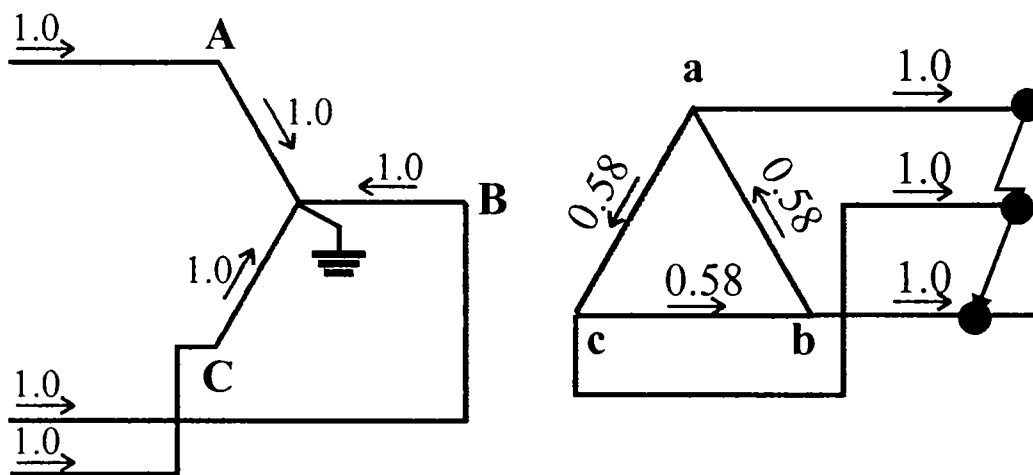


Fig. 2.6 Repartiția curenilor de scurtcircuit trifazat la conexiunea Y_0d

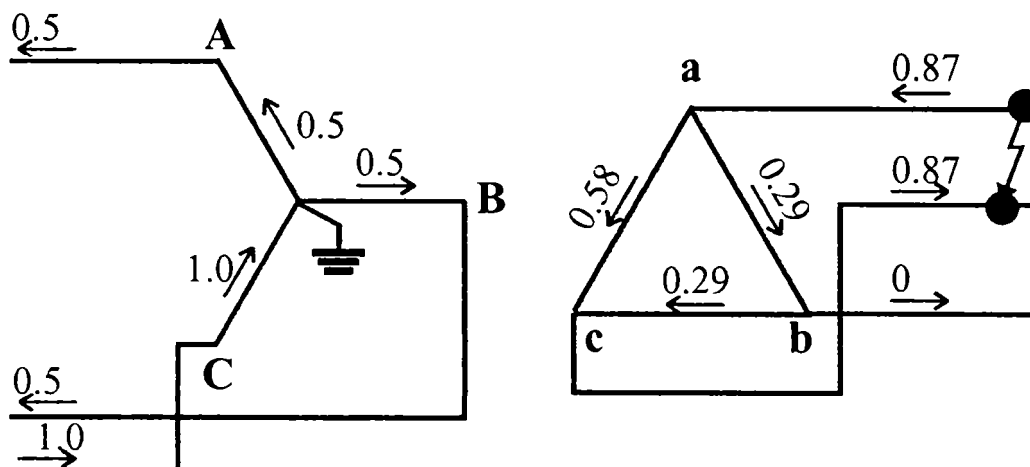


Fig. 2.7 Repartiția curenilor de scurtcircuit bifazat la conexiunea Y_0d

Aplicând relațiile de mai sus la un transformator având conexiunea Y_0d-11 , repartiția curenilor de scurtcircuit bifazat izolat arată ca în fig. 2.8.

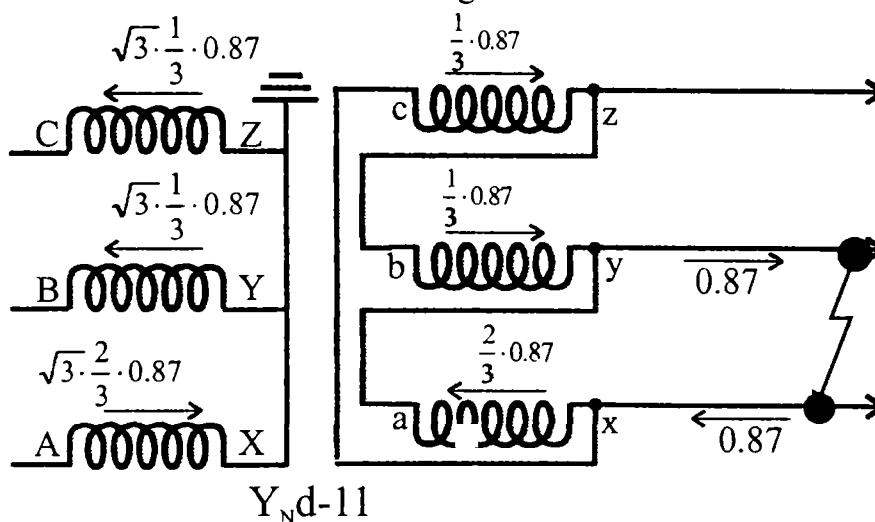


Fig. 2.8 Repartiția curenilor la transformatoare Y_0d-11

Transformatoarele de putere având grupa de conexiune Y_0d sunt frecvent utilizate ca transformatoare în rețelele de distribuție 110 kV / m.t. În cazul rețelelor de medie tensiune tratate prin rezistor, stabilirea accidentală a unei legături între o fază și pământ provoacă un scurtcircuit monofazat având intensitatea curentului de defect limitată de rezistența rezistorului de tratare.

2.3 Protecții pentru transformatoare

În [15] sunt recomandate pentru protecția transformatoarelor următoarele:

2.3.1 Protecția de gaze

Protecția de gaze (cu relele Bucholtz sau cu relele de presiune) se prevede de regulă împotriva defectelor din interiorul cuvei (sau cuvelor) la transformatoarele cu ulei din centrale, stații și posturi de transformare, cu puteri peste 1000 kVA, în condițiile în care este asigurată sursa operativă de curent continuu, iar transformatoarele sunt echipate cu întreruptoare pe partea de alimentare.

Protecția de gaze trebuie să comande semnalizarea, în cazul unor slabe degajări de gaze sau al scăderii nivelului uleiului, și să comande declanșarea tuturor întreruptoarelor proprii ale transformatoarelor, în cazul degajărilor intense de gaze.

2.3.2 Protecția maximală de curent

Pe partea dinspre alimentare a transformatoarelor coborătoare se prevede de regulă o protecție maximală de curent, împotriva scurtcircuitelor interioare, la borne și pe racorduri și împotriva supracurenților provocați de scurtcircuitele polifazate exterioare.

Pe partea tensiunii inferioare (opusă alimentării) a transformatoarelor coborătoare se prevede de regulă o protecție maximală de curent, cu temporizare invers dependentă de curent sau independentă, împotriva scurtcircuitelor de pe barele tensiunii inferioare.

2.3.3 Protecția maximală de curent cu control de minimă tensiune, protecția maximală de curent de secvență inversă, protecția maximală de curent, direcțională

La transformatoarele coborătoare la care protecția maximală de curent trifazată, instalată pe partea alimentării, sau cea instalată pe partea opusă alimentării, nu asigură sensibilitatea necesară, protecția respectivă va fi completată cu control (blocaj) de minimă tensiune sau cu o protecție maximală de curent de secvență inversă. Controlul de minimă tensiune va fi realizat, de regulă, cu relele (elemente de măsură) conectate pe partea de tensiune inferioară.

La transformatoarele cu alimentare din două sau mai multe părți, protecțiile maxime de curent temporizate care nu asigură sensibilitatea și selectivitatea necesare vor fi completate cu controlul direcțional și/sau controlul (blocaj) de minimă tensiune, eventual și cu o protecție maximală de curent de secvență inversă.

2.3.4 Protecția de distanță

Transformatoarele cu surse pe ambele părți, cu tensiunea superioară de 220 kV sau mai mare, se vor prevedea, de regulă, pe fiecare dintre înfășurările conectate la surse, câte o protecție de distanță împotriva scurtcircuitelor interioare, la borne și pe racorduri și împotriva supracurenților provocați de scurtcircuitele exterioare. În cazul în care tensiunea inferioară este mai mică decât 110 kV, în locul protecției de distanță de pe această parte se va prevedea o protecție de impedanță nedirecționată, la transformatoarele cu puteri peste 200 MVA sau una dintre soluțiile de la pct.2.3.3, la celelalte transformatoare.

Treapta instantanee a fiecărei protecții de distanță va fi direcționată spre transformator. Se recomandă ca una dintre treptele cu temporizare scurtă să fie direcționată spre barele de pe partea unde este instalată protecția respectivă, dacă nu există protecție diferențială de bare.

2.3.5 Protecția diferențială longitudinală

La transformatoarele cu puteri de 6,3 MVA și mai mari se va prevedea o protecție diferențială longitudinală, de regulă trifazată, împotriva scurtcircuitelor interioare, la borne și pe racorduri. Protecția diferențială trebuie să fie desensibilizată, frânată sau blocată, astfel încât să nu funcționeze incorect la șocuri de magnetizare, curenți tranzitorii sau de trecere.

2.3.6 Protecția diferențială homopolară

La transformatoarele cu înfășurări în stea, conectate la rețelele cu neutrul legat direct la pământ, se recomandă prevederea unor protecții diferențiale homopolare, cu impedanță mare, fie în locul uneia dintre protecții independente la transformatoarele de 200 MVA sau mai mari, fie ca protecție suplimentară la celelalte transformatoare.

La transformatoarele coborătoare, alimentând o rețea cu neutrul legat la pământ prin rezistență, dacă protecția diferențială longitudinală nu este sensibilă la defecte monofazate pe partea de medie tensiune, în interiorul zonei protejate, se va prevedea, suplimentar, o protecție diferențială homopolară împotriva acestor defecte.

Protecția diferențială homopolară va fi conectată la înfășurări separate ale transformatoarelor de curent, având același raport de transformare și utilizate exclusiv pentru această protecție sau împreună cu protecția diferențială longitudinală a transformatorului.

2.3.7 Protecția maximală de curent homopolar, protecția maximală de curent homopolar direcționată, protecția maximală de tensiune homopolară

La transformatoarele care alimentează radial o rețea cu neutrul legat la pământ prin rezistență, în scopul asigurării protecției împotriva scurtcircuitelor monofazate pe elementele apropiate, se va prevedea o protecție maximală de curent homopolar, cu temporizare independentă, conectată la transformatorul de curent amplasat pe conductorul de legare la pământ a neutrului rețelei (neutrul transformatorului sau neutrul creat artificial prin bobina de legare la pământ sau prin transformatorul special de servicii proprii). Se recomandă prevederea suplimentară a unei protecții maxime de tensiune homopolară pe barele stației de medie tensiune, pentru declanșarea transformatoarelor de alimentare la apariția punerilor la pământ de durată, ca protecție suplimentară de rezervă, și pentru cazurile în care legătura la pământ a neutrului de medie tensiune prin rezistență este întreruptă. În cazul în care în rețeaua alimentată există linii aeriene, se va prevedea, în mod suplimentar, o protecție de rezervă cu sensibilitate ridicată, pentru detectarea defectelor cu rezistență mare de pe liniile rețelei.

La transformatoarele coborătoare de servicii proprii cu înfășurarea secundară de joasă tensiune în stea sau în zig-zag, alimentând o rețea cu neutrul legat direct la pământ, trebuie să se prevadă o protecție maximală de curent homopolar, cu temporizare independentă sau invers dependentă de curent, care să acționeze împotriva scurtcircuitelor monofazate din rețeaua de joasă tensiune. Protecția se conectează la un filtru de curent homopolar. Această protecție nu este necesară dacă protecția maximală de curent instalată pe partea de tensiune superioară a transformatorului sau siguranțele ori întreruptoarele automate, pot asigura condițiile de sensibilitate necesare la scurtcircuite monofazate pe partea de joasă tensiune.

La transformatoarele cu alimentare bilaterală, conectate cu una sau ambele înfășurări la rețele cu neutrul legat direct la pământ, în scopul asigurării protecției împotriva scurtcircuitelor monofazate pe elementele apropiate, se va prevedea, de regulă, pe fiecare înfășurare conectată la rețeaua cu neutrul legat la pământ o protecție maximală de secvență homopolară, cu temporizare independentă sau invers dependentă de curent. Protecția maximală de curent homopolar va fi completată cu controlul direcțional, în cazurile în care este necesar să se asigure o protecție de rezervă mai rapidă la defecte cu pământ înspre transformator.

2.3.8 Protecția de suprasarcină

În cazul funcționării în paralel a două sau mai multe transformatoare cu puteri de 400 kVA sau mai mult, precum și în cazul funcționării separate și a existenței AAR, în funcție de posibilitatea și de valoarea suprasarcinii posibile, se va prevedea o protecție de suprasarcină, de regulă, monofazată. Aceeași protecție va fi prevăzută și în cazul funcționării separate a transformatoarelor prin care se face legătura dintre diferite părți importante ale sistemului energetic.

La transformatoare cu puteri de 100 MVA sau mai mult se recomandă utilizarea unor releee cu caracteristică de acționare tip imagine termică.

Se admite ca protecția de suprasarcină să acționeze doar semnalizarea preventivă (fără sa comande declanșarea automata a sarcinii sau declanșarea, cu temporizarea corespunzătoare, a transformatorului), în cazul stațiilor cu personal permanent sau al stațiilor teleconduse.

2.4 Acționarea protecțiilor transformatoarelor

Toate protecțiile transformatorului menționate mai sus, cu excepția cazurilor în care s-a precizat altfel, vor comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor transformatorului.

Se admite ca, la transformatoarele cu înfașurări de joasă tensiune, comanda de declanșare sa fie transmisă numai către întreruptorul de medie tensiune, dacă pe partea de joasă tensiune nu se prevede anclanșarea automată a alimentării de rezervă (AAR). În cazul transformatoarelor echipate cu acționare separată pe poli, protecția împotriva rămânerii în regim incomplet de faze va comanda declanșarea tuturor întreruptoarelor transformatorului.

Protecțiile de gaze (treapta de declanșare) și protecțiile diferențiale ale transformatoarelor prevăzute cu instalații automate de stins incendiu vor comanda pornirea acestora.

În Anexa 5 este prezentată schema principială a protecției de transformator de 400/110 kV conform [15].

2.5 Protecția diferențială longitudinală

2.5.1 Probleme generale privind PDL

Protecția diferențială longitudinală se realizează în două variante [3]:

- PDL cu circulația curenților;
- PDL cu echilibrarea tensiunilor.

Ambele scheme funcționează pe principiul comparării în modul și fază a curenților de la începutul și sfârșitul elementului protejat (EP), extremități care delimitează zona protejată. În scopul realizării protecției la cele două capete ale zonei protejate se montează TC pe fiecare fază, în apropierea întreruptoarelor prin care EP este conectat la barele stației. TC se aleg și se conectează astfel încât, în regimul normal sau de scurtcircuit exterior, curenții secundari, respectiv tensiunile secundare ale TC sa fie egale și în fază.

2.5.2 PDL cu circulație de curenți

Înfașurările secundare ale TC_A și TC_B , din figura 2.9, sunt astfel conectate încât în regim normal sau la scurtcircuit exterior în K_1 , curentul prin releul conectat în paralel cu montajul diferențial este dat de relația de mai jos:

$$\underline{I}_r = \underline{I}_{sA} - \underline{I}_{sB} \quad (2.1)$$

Dacă curenții primari sunt egali :

$$\underline{I}_{pA} = \underline{I}_{pB} \quad (2.2)$$

iar TC_A și TC_B sunt identice și au o comportare ideală, fără erori, curenții secundari sunt de asemenea egali și în fază:

$$\underline{I}_{sA} = \underline{I}_{sB} \quad (2.3)$$

iar

$$\underline{I}_r = \underline{I}_{sA} - \underline{I}_{sB} = 0 \quad (2.4)$$

Această situație este evidențiată și în diagrama fazorială din Figura 2.9. Dacă în regim normal, sau la defecte exterioare curenții primari nu sunt egali și în fază (cazul transformatoarelor de regulă), pentru asigurarea egalității curenților secundari în modul și fază se aleg în mod corespunzător rapoartele de transformare a TC din montajul diferențial, precum și modul de conectare a înfășurărilor secundare ale acestora.

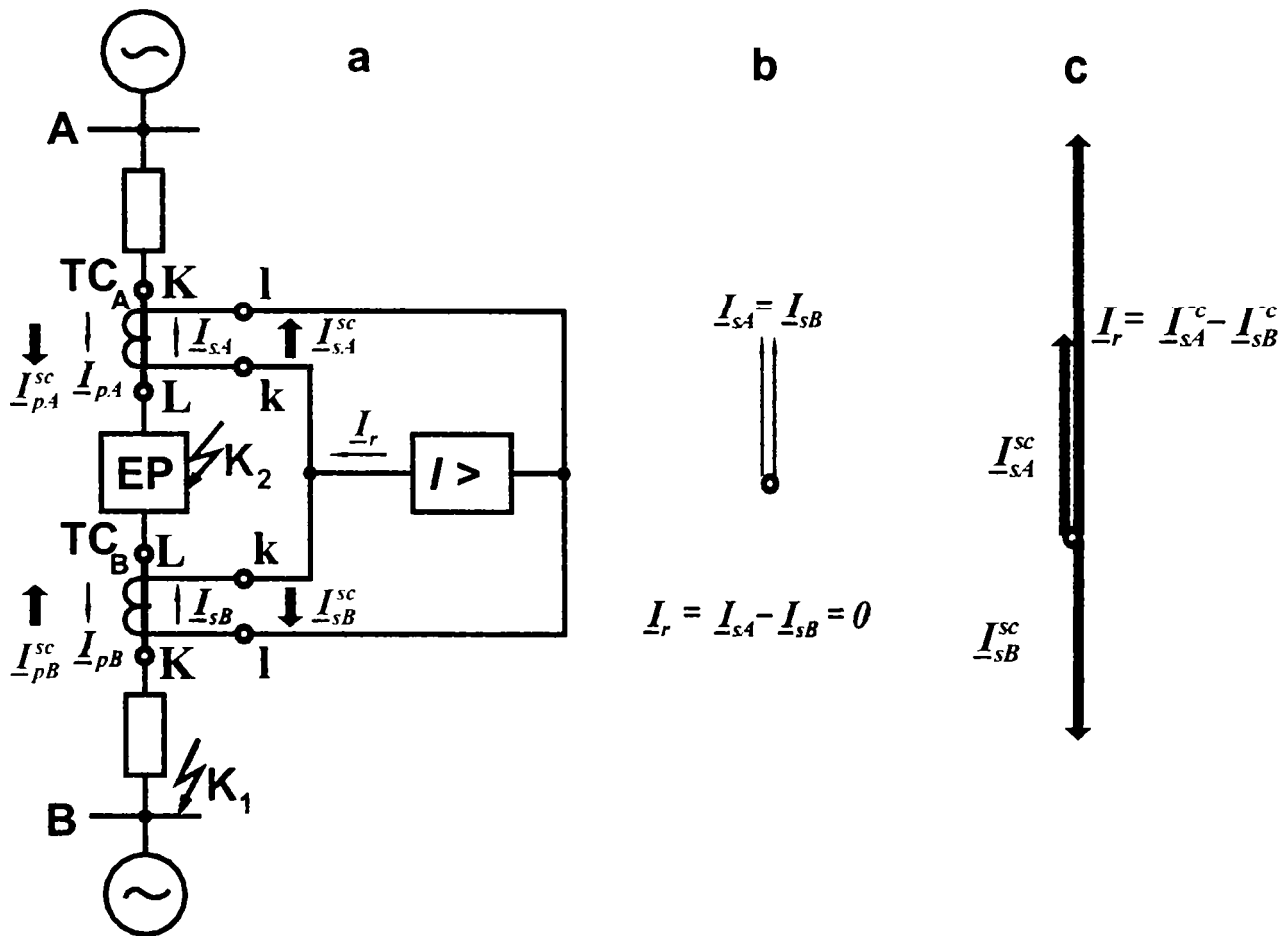


Fig. 2.9 Protecția diferențială cu circulație de curenți

La defecte în zona protejată, punctul K_2 , valorile curenților primari de la extremitățile EP nu mai sunt aceleași, iar sensul curenților de la extremitatea B se inversează, în cazul alimentării bilaterale:

$$\underline{I}_{pA}^{sc} \neq \underline{I}_{pB}^{sc} \quad (2.5)$$

Curentul prin releu:

$$\underline{I}_r = \underline{I}_{sA}^{sc} - \underline{I}_{sB}^{sc} \quad (2.6)$$

are o valoare ridicată, întrucât \underline{I}_{sA}^{sc} și \underline{I}_{sB}^{sc} sunt în opoziție de fază, iar diferența din relația (2.6) devine egală cu suma curenților secundari:

$$I_r = I_{sA}^{sc} + I_{sB}^{sc} = \frac{I_{pA}^{sc}}{n_{TC}} + \frac{I_{pB}^{sc}}{n_{TC}} = I_{sc}' \quad (2.7)$$

Aceasta situație este exemplificată și în diagrama fazorială din Figura 2.9b, corespunzătoare defectelor interne. Curentul prin releu este egal cu curentul de scurtcircuit primar total, raportat la secundar.

2.5.3 PDL cu echilibrarea tensiunilor

Infășurarea TC_A și TC_B, împreună cu releul formează un contur închis. Curentul prin releu este determinat de t.e.m. secundare \underline{E}_{sA} , \underline{E}_{sB} , proporționale cu curenții primari I_{pA} , I_{pB} . În regim normal de funcționare sau la scurtcircuit exterior (în K₁), t.e.m. \underline{E}_{sA} , \underline{E}_{sB} sunt egale și în fază, deci curentul prin releu va fi:

$$\underline{I}_r = \frac{\underline{E}_{sA} - \underline{E}_{sB}}{\underline{Z}_t} \quad (2.8)$$

unde Z_t este impedanța totală a conturului format din secundarele TC, releul de curent, circuite secundare. Relația (2.8) este adevărată în ipoteza TC ideale, situație în care curentul prin releu este, teoretic, egal cu zero, ca în diagrama din Figura 2.10 b.

La defecte în zona protejată (K₂), sensul curentului I_{pB} se inversează, deci se schimbă și sensul tensiunii electromotoare E_{sB} . Curentul prin releu are o valoare ridicată:

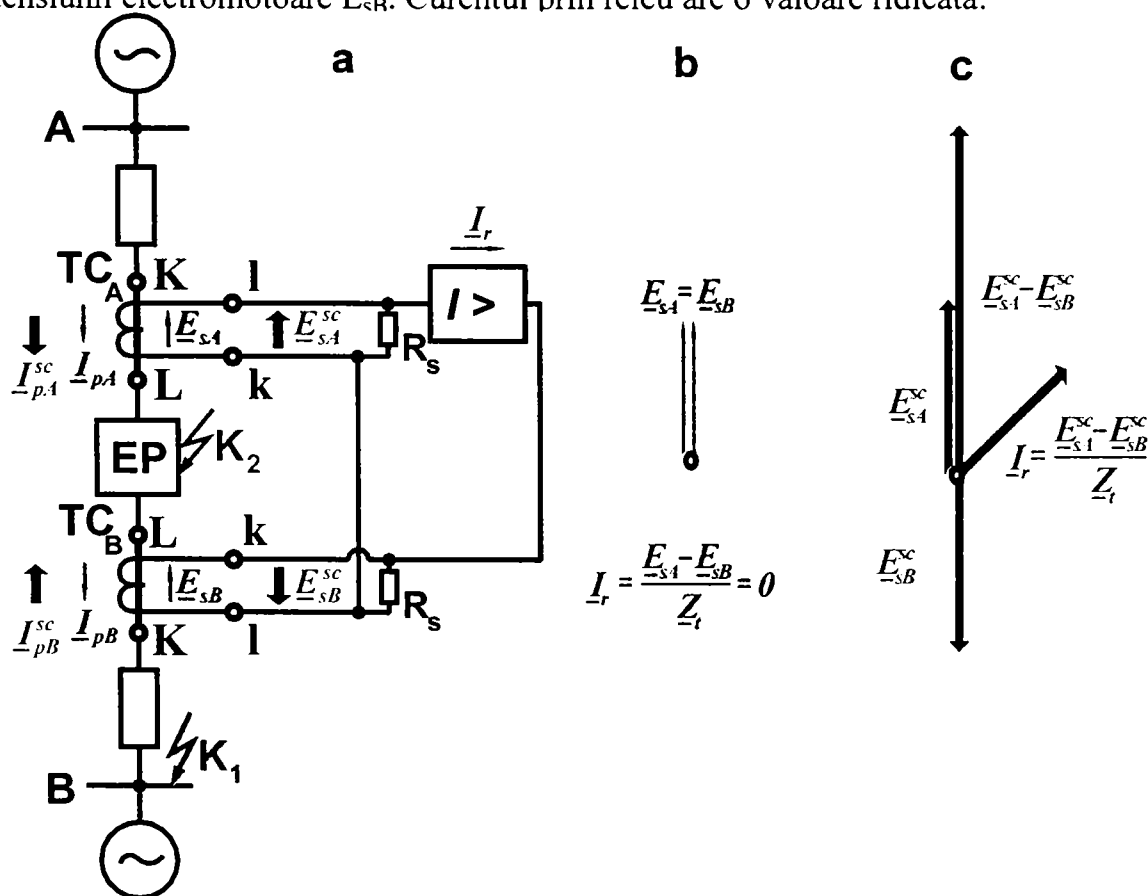


Fig. 2.10 Protecția diferențială longitudinală cu echilibrarea tensiunilor

$$\underline{I}_r = \frac{\underline{E}_{sA}^{sc} - \underline{E}_{sB}^{sc}}{\underline{Z}_t} \quad (2.9)$$

cu

$$I_r = \frac{E_{sA}^{sc} - E_{sB}^{sc}}{Z_t} \quad (2.10)$$

și este reprezentată în Figura 2.10c. Datorită valorii ridicate a curentului prin releu, în general, sunt îndeplinite condițiile de acționare a protecției. Si în acest caz, pentru TC_A, TC_B trebuie admise condiții reale de funcționare. In regim normal sau scurtcircuit exterior (defect exterior):

$$\underline{E}_{sA} \neq \underline{E}_{sB} \quad (2.11)$$

Prin releu circulă un curent de dezechilibru raportat la secundar:

$$I_r = I'_{dez} \quad (2.12)$$

de care se va ține seama în alegerea curenților de pornire I_{pr} și I_{pp}.

2.5.4 Utilizarea transformatoarelor de egalizare în schemele trifazate

Transformatoarele de egalizare sunt utilizate din următoarele considerente:

- izolarea circuitelor (separarea) pentru a permite legarea la pământ independentă;
- egalizarea curenților secundari ai transformatoarelor ;
- pentru a produce defazaje în circuitele trifazate;
- pentru a schimba polaritatea;
- pentru limitarea sarcinii de defect a TC prin saturarea în timpul defectelor;
- pentru reducerea sarcinii TC prin reducerea impedanței aparente cu pătratul raportului transformatorului auxiliar;
- eliminarea componentei homopolare.

In exemplul din figura 2.11 transformatorul are conexiunea Y₀d -11, 25 MVA, 110/20 kV. Curenții nominali pe cele două părți sunt:

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_1} = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} = 131,21 A \quad (2.13)$$

$$I_{2n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_2} = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 656,07 A \quad (2.14)$$

Deoarece TC1, pe partea de 110 kV, sunt 150/5 A, iar pe partea de 20 kV TC2, sunt de 800/5 A. Curenții secundari sunt: i_{1s} = 4,37 A, iar i_{2s} = 5,46 A.

Pentru compensarea defazajului de 30 grade capacitiv se alege un transformator de egalizare cu conexiunea Yd-5 cu raportul: 4,37/5,46.

În Anexa 6 sunt prezentate principalele grupe de conexiuni pentru transformatoarele de egalizare: Yd-5, Yd-7, Yd-1, Yd-11.

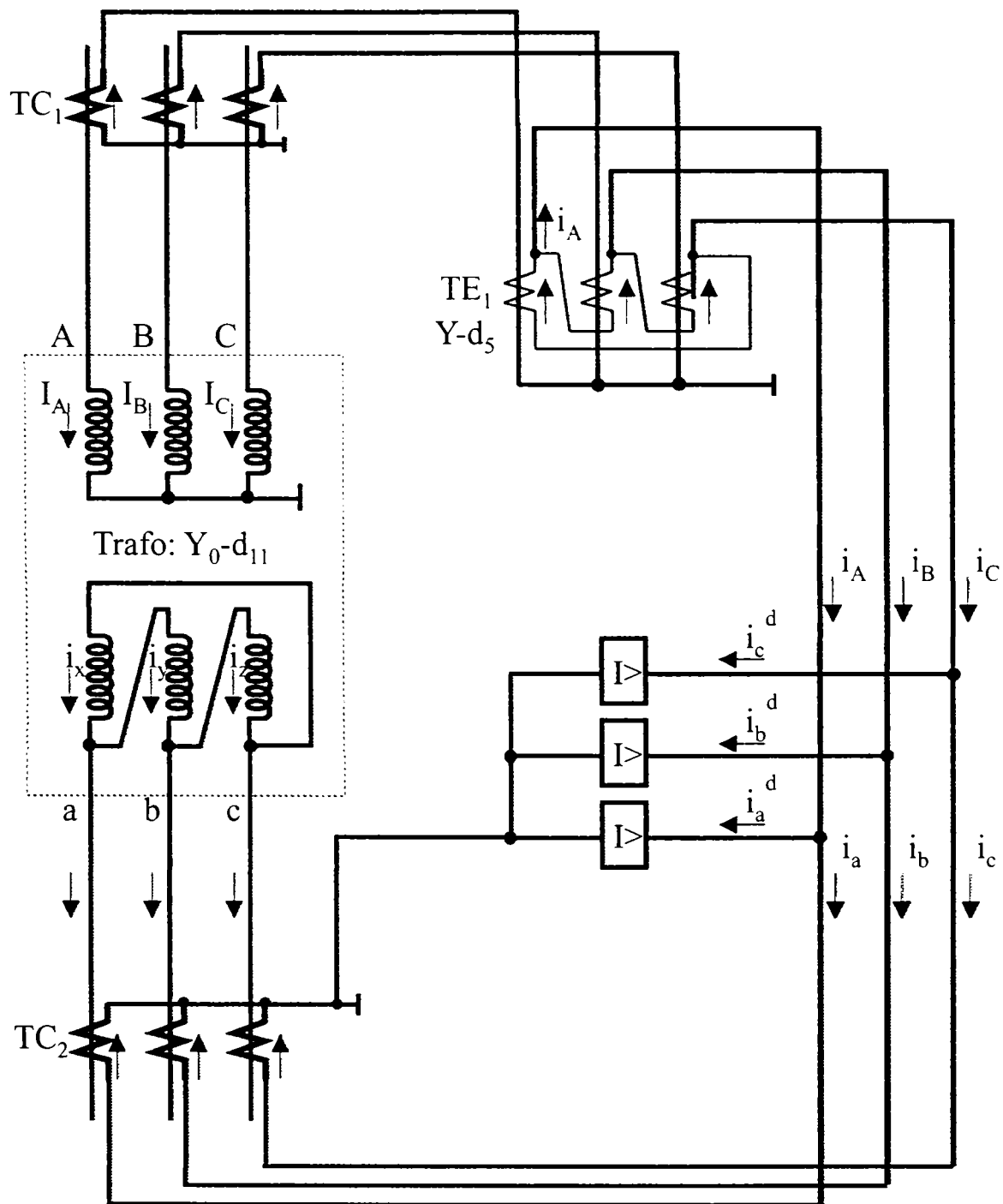


Fig. 2.11 Schemă trifazată cu transformator de egalizare

2.5.5 Cerințe împlinite și cerințe neîmplinite a protecțiilor transformatoarelor

Avantajele și dezavantajele principalelor protecții a transformatoarelor sunt prezentate în Tabelul 2.3.

Tabelul 2.3 Avantaje și dezavantaje la protecțiile transformatoarelor

Protecția	Avantaje și cerințe împlinite	Dezavantaje și cerințe neîmplinite
1. Protecția diferențială	<ul style="list-style-type: none"> -timp de declanșare corespunzător; -îndeplinește cerința externă cea mai des întâlnită; -fiabilitate corespunzătoare; -sensibilitate bună pentru curenți de defect medii și mari; -selectivitate; -parțial condiția de insensibilitate la curent de magnetizare; -asigură deconectarea rapidă și selectivă în cazul defectelor interne și a scurtcircuitelor la borne sau pe circuitele de legătură cu întreruptoarele. 	<ul style="list-style-type: none"> -protecția transformatorului la supraîncălziri interne; -insensibilă la valori mici ale curenților de defect; -insensibilă la defecte între spire; -nu sesizează nivelul de ulei și supratemperatura înfășurării -necesitatea instalării la toate înfășurările trafo a unor TC care să îndeplinească condiții speciale; -realizarea unor protecții diferențiale care să satisfacă toate condițiile de selectivitate și rapiditate, mai ales la transformatoarele mari cu reglaj sub sarcină, măsuri care complică și scumpesc protecția.
2. Protecția de gaze	<ul style="list-style-type: none"> -simplitate; -sensibilitate (cea mai sensibilă la scurtcircuite între spire); -rapiditate, comandă semnalizarea sau declanșarea în funcție de caracterul defectului; -acționează practic la toate defectele din cuva transformatorului. 	<ul style="list-style-type: none"> -aerul care este introdus în cuvă o dată cu uleiul se ridică, la creșterea temperaturii, spre conservator și poate determina acționarea releului; -posibilitatea acționării releului la un flux de ulei care se formează în transformator, în urma scurtcircuitelor exterioare violente; -protecția nu acționează la defecte în exteriorul cuvei (la borne) și pe conductoarele de legătură a transformatoarelor cu întreruptoarele. Din această cauză nu se utilizează ca și protecție unică.
2. Protecția de distanță	<ul style="list-style-type: none"> -îndeplinește unele cerințe externe; -timp de declanșare în zona 1 corespund cerințelor de calitate a energiei; -sensibilitatea și selectivitatea la defecte fază-fază interne și externe; 	<ul style="list-style-type: none"> -condiții mai ridicate de stabilitate; -totalitatea cerințelor externe; -insensibilitate la defecte interne cu curenți medii-mici; -insensibilitate la anumite defecte fază-pământ.
3. Protecția maximală de curent direcționată și nedirecționată	<ul style="list-style-type: none"> -protecție la refuz întreruptor; -protecția cuvei; -limitează suprasarcina. 	<ul style="list-style-type: none"> - stabilitate; - totalitatea cerințelor externe; - declanșări false.

2.6 Problematika PDL la transformatoare

2.6.1 Scurt istoric

În general trei parametri pot oferi mijloace de detectare a defectelor interne în transformatoare și acestea includ: creșterea curentului de fază, o creștere a curentului diferențial și degajarea unei cantități de gaze cauzate de arcul de defect. La apariția defectelor interne în transformatoare este necesară deconectarea imediată a acestuia, pentru a evita extinderea deteriorărilor și/ sau a păstra stabilitatea sistemului.

Trei tipuri de protecție sunt folosite pentru depistarea acestor defecte:

- protecția maximală de fază;
- protecția diferențială longitudinală (PDL);
- protecția de gaze .

Protecția maximală cu siguranțe fuzibile și relee a constituit primul tip de protecție a transformatoarelor, încă mai este aplicată la trafo de mică putere. Principiul diferențial procentual care a urmat releelor de curent a oferit rezultate excelente în îmbunătățirea siguranței PDL la defecte exterioare cu saturarea TC.

Releele diferențiale sunt predispuse la acționări false sub influența curenților de șoc care rezultă din variații bruște ale fluxului magnetic. Prima soluție a acestei probleme a fost introducerea unei temporizări în acționarea releelor diferențiale. Altă soluție a fost desensibilizarea releului pentru o perioadă determinată pentru a evita condițiile de șoc de curent. Alții au sugerat utilizarea unui semnal de tensiune pentru a valida funcționarea releului diferențial [10].

Un alt pas în evoluția PDL a fost utilizarea conținutului în armonici a curentului diferențial în diferențierea defectelor interne față de condițiile de șoc. A apărut un releu diferențial cu blocaj la armonici, care a dezvoltat metoda adăugând blocajul diferențial procentual. Aceste prime tipuri de relee au folosit blocarea la toate armonicile. Releu care a folosit blocajul numai la armonica a doua, a introdus ideea de blocaj la armonică în loc de frânare.

Multe din releele moderne de PDL folosesc metode de blocare sau frânare bazate pe conținutul de armonici. Aceste metode asigură siguranță pentru un procent ridicat de cazuri de șoc sau supraexcitare. Cu toate acestea metodele respective nu dau rezultate în cazuri în care curentul are un conținut scăzut de armonici. Frânarea sau blocarea pentru armonicile totale duce la creșterea siguranței releelor în condiții de șoc, dar pot întârzia acționarea pentru defecte interne.

Supraexcitarea transformatoarelor este o altă cauză a funcționării defectuoase a releelor diferențiale. S-a propus folosirea, în plus, a unei frânări la armonica a 5-a pentru a preveni astfel de funcționări eronate. Au apărut mai multe metode bazate pe recunoașterea formelor de undă în distingerea defectelor interne de șoc și au fost aplicate releelor de protecție. Totuși aceste tehnici nu recunosc și condițiile de supraexcitare.

2.6.2 Condiții pentru protecțiile prin relee

Transformatoarele de mare putere aparțin clasei de componente vitale ale sistemului electric de putere. Dacă transformatorul de putere suferă un defect este necesară scoaterea lui din exploatare cât mai repede posibil astfel încât să fie minimalizate distrugerile. Costurile asociate privind reparația transformatoarelor pot fi foarte mari. Ieșirea din funcție neplanificată costă utilizatorii milioane de dolari. Astfel, este de o mare importanță minimizarea duratei ieșirilor din funcție nedorite. În consecință, cerințe deosebite sunt impuse protecției prin relee a transformatoarelor de putere.

Protecția transformatoarelor de putere este, probabil, cea mai provocatoare problemă din aria protecției sistemelor electrice prin relee.

Tabelul 2.4 sintetizează problematica protecției diferențiale a transformatoarelor, din perspectiva curenților de magnetizare, supraexcitarea staționară a miezului, defecte interne și externe. toate în contextul măsurării, siguranței, selectivității și vitezei de funcționare [11].

Tabelul 2.4 – Problematika PDL a transformatoarelor

Deranjament	Măsura	Siguranța	Dependabilitate	Viteză
<i>Soc</i>	Estimarea corectă a armonicilor a 2-a și a 5-a să se facă în timpul unui ciclu. Frecvențele ne-nominale creează erori suplimentare în raportul de estimare a armonicilor.	In transformatoarele moderne, datorită proprietăților magnetice ale miezului, armonica a 2-a în timpul șocului și armonica a 5-a în timpul supraexcitării ar putea să fie foarte mici periclitând securitatea releului.	Prezența armonicilor mari nu înseamnă neapărat șoc. Armonicile ar putea bloca funcționarea releului în timpul defectelor interne serioase datorită saturării TC.	Este necesar, în mod uzual, un ciclu întreg pentru rejectarea condițiilor de șoc de magnetizare și supraexcitare staționară, dacă un defect intern nu a fost destul de serios pentru a declanșa prin elementul diferențial rapid (neblocat).
<i>Supraexcitare</i>			Armonica a 5-a poate fi prezentă în curenții de defect intern, datorită saturării TC și datorită asimetriei generatoarelor sau/și echipamentelor electronice de putere.	
<i>Defecte externe</i>	Curenții măsuți afișează modificări mari și sunt adesea distorsionate semnificativ.	Curenții de defect când sunt combinați cu raport de transformare eronat pot genera semnal diferențial fals. TC când se saturează, în timpul defectelor externe, pot produce un semnal diferențial suplimentar.	Toate mijloacele de prevenire a declanșărilor false, datorită defectelor externe, micșorează într-o măsură sigur siguranța releului.	Mijloacele de blocare a acționării releului în timpul defectelor externe pot limita viteza de operare a releului.
<i>Defecte interne</i>		Curenții de defect intern pot fi câteva procente din curentul nominal. Incercarea de a acoperi toate aceste defecte afectează siguranța releului.	Curenții de defect intern pot fi câteva procente din curentul nominal. Cerințe de securitate la șoc, supraexcitare și defecte externe pot limita siguranța releului.	Mijloacele de blocare acționării releului la șoc, supraexcitare și defecte externe pot limita viteza de operare a releului.

Releele numerice capabile să execute procesarea semnalelor sofisticate, permit proiectanților revizuirea principiilor clasice de protecție și sporesc performanțele releelor.

2.6.3 Protecția diferențială

Releele de protecție diferențială cu frânare procentuală sunt în exploatare de mulți ani. Elementul diferențial compară un curent de funcționare cu un curent de frânare. Curentul de lucru (denumit în continuare curent diferențial), I_d , se obține de regulă din suma fazorială a curenților care intră în zona protejată:

$$I_d = |I_{w1} + I_{w2}| \quad (2.15)$$

unde: I_{w1} , I_{w2} – sunt curenții secundari de pe înfășurarea 1 și 2. Principiul de bază fiind egalitatea solenațiilor.

Curentul de acționare, I_d , este proporțional cu curentul de defect pentru defectele interne și aproape zero pentru condițiile normale de funcționare.

Următoarele relații sunt cele mai cunoscute căi pentru obținerea curentului de frânare:

$$I_f = k * |I_{w1} - I_{w2}| \quad (2.16)$$

$$I_f = k * (|I_{w1}| + |I_{w2}|) \quad (2.17)$$

$$I_f = \text{Max}(|I_{w1}|, |I_{w2}|) \quad (2.18)$$

unde k este un factor de compensare, în mod curent 0,5.

Relațiile 2.17 și 2.18 oferă avantajul de a putea fi aplicabile și releelor diferențiale cu mai mult decât două elemente de frânare.

Releul diferențial generează semnalul de declanșare dacă curentul de acționare I_d este mai mare decât curentul de frânare procentuală, I_f :

$$I_d > p * I_f \quad (2.19)$$

unde: p – este panta.

Figura 2.12 prezintă o caracteristică de funcționare, tipică, a releului diferențial.

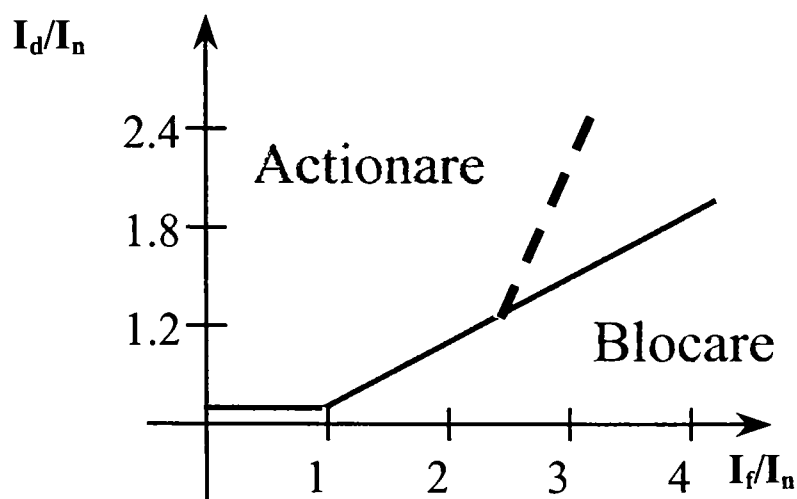


Fig. 2.12 Curba caracteristică cu dublă înclinație pentru releu diferențial

Această caracteristică constă dintr-o linie dreaptă având înclinarea dată de parametrul p , iar orizontal o linie dreaptă care definește curentul minim de lucru, I_{\min} . Zona de acționare a releului se găsește deasupra curbei caracteristice, conform ecuației 2.19), și zona de blocare este sub curba caracteristică.

Releele diferențiale acționează corect pentru defecte externe, atâta timp cât TC reproduc curenții primari corect. Dacă unul din TC se saturează, sau amândouă TC se saturează la diferite nivele, apar curenți de acționare falși în circuitul diferențial al releului care pot cauza acționări greșite. Unele rele diferențiale utilizează armonicile produse de saturarea TC pentru a mări frânarea și pentru a evita funcționările greșite. În plus curba caracteristică a releului diferențial cu frânare oferă mai multă siguranță la defecte externe cu saturarea TC. O caracteristică de acționare cu dublă înclinare crește în plus siguranța TC la saturarea puternică a TC. În figura 2.12 această caracteristică este reprezentată cu linie punctată.

Saturarea TC este numai una din posibilele cauze a funcționării false a releelor diferențiale. În cazul concret al transformatoarelor de putere trifazate alte posibile surse de erori pot fi:

- inegalitatea între rapoartele de transformare ale TC și raportul de transformare a transformatorului de putere;
- raport variabil al transformatorului de putere cauzat de schimbătorul de ploturi;
- defazajul între curenții curenții primari și secundari pentru conexiuni Δ - Y;
- curenții de șoc :de magnetizare la conectarea în gol, restabilirea tensiunii după eliminarea unui defect extern sau conectarea în paralel a transformatoarelor;
- curenți de excitație mari cauzati de supraexcitarea transformatorului.

2.6.4 Curenți de șoc de magnetizare, supraexcitare și saturarea TC

Condițiile de șoc și supraexcitare a unui trafa de putere produc curenți diferențiali falși care pot cauza acționarea eronată a releului. Ambele condiții produc curenții distorsionați din cauză că stransă legătură cu saturația miezului transformatorului. Aceste forme de undă distorsionate oferă informații necesare diferențierii condițiilor de șoc sau supraexcitare de defectele interne. Această diferențiere poate fi îngreunată de alte surse de distorsiune cum ar fi :saturarea TC, un defect cu rezistență neliniară sau condiții de rezonanță ale sistemului.

2.6.4.1 Curenți de șoc

Curentul de șoc de magnetizare trece numai prin înfășurarea de pe partea sursei de alimentare. Valoarea curentului de magnetizare în regim normal este de numai (3-5)% din I_n (curentul nominal). La autotransformatoarele de 200 MVA valoarea curentului de magnetizare nu depășește 1% din I_n . La punerea sub tensiune a transformatorului are loc un șoc al curentului de magnetizare a cărui valoare poate atinge în primul moment (5-8) I_n [14]. Durata curentului de șoc de magnetizare depinde de parametrii transformatorului și ai rețelei putând dura mai multe secunde și crește cu puterea transformatorului.

Curentul de șoc de magnetizare în transformatoarele ia naștere de la orice schimbare bruscă a tensiunii de magnetizare. Cu toate că , de obicei, considerăm că apare la punerea sub tensiune a transformatorului, curentul de șoc de magnetizare, poate avea următoarele cauze [11]:

- întâmplătoare în urma unor defecte externe;
- restabilirea tensiunii după eliminarea unui defect extern;
- schimbarea caracterului defectului de exemplu când un defect fază-pământ evoluează și se transformă în defect bifazat cu pământul);
- ieșirea din sincronism a generatorului conectat.

Ramura de magnetizare care reprezintă miezul, se transformă într-un element șunt în schema echivalentă a transformatorului, curentul de magnetizare tulbură echilibrul între curenții de la bornele transformatorului și de aceea încearcă releul diferențial cu un curent diferențial "fals". Releul trebuie să rămână stabil în timpul condițiilor de șoc. În plus, din punctul de vedere a duratei de viață a transformatorului, declanșarea în condițiile de șoc, este o situație nedorită (întreruperea curentului de natură pur inductivă generează supratensiuni care pot periclita izolația transformatorului și pot fi cauza, indirectă, a defectelor interne).

2.6.4.2 Socuri datorită conectării

Socul de magnetizare la conectarea transformatorului este considerat cel mai sever caz de șoc. Datorită fluxului remanent în miez, la conectare, fluxul are o variație sinusoidală, dar pornind de la fluxul remanent. Fluxul remanent poate avea o valoare de până la 80-90% din fluxul nominal, și de aceea el poate muta variația flux-curent departe de caracteristica normală rezultând valori de vârf mari și puternic distorsionate a curentului de magnetizare (figura 2.13)

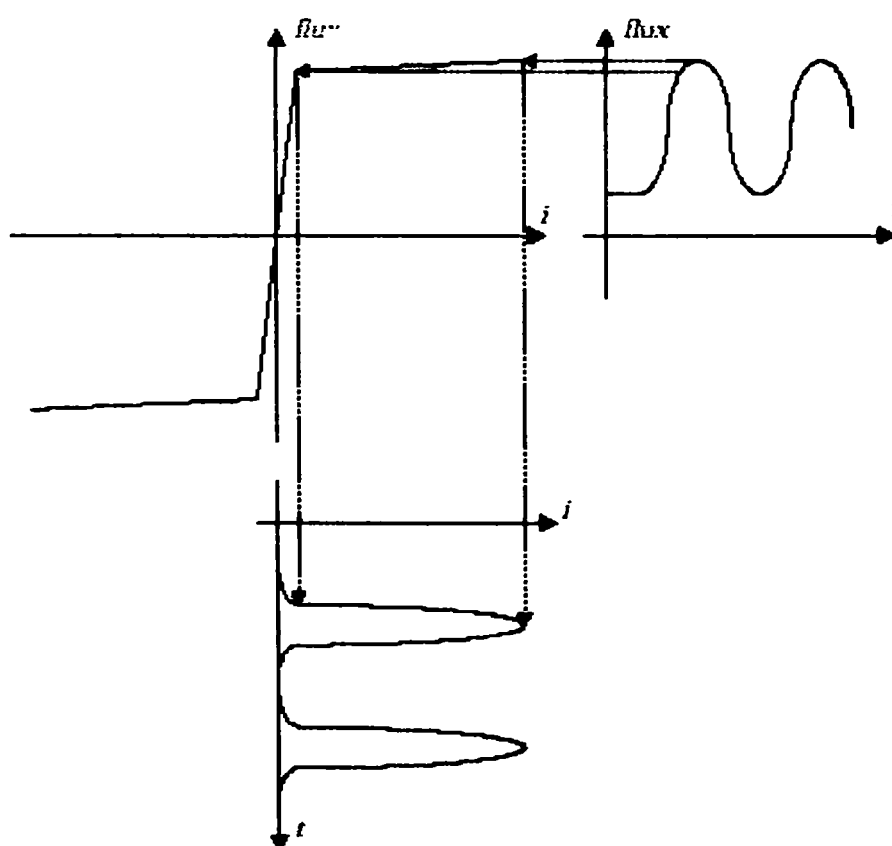


Fig. 2.13 Curentul de șoc de magnetizare

În figura 2.14 se prezintă un curent de șoc tipic. Forma de undă prezintă o mare și de durată componentă de curent continuu, ea este bogată în armonici, presupune diferențe mari de vârf de la început (până la de 30 de ori valoarea nominală), scăzând substanțial după câteva zecimi de secundă, dar dispare numai după mai multe secunde. În anumite situații, mici schimbări ale curentului de excitație au fost observate pe timpul a câteva minute după conectarea transformatorului.

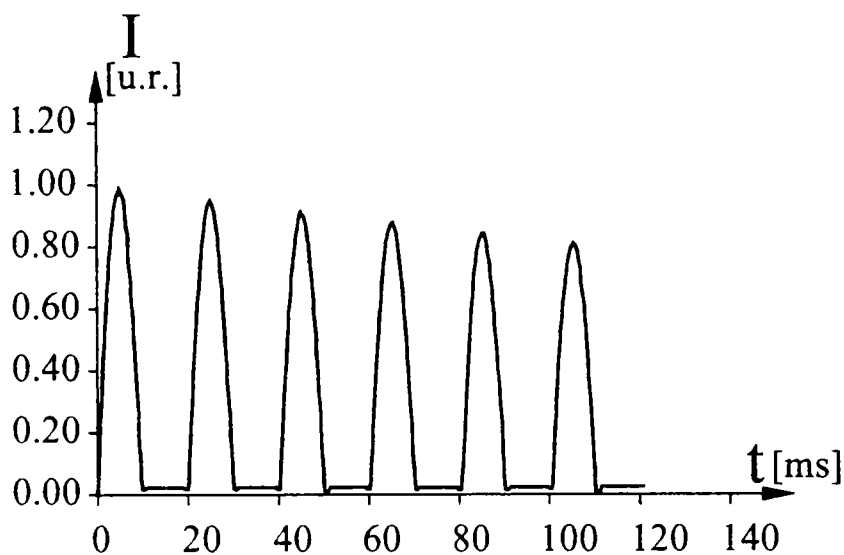


Fig. 2.14 Curent tipic de șoc de magnetizare

Forma, amplitudinea și durata curentului șoc de magnetizare depind de mai mulți factori [11] astfel :

□ Puterea nominală a transformatorului

Valoarea de vârf a curentului șoc de magnetizare este mai mare pentru transformatoarele mici, pe când durata acestui curent este mai mare pentru transformatoarele mari. Constanta de timp pentru scăderea curentului este în domeniul 0,1 s pentru transformatoarele mici (100 kVA și mai mici) și 1 s pentru unitățile mari.

□ Impedanța sistemului la care are loc conectarea transformatorului

Curentul de șoc este mai mare când transformatorul este alimentat de la un sistem puternic. În plus, rezistența totală văzută de sursa echivalentă a ramurii de magnetizare contribuie la limitarea curentului. De aceea, transformatoarele aflate aproape de sursă dau curenți mult mai de durată, decât transformatoarele aflate departe de sursă.

□ Proprietățile magnetice ale miezului

Socul de magnetizare este mult mai sever când densitatea de flux în miez este mai mică. Proiectanții lucrează, uzual, cu densități de flux de la 1,5 la 1,75 T. Transformatoarele care au valori apropiate de ultima valoare, au curenți de șoc mai mici.

□ Remanența în miez

În cele mai nefavorabile condiții dintre faza tensiunii și semnul fluxului remanent (arătat în figura 2.13), flux remanent mai mare dă naștere la curenți de șoc mari.

□ Momentul conectării transformatorului

Cele mai mari valori ale curentului de magnetizare se obțin când transformatorul este conectat la trecerea prin zero a tensiunii înfășurării, și când noul flux are aceeași direcție ca și fluxul remanent în miez. În general, amplitudinea curentului șoc de magnetizare este un factor întâmplător și depinde de punctul de pe unda de tensiune în care întreruptorul închide, și de asemenea de semnul și valoarea fluxului remanent. Se poate aproxima că la fiecare a 5-a sau a 6-a conectare a transformatorului de putere rezultă curenți de magnetizare de valori considerabile.

□ Modul de conectare a transformatorului

Curentul de șoc de magnetizare este influențat de aria secțiunea dintre miez și înfășurarea care este alimentată. Valorile cele mai mari ale curentului de magnetizare sunt observate când înfășurarea interioară (de diametru mai mic) este conectată întâi. Se apreciază că pentru transformatoarele cu miez oțelit orientat, curentul de magnetizare poate atinge $(5-10) \times I_n$ când înfășurarea exterioară este conectată prima și $(10-20) \times I_n$ când înfășurarea interioară este conectată prima. Din considerente de izolație, înfășurarea de tensiune mai mică este, uzual, mai aproape de miez, și de aceea conectarea înfășurării de joasă tensiune generează curenți de șoc de magnetizare mai mari.

2.6.4.3 Conținutul de armonici în curentul de magnetizare

S-a emis o teorie conform căreia conținutul de armonica a curentului de șoc nu este niciodată mai scăzut de 16-17% din fundamentală [10]. Totuși conectarea trafo la tensiuni scăzute poate genera curenți de șoc cu conținut de armonica a 2-a în procentaj de <10% ceea ce va fi explicat mai jos.

Curentul de magnetizare al unui transformator se caracterizează, în general [14], printr-o importantă componentă aperiodică (40-60%) din armonica fundamentală, și printr-o armonica a-2-a pronunțată de (30-70%) din armonica fundamentală, armonica a 3-a reprezentând aproximativ 27%, a patra –a 5%, a cincea 4%, a șasea 3,7%.

Armonica a 3-a și armonicile multiplu de trei se închid prin bobinajele în triunghi ale transformatorului protejat și prin transformatoarele de curent (TC) conectate în triunghi ale protecției diferențiale, încât ele nu circulă prin bobinele releelor și deci nu influențează comportarea protecției. Deci, din armonicile din curentul de șoc rămâne preponderentă armonica a-2-a care poate influența comportarea protecțiilor diferențiale.

Cantitatea armonicii a doua poate să scadă sub 20 %. Conținutul minim de armonică a doua depinde în principal de punctul de înclinare al caracteristicii de magnetizare a miezului. Transformatoarele moderne construite cu materiale magnetice îmbunătățite, având punctul de curbură a caracteristicii de valoare mare și de aceea curenții lor de șoc de magnetizare afișează cantități mai mici de armonica a doua. Din cele prezentate mai sus, armonica a doua constituie principalul criteriu de blocare pentru stabilitatea releelor diferențiale în timpul condițiilor de șoc de magnetizare.

2.6.4.4 Curentul de șoc de magnetizare la transformatoarele trifazate

Curenții de magnetizare mășurați pe faze separate a transformatorului trifazat pot diferi considerabil datorită următoarelor cauze:

- unghiul tensiunii de magnetizare este diferit de la fază la fază;
- la conectarea unui transformator în conexiune delta tensiunea de linie este aplicată ca tensiune de magnetizare;
- curentul de linie, la o fază dată, este suma vectorială a curenților de pe două înfășurări;
- depinzând de tipul miezului și de alte condiții, fenomenul de saturare apare numai pe unele faze.

Ca un rezultat a celor de mai sus, curentul pe o fază dată și prin nul pot fi similare cu modelul din figura 2.13, sau poate deveni distorsionată dar cu variație oscilatorie. În cazul din urmă cantitatea de armonică a doua poate scădea dramatic, creând astfel probleme pentru releele diferențiale. Figura 2.15 prezintă un exemplu de conectare a unui transformator trifazat. Curentul pe fazele R și S are forma tipică de curent de șoc de magnetizare, pe când curentul fazei T are o formă de undă oscilatorie [10].

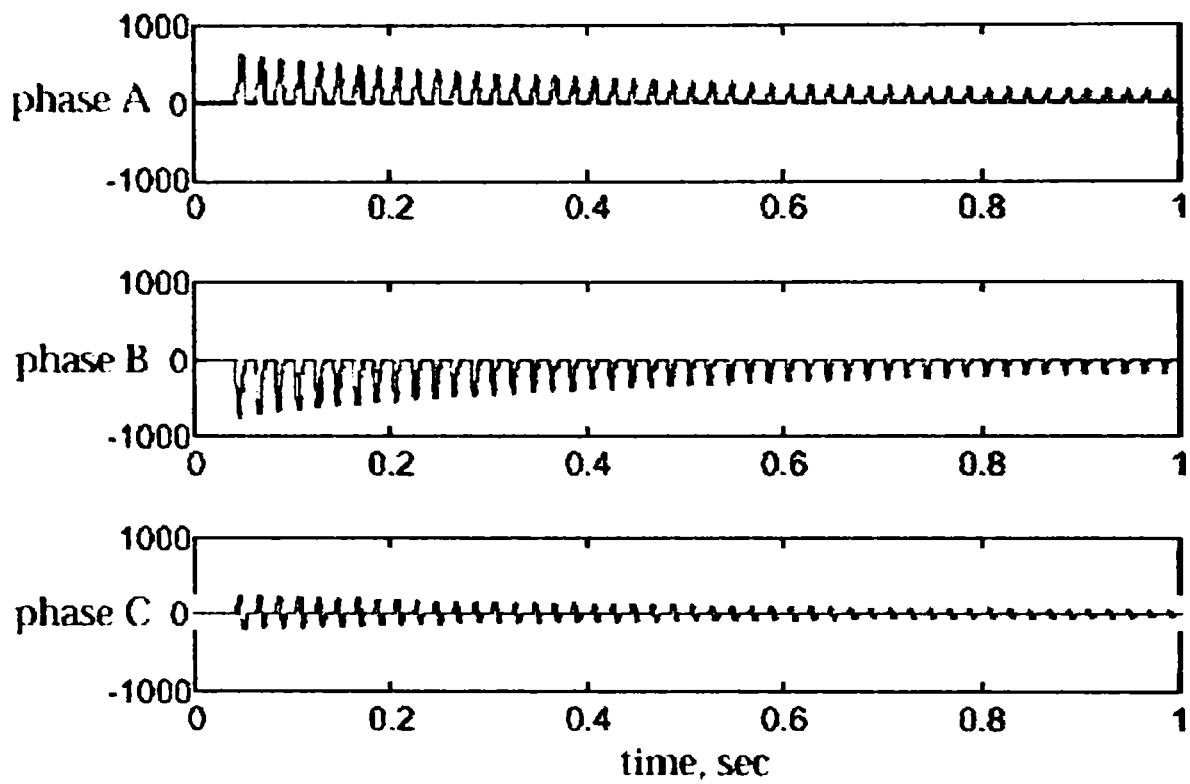


Fig. 2.15 Curenții de șoc la transformator trifazat în conexiunea Yd (alimentare de pe Y)

Prezența componentei aperiodice în curentul de magnetizare tinde să satureze TC, chiar dacă, amplitudinea curentului este scăzută. Când se saturează TC produc distorsiuni în curentul secundar. (vezi Figura 2.16). Datorită saturării TC în timpul șocului de magnetizare, cantitatea de armonică a 2-a poate scădea considerabil.

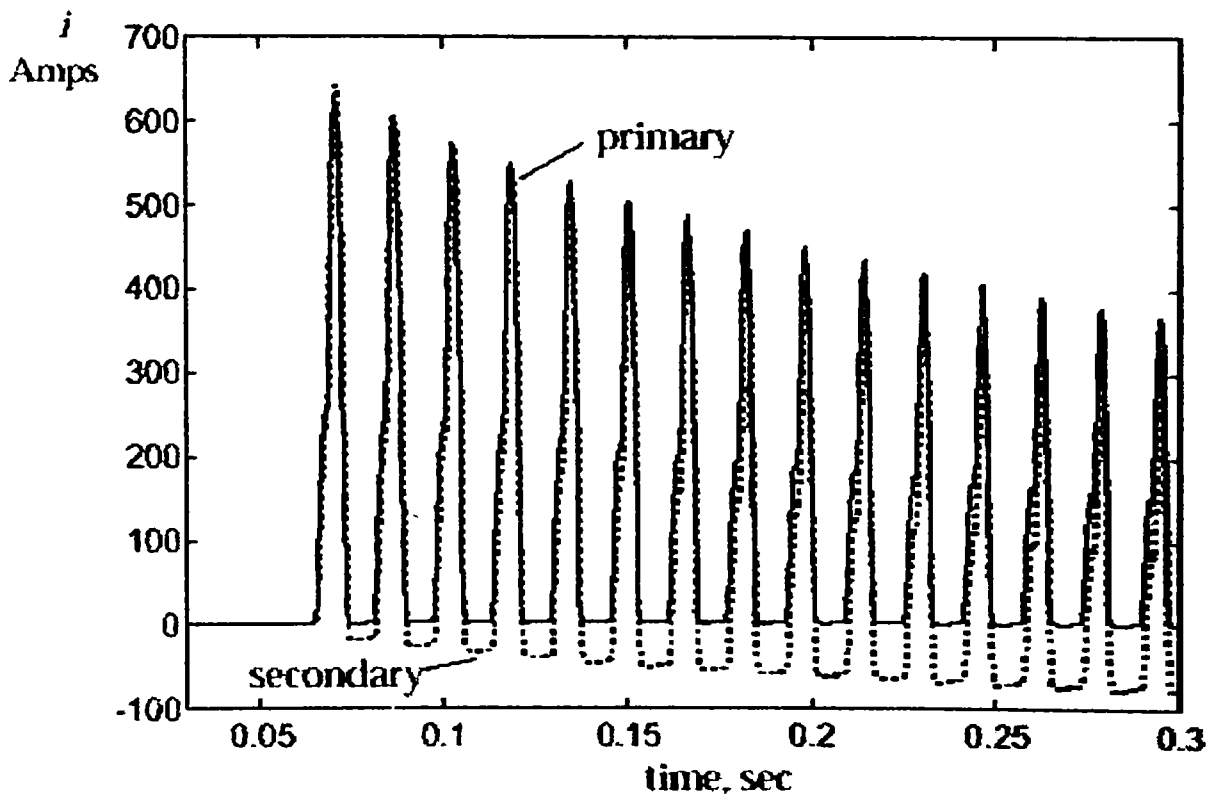


Fig. 2.16 Curenții în condiții de șoc cu saturarea TC

2.6.4.5 Socuri de curent de magnetizare în timpul eliminării defectului

Când un defect exterior este eliminat de o protecție corespunzătoare și de un întrerupător, tensiunea la bornele transformatorului se restabilește la nivelul normal. Acest lucru crează condiții similare cu cele de la conectarea transformatorului. Totuși doi factori fac situația diferită:

- variația tensiunii este, de obicei, mult mai scăzută decât în timpul conectării transformatorului
- normal, compensarea fluxului este nesemnificativă la defectele externe, și de aceea saturarea puternică a miezului nu are loc.

În consecință, amplitudinea șocului de curent de restabilire este, semnificativ, mai mică decât în cazul șocului de la conectare. Forma și profilul armonic a șocului de curent de restabilire este similar cu acela măsurat la conectare.

2.6.4.6 Socul prin influență

Acest fenomen are loc când transformatorul care va fi conectat va fi în paralel cu altul deja conectat. Presupunem, că transformatorul T_2 are un flux remanent pozitiv mare și este conectat în condiții nefavorabile a fazei tensiunii și apare un curent de magnetizare mare și de lungă durată. Scăderea lentă a componentei aperiodice a curentului de magnetizare, produce o cădere de tensiune peste impedanța sursei care poate fi considerabilă și astfel influențează tensiunea pe bara B a stației. Schimbarea tensiunii pe bara B scade saturarea transformatorului T_2 și în consecință va scădea curentul de magnetizare pentru T_2 . Transformatorul T_1 este supus și el la scăderea bruscă a tensiunii pe bara B și poate genera proprii cureni de magnetizare dar în opoziție (Figura 2.17). În consecință șocurile “prin simpatie” pot dura mult mai mult decât la conectarea individuală (de ordinul minutelor).

Pot apărea două probleme în timpul șocului prin influență:

- curentul de șoc în transformatorul alimentat deja (T_1), poate fi semnificativ pentru a cauza probleme protecțiilor transformatorului;

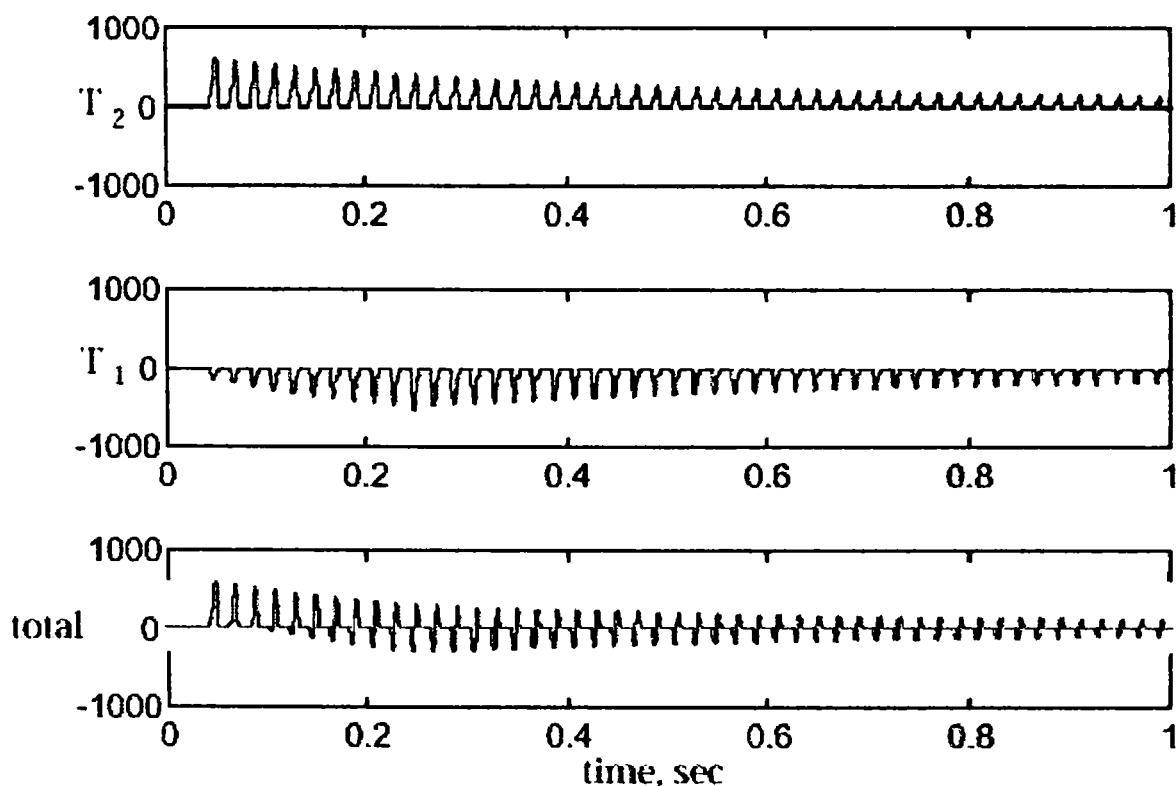


Fig. 2.17 Curenți de șoc prin simpatie

- în cazul în care transformatoarele funcționează în paralel și utilizează un sistem de protecție comun, curentul în latura de alimentare este suma fazorială a celor doi curenți de magnetizare. a urmare problematica șocului de magnetizare afectează similar instalațiile de protecție.

2.6.5 Diferența de fază dintre curenții primari ai protecției și compensarea acesteia

La transformatoarele cu conexiunea Yd curenții I_{pI} și I_{pII} ai celor două înfășurări au unghiuri de fază diferite, între acești curenți primari existând un defazaj de 30° sau un multiplu de 30° . De exemplu pentru un transformator cu conexiunea Yd-11, figura 2.19 diferența de fază între curenți este de 30° de grade capacitiv, sau 330° inductiv. Dacă considerăm cei doi curenți primari I_{pI} și I_{pII} egali, în secundar apare un curent de dezechilibru dat de relația:

$$I_r = |I_{sI} - I_{sII}| = 2 * I_{sI} * \sin 15^\circ \quad (2.20)$$

care poate avea ca efect acționarea eronată a protecției.

Este necesară compensarea, în secundar, a defazajului între curenții primari astfel încât curenții secundari să fie în fază. Compensarea se poate face conectând secundarele celor două TC în mod diferit: pe partea în stea a transformatorului protejat se conectează în triunghi, iar pe partea în triunghi a transformatorului de forță TC se conectează în stea. Dacă ținem cont de conexiunea în Δ a TC care face ca prin conductoarele circuitului diferențial spre releu să circule un curent de $\sqrt{3}$ ori mai mare decât curentul prin secundarele TC, raportul lor de transformare trebuie ales respectând relația următoare:

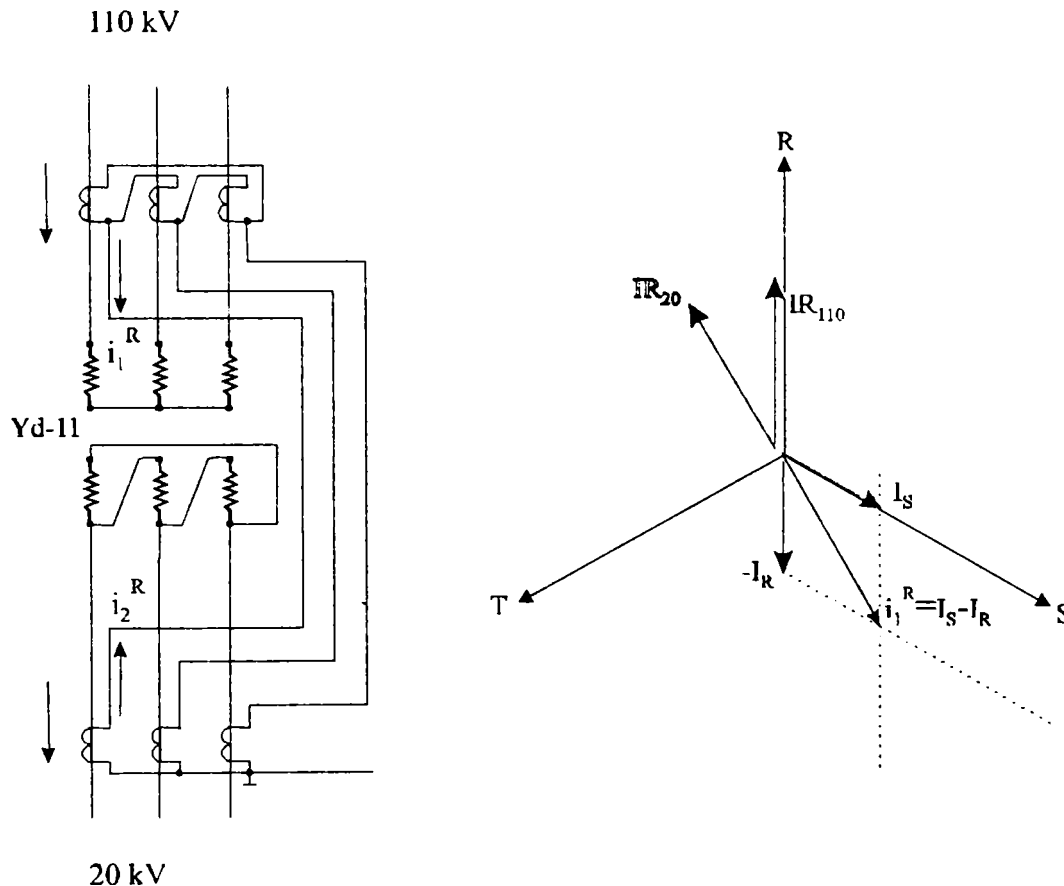


Fig. 2.18 Compensarea diferenței de unghi pentru un transformator trifazat în conexiunea Yd-11

$$n_{TC} = \frac{I_{pstea}}{I_s} * K_{sch} = \frac{I_{pstea}}{I_s} * \sqrt{3} \quad (2.21)$$

unde:

$K_{sch} = \sqrt{3}$ este coeficientul de schemă, care se definește ca raportul dintre curentul prin bobina releului și curentul secundar TC. Pentru cazul conectării în stea rezultă $K_{sch} = 1$.

I_s – curentul nominal secundar al TC;

I_{pstea} – curentul primar pe partea stelei transformatorului protejat.

2.6.6 Inegalitatea curenților secundari și egalizarea lor

Cu toate că raportul de transformare al transformatorului de curent se alege în funcție de curenții nominali ai transformatorului de forță, în aproape toate situațiile curenții din circuitul secundar al protecției diferențiale nu sunt egali, din cauza nepotrivirii între curenții nominali transformatorului de forță și cei ai transformatorului de curent, care respectă niște valori standardizate, și a modificării curentului secundar de către conexiunea în triunghi. Condiția de funcționare a PDL este egalitatea curenților secundari, în regim normal al transformatorului, astfel:

$$I_{s1} = \frac{I_{p1}}{n_{TC1}} = I_{s2} = \frac{I_{p2}}{n_{TC2}} \quad (2.22)$$

în același timp:

$$\frac{I_{p2}}{I_{p1}} = N_T \quad (2.23)$$

unde: N_T este raportul de transformare al transformatorului protejat. Atunci ar trebui să existe relația:

$$\frac{n_{TC2}}{n_{TC1}} = N_T \quad (2.24)$$

Acest lucru este deosebit de greu de asigurat întodeauna.

Dacă între curenții secundari rezultanți în circuitele protecției diferențiale există o diferență mai mare decât 5 % din valoarea lor, trebuie folosite mijloace auxiliare de egalizare.

Se practică în acest scop : compensarea pe cale electrică a diferenței curenților prin autotransformatoare sau transformatoare intermediare de egalizare. Un exemplu de egalizare în figura 2.19.

Pentru un transformator $S_n=25\text{MVA}$, $k_{i1}=150/5$ A, $k_{i2}=800/5$ A, $K_I = 4.37/5.46$, $I_1=131,2$ A, $I_2=656$ A, $i_1=4.37$ A, $i_2 = 5.46$. Curentul diferențial este zero, iar în cazul unui defect exterior este aproximativ zero.

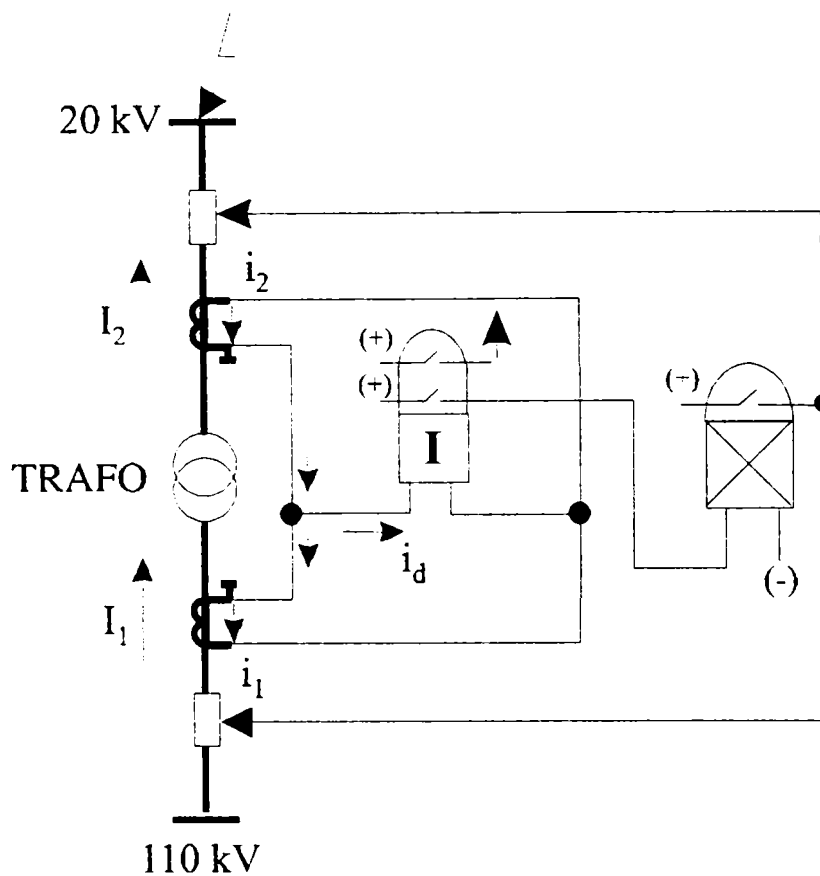


Fig. 2.19 Schema PDL cu egalizarea curenților secundari pentru transformator 25MVA

2.6.7 Compensarea curenților de dezechilibru

Apariția curenților de dezechilibru se datorează, în principal, diferenței între caracteristicile de magnetizare a TC care alimentează relele protecției [14]. În cazul concret al transformatorului acest I_{dez} crește datorită următoarelor cauze:

- existenței în transformatorul de forță a unui curent de magnetizare care determină în releu un curent de dezechilibru: $I_{dez.mT}$;
- erorii de egalizare a curenților secundari care dau curentul de dezechilibru $I_{dez.e}$;
- existenței reglajului raportului de transformare al transformatorului de forță, care modifică valoarea curenților secundari, $I_{dez.r}$.

Curentul total de dezechilibru va fi:

$$I_{dez} = I_{dez.tot.TC} + I_{dez.mT} + I_{dez.e} + I_{dez.r} \quad (2.25)$$

În general $I_{dez.mT} \cong 0$ deoarece curenții de magnetizare ai transformatorului de forță nu depășesc (3-5)% din curentul nominal. Influența curenților de dezechilibru apare la scurtcircuitele exterioare. Desensibilizarea protecției diferențiale față de curenții de dezechilibru se poate realiza reglând protecția cu $I_{pr} > I_{dez}$, iar relele de curent se leagă direct în circuitul diferențial. Această soluție stă la baza protecției diferențiale cu tăiere de curent. Dezavantajul acestei soluții este sensibilitatea redusă, deoarece curenții de dezechilibru ai transformatoarelor sunt mai mari decât ai altor instalații.

Desensibilizarea protecției se face prin utilizarea transformatoarelor cu saturație rapidă (TSR) și a releelor cu bobine de frânare.

Relee care utilizează acest principiu sunt: RNT (Rusia) și RDS-2, RDS-3, RDS-3a (România).

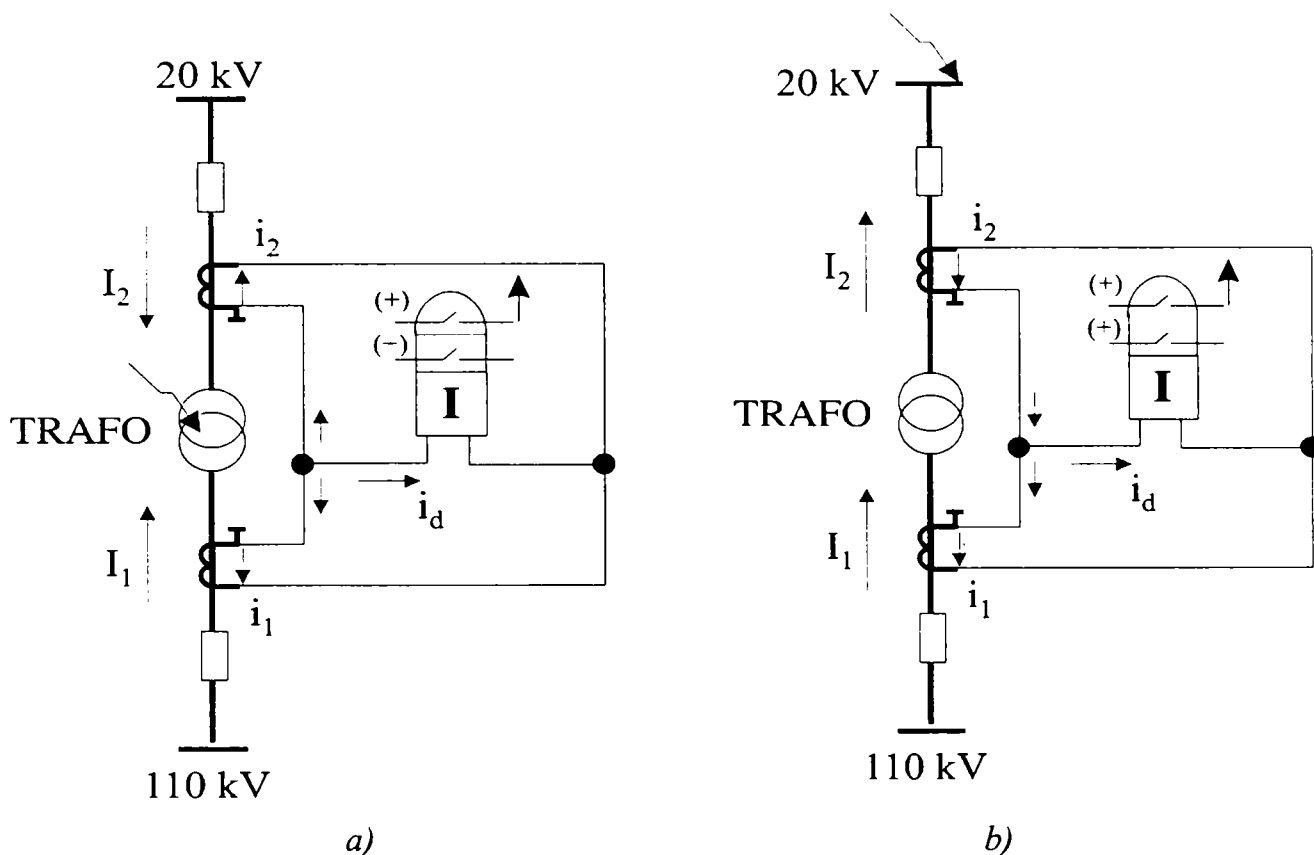


Fig. 2.20 Circulația curenilor: a- scurtcircuit interior; b- scurtcircuit exterior

În cazul scurtcircuitului interior releul diferențial, în general, primește următoarele informații:

$$\begin{aligned} |\underline{I}_d| &= |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| = I_{sc} \\ |\underline{I}_f| &= |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2| = I_{sc} \end{aligned} \quad (2.26)$$

și va acționa conform caracteristicii din figura 2.13.

În cazul scurtcircuitului exterior releul primește următoarele informații:

$$\begin{aligned} |\underline{I}_d| &= |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| \cong 0 \\ |\underline{I}_f| &= |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2| = 2 * I_{sc} \end{aligned} \quad (2.27)$$

și releul va fi blocat conform caracteristicii din figura 2.13.

2.6.8 Particularitățile protecției autotransformatoarelor

Deoarece defectele și regimurile anormale din autotransformatoare sunt similare cu cele din transformatoare, protecțiile AT se realizează conform aceluiași principii. Apar niște particularități datorită construcției specifice a AT și a porțiunii comune a înfășurării [14]:

- neutrul AT fiind legat electric atât la rețeaua de m.t., protecția împotriva scurtcircuitelor monofazate trebuie realizată separat;
- la AT coborâtoare cu alimentare din rețeaua de î.t. protecția împotriva suprasarcinii se realizează pe ambele părți;
- șocul de curent de magnetizare față de care trebuie sensibilizată protecția diferențială este mai mic la AT decât la transformatoare, datorită dimensiunii mai mici ale miezului.

În Anexa 7 este prezentat curentul de magnetizare la conectarea AT 1 - 200 MVA din stația 400/220/110 kV Sibiu Sud. În Anexa 8 este prezentat curentul de magnetizare în intervalul (0-500) ms, iar în Anexa 9 este prezentat curentul de magnetizare la ≈ 2500 ms.

2.6.9 Metode pentru diferențierea defectelor interne față de condițiile de șoc și supraexcitare

Primele modele de relele diferențiale utilizau o temporizare (0,5 – 1) s, soluție în detrimentul rapidității, din care cauză, practic, s-a renunțat la această metodă. O altă soluție prevede o temporară desensibilizare a releului, care constă în reglarea RC la un curent de pornire $I_{pp} = (3-4) \cdot I_n$ (protecție numită cu tăiere de curent) pentru a evita curentul de șoc.

Alte metode au fost:

- desensibilizarea protecției cu transformatoare cu saturație rapidă, care folosesc proprietatea TSR de a nu lăsa să treacă în secundarul lor, decât în măsură foarte mică, componenta aperiodică, care reprezintă cea mai mare parte a curentului de magnetizare;
- alte modele foloseau un semnal aditional de tensiune pentru frânarea sau blocarea releului. Acestea au dus la creșterea vitezei de acționare și a complexității releelor.

Metodele de discriminare, mai moderne bazate pe curent se împart în două categorii:

- cele care folosesc armonicile pentru frânare sau blocare;
- bazate pe identificarea formelor de undă.

2.6.9.1 Metode bazate pe armonică

Conținutul de armonici al curentului diferențial poate fi folosit pentru a frâna sau bloca releul, generând metode de lucru. Aceste metode constituie calea clasică de blocare a declanșării în timpul șocului de magnetizare. În general, nivelul scăzut de armonici validează declanșarea, iar un nivel crescut de armonici blochează declanșarea.

Relele diferențiale cu frânare pe armonici, inițiale, foloseau toate armonicile pentru a furniza funcția de frânare. Această frânare oferea siguranță la condiții de șoc, în detrimentul vitezei de acționare în cazul defectelor interne cu saturația TC pentru defecte interne.

$$D_p = I_{Ca} < \Delta \cdot I_{Cd} \quad (2.28)$$

unde:

D_p – semnifică declanșarea permisă;

I_{Ca} – semnalul compus armonic;

I_{Cd} – semnalul compus diferențial;

Δ - treapta reglată. Altfel spus, din relația 2.28, rezultă că declanșarea este permisă dacă raportul dintre semnalul armonic compus și semnalul diferențial compus depășește un anumit prag, Δ , setat.

Una din metodele clasice de abordare este utilizarea amplitudinii armonicii a 2-a din curentul diferențial, de pe o fază, care constituie, semnalul combinat de armonici, iar amplitudinea componentei fundamentale din curentul diferențial pe aceeași fază, constituie semnalul combinat diferențial:

$$I_{Ca} = I_{d2 \text{ faza}} \quad (2.29)$$

$$I_{Cd} = I_{d1 \text{ faza}}$$

O altă aproximare utilizează valoarea efectivă pentru curentul combinat diferențial:

$$I_{Cd} = I_{deffaza} \quad (2.30)$$

Setarea Δ poate lua valori în jurul a 15-20% după [11].

În blocarea armonică, în general, indiferent de metoda de compunere a semnalelor combinate armonice, sau diferențiale, apar anumite limitări:

- estimarea componentei armonice (uzual armonică a 2-a) are nevoie de un anumit interval de timp pentru o corectă estimare a amplitudinii;

- la transformatoarele mai moderne conținutul în armonici înalte poate scădea sub 10% (armonica a 2-a sub 7%). Acest lucru ar duce la micșorarea treptei Δ , ceea ce poate duce, la temporizări sau nefuncționări ale releului datorită armonicilor din curentul diferențial în timpul defectelor interne acompaniate de saturarea TC ;
- conținutul de armonica a 2-a poate scădea temporar, pentru câteva perioade, sub 20%, datorită regimului tranzitoriu.

Din experiența acumulată a rezultat faptul că blocarea armonică trifazată este mult mai sigură. Blocarea cumulativă definește curenții din relația 2.28 ca sume de cantități pentru toate cele trei faze.

2.6.9.2 Metode de recunoaștere a formei de undă

Alte metode de diferențiere a defectelor interne de condițiile de șoc sunt bazate pe recunoașterea directă a formei de undă distorsionată din curentul diferențial. Identificarea intervalelor de separare din curentul de vârf diferențial reprezintă o grupa mare din metodele de recunoaștere [10]. O variantă propunea un releu diferențial procentual inițial, în care contactele vibrează pentru curenți de șoc (din cauza intervalelor de curenți mici) și rămân ferm închise pentru curenții simetrici corespunzând defectelor interne. Un alt pas l-a constituit blocarea funcționării releului dacă vârfuri succesive din curentul diferențial scad timp de aproximativ 7,5-10 ms.

Un alt principiu, recunoaște lungimea intervalelor în care curentul diferențial este aproape zero [8]. Figura 2.21 descrie conceptul care are la bază această metodă de detecție a curenților scăzuți.

Curentul diferențial este comparat cu treapta pozitivă și negativă care au aceeași amplitudine. Această comparație ajută la determinarea duratei intervalului în timpul căruia valoarea absolută a curentului este mai mic decât valoarea absolută a treptei. Intervalele de timp sunt apoi comparate electronic cu treapta de valoare egală cu un sfert de ciclu. Pentru curenții de șoc (vezi figura 2.21a) intervalele de curenți mici, T_A , sunt mai mari decât un sfert de ciclu, și releul este blocat. Pentru defecte interne (vezi figura 2.21b) intervalele de curenți mici, t_B , sunt mai mici de un sfert de ciclu, și releul funcționează.

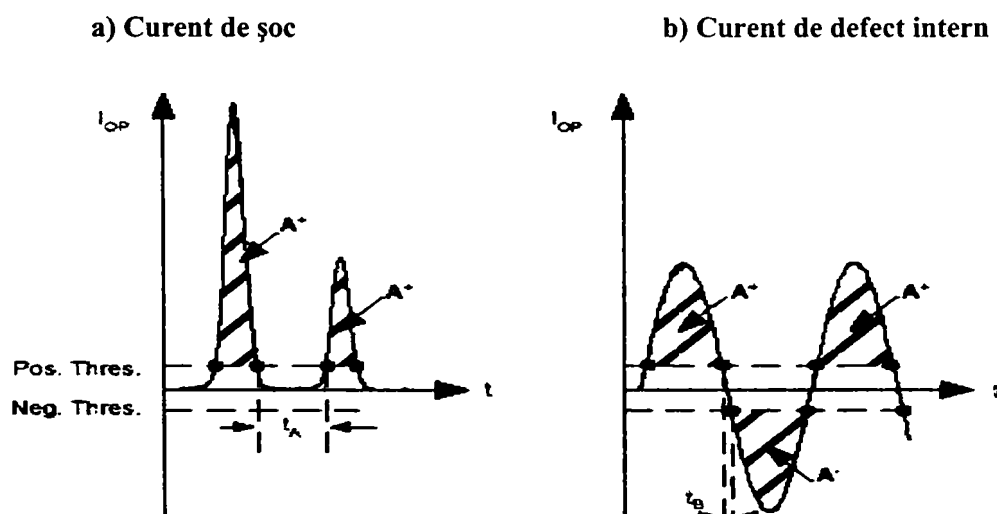


Fig. 2.21 Blocarea bazată pe recunoașterea intervalelor de timp cu curenți de valoare scăzută

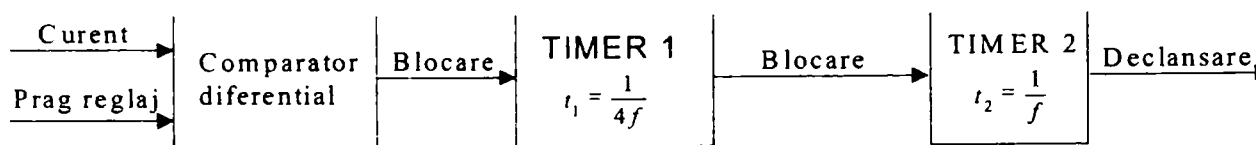


Fig. 2.22 Schema de principiu pentru depistarea intervalelor cu curenți de valoare scăzută

O schemă de principiu pentru depistarea intervalelor cu curenți de valoare scăzută este prezentată în figura 2.22. Durata minimă a porțiunii cu curent zero, este teoretic un sfert din perioada semnalului și poate fi sesizată cu un simplu circuit de cronometrare T1, reglat la $\frac{1}{4} \cdot f$ secunde. Circuitul timer T1 produce un semnal la ieșire numai dacă valoarea curentului este zero pentru un interval mai mare decât $\frac{1}{4} \cdot f$ secunde. Circuitul este resetat atunci când valoarea momentană a intensității curentului depășesc un prag dat, reglabil. Circuitul timer T2 are rolul de a evita acționarea în cazul în care curentul este zero sau foarte mic. Deoarece intervalul de timp în care valoarea curentului este zero, apare spre sfârșitul perioadei semnalului. T2 este reglat la o temporizare de $1/f$ secunde.

Utilizarea componentelor corectate a curentului diferential furnizează o indirectă cale de identificare a prezenței intervalelor de curenți mici. S-a propus compararea armonicii a doua din curenții corecți cu o treaptă dată pentru generarea semnalului de declanșare. Un alt salt l-a realizat emiterea unui semnal de declanșare dacă polaritatea semnalului însumat rămâne neschimbată. Acest semnal este suma componentelor continue și fundamentală, amplificate, din curentul diferential corectat.

2.6.9.3 Alte metode

După [11] alte metode de discriminare sunt:

□ Metodele după model

Această familie de abordare rezolvă on-line modelul matematic a arborelui de defect al transformatorului. Fiecare parametru al modelului este calculat presupunând semnalele măsurate, sau anumite fracțiuni a variabilelor terminalului sunt calculate pe baza tuturor semnalelor rămase, și apoi comparate cu duplicatele măsurate. În primul caz, valorile parametrilor calculați diferențiază defectele interne de alte deranjamente (inclusiv șoc de magnetizare). În al doilea caz, diferența între semnalele calculate și măsurate validează releul pentru a efectua clasificarea. Dezavantaj: această abordare necesită tensiunile și curenții de la toate bornele.

□ Metoda puterii diferențiale

Un alt principiu utilizează puterea activă diferențială pentru a distinge defectele interne de alte condiții (inclusiv șoc de magnetizare). În loc de curenții diferențiali, puterea diferențială este calculată și monitorizată. Semnalul de funcționare este diferența între puterea instantanee de la toate bornele transformatorului. Dezavantaj: această abordare necesită măsurarea tensiunilor la toate bornele, dar răspunde prin evitarea compensării de unghi (vector group) (deplasarea unghiulară între curent și tensiunile pe diferite înfășurări) și compensarea raportului. Dependabilitatea acestei metode poate spori în plus prin compensarea pierderilor de putere activă în cupru și fier.

□ Blocarea bazată pe flux

Acest algoritm diferențiază defectele interne de condițiile de șoc și supraexcitare bazându-se pe calculul on-line a fluxului în miez.

Avantaj: Această abordare leagă cauza problemei (saturarea miezului ca o sursă de dezechilibru a curentului) de fenomenul utilizat pentru recunoaștere (fluxul în miez).

2.7 Protecția termică în terminalele numerice din SEN

2.7.1 Protecția termică în 7UT512

Protecția la suprasarcină protejează obiectele în cauză de pagube provocate de încălzirea la suprasarcină. Pentru 7UT512, sunt disponibile două funcții de protecție la suprasarcină, fiecare poate fi aplicată pe oricare dintre bornele obiectului protejat [34].

La terminalul de protecție 7UT512, fiecare protecție la suprasarcină poate funcționa pe partea de înaltă sau pe partea de joasă tensiune a unui transformator de putere sau pe partea de borne sau pe legătura la neutru în cazul generatoarelor și motoarelor sau pe oricare terminal al unui punct de ramificație cu două terminale.

Unitatea de protecție calculează creșterea temperaturii în acord cu un model termic numit "corp unic" după următoarea ecuație diferențială:

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{1}{\tau} \cdot \Theta = \frac{1}{\tau} \cdot I^2 \quad (2.31)$$

unde Θ - creșterea actuală a temperaturii raportată la creșterea temperatura finală pentru curentul maxim permisibil $k \cdot I_N$

τ - constantă termică de timp pentru încălzirea înfășurării

I - curentul actual prin înfășurare (valori relative) referit la curentul maxim permisibil

$$I_{\max} = k \cdot I_N .$$

Creșterea de temperatură este calculată pentru fiecare curent de fază. Se poate alege în a se prelua pentru evaluare temperatura cea mai mare de pe una dintre faze sau să se preia media aritmetică a temperaturilor celor trei faze.

Când creșterea de temperatură atinge primul prag, se dă o alarmă de avertizare pentru a reduce sarcina cât mai devreme posibil. Dacă este atins al doilea prag de temperatură, obiectul protejat poate fi deconectat de la rețea. Este disponibilă și o treaptă de avertizare.

Curentul maxim termic permisibil în mod continuu I_{\max} este descris ca un multiplu al curentului I_N :

$$I_{\max} = k \cdot I_N \quad (2.51)$$

Pentru protecția la suprasarcină, I_N este curentul nominal al echipamentului protejat. Pentru transformatoare de putere, I_N este curentul nominal al înfășurării protejate. În cazul generatoarelor și motoarelor, I_N este curentul nominal al mașinii. În cazul punctelor de ramificație, I_N este curentul nominal al ramurii punctului.

În legătură cu valoarea lui k , constanta de timp τ la fel ca și creșterea de temperatură de alarmă Θ_{alarm} trebuie introduse în unitatea de protecție.

2.7.2 Protecția termică la P631

Pentru fiecare din cele două funcții THRM 1 și THRM 2 pot fi selectate capătul înfășurării transformatorului protejat, intrarea de măsură pentru achiziția temperaturii și caracteristicile de acționare. Selectarea opțiunilor pentru capătul protejat al înfășurării transformatorului cuprinde respectiv capetele înfășurărilor a și b (pentru P631 și P632), capetele înfășurărilor a , b și c (pentru P633) sau capetele înfășurărilor a , b , c și d (pentru P634) [35].

Curentul maxim de fază $I_{P,max,y}$ a capătului selectat al înfășurării transformatorului servește pentru a urmări o imagine termică de primă aproximare în concordanță cu [58]. Parametrii următori vor determina timpul de acționare:

- Constanta termică de timp fixată τ a obiectului protejat THRM1: Tim.const.1,>|b| PSx
- Nivelul de acționare setat Θ_{trip} la THRM1: Θ_{trip} PSx
- Sarcina termică acumulată Θ_p
- Temperatura măsurată reactualizată a agentului de răcire Θ_c pentru obiectul protejat
- Temperatura agentului de răcire maxim permisă $\Theta_{c,max}$.

Fixată la THRM1: Max. cool. Temp. PSx

- Temperatura maximă permisă a obiectului Θ_{max} .

Temperatura obiectului este calculată din curentul $I_{P,max,y}$. Temperatura agentului de răcire este fie măsurată prin intrarea PT 100 sau prin intrarea de 20 mA sau se folosește în loc o valoare inițială de temperatură.

Caracteristicile de acționare sunt definite de ecuația:

$$t = \tau \cdot \ln \frac{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^2 - \Theta_p}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^2 - \Theta_{trip} \cdot \left(1 - \frac{\Theta_c - \Theta_{c,max}}{\Theta_{max} - \Theta_{c,max}}\right)} \quad (2.52)$$

Figura 2.31 arată caracteristicile pentru $\Theta_p = 0\%$ și cu setări identice pentru temperatura maximă permisă a agentului de răcire și temperatura maximă permisă a obiectului.

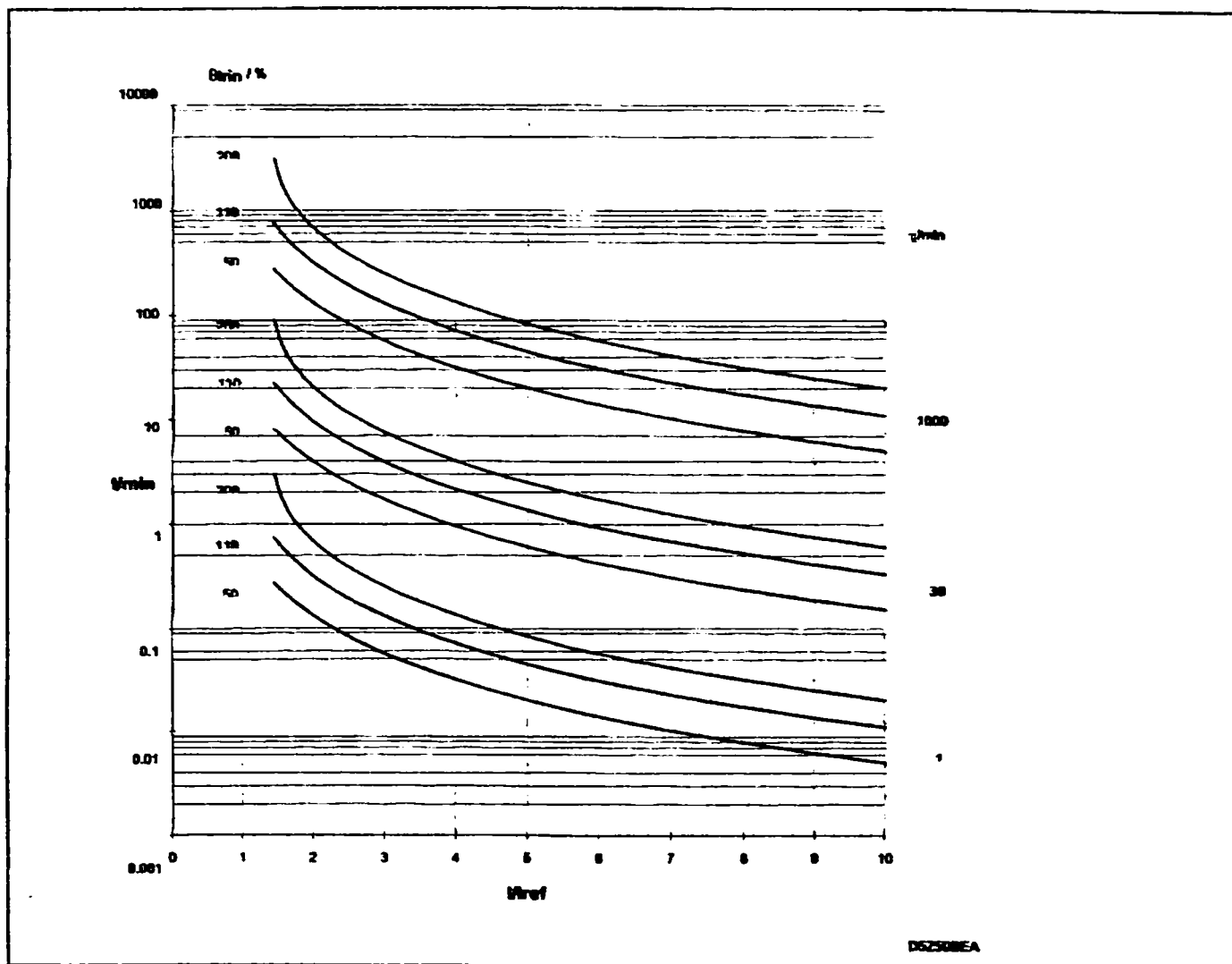


Fig. 2.23 Caracteristica termică la terminalul P 631

2.8 Protecția împotriva supraexcitării transformatoarelor

Fluxul magnetic din miezul transformatorului este direct proporțional cu tensiunea aplicată și invers proporțional cu frecvența sistemului. Condițiile de supratensiune și/ sau frecvență scăzută pot produce nivele de flux care saturează miezul. Aceste condiții de funcționare anormale pot exista în oricare parte a sistemului energetic, astfel că oricare transformator este supus supraexcitării.

Supraexcitarea produce încălziri ale transformatorului și creșterea curentului de excitație, a zgomotului și a vibrațiilor. Pentru că este dificil a controla prin PDL nivelul supraexcitării tolerate de transformator, declanșarea trafo prin diferențiala pentru o supraexcitație nu este de dorit. Folosirea unei protecții separate pentru supraexcitarea transformatorului va elimina riscul declanșării intempestive a PDL. O soluție este folosirea unui releu V/Hz care controlează raportul tensiune/ frecvență. Supraexcitarea unui transformator de putere este un caz tipic de saturare a miezului ceea ce produce armonici impare în curentul de excitație. Figura 2.24 arată curentul de excitație care corespunde unei supratensiuni de 150% la frecvența nominală [10].

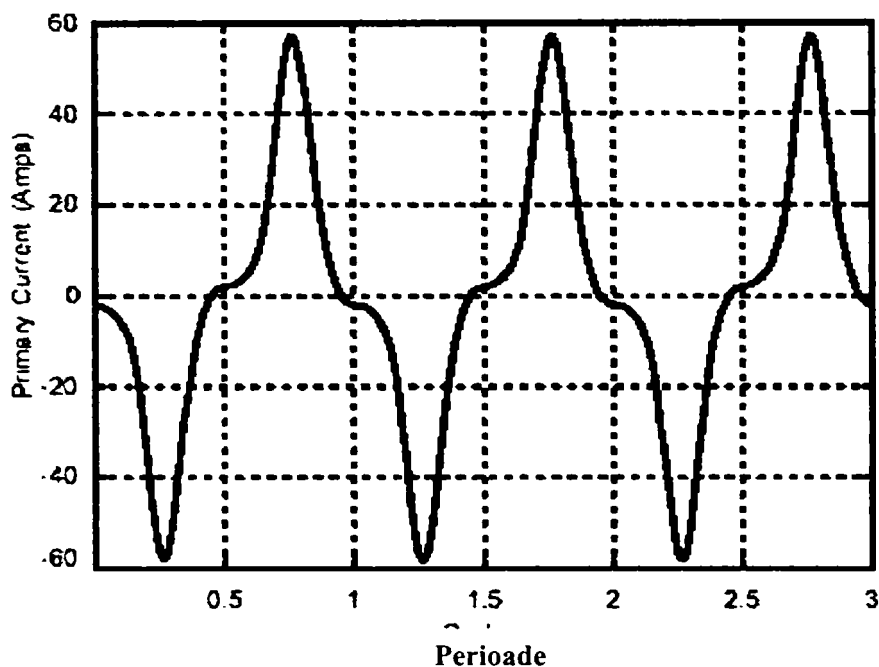


Fig. 2.24 Curentul de magnetizare la supraexcitație

Curentul pe durata supraexcitării conține armonică a cincia într-o proporție însemnată așa cum arată și fig.2.25 unde :

I_1 – curentul la frecvență fundamentală

I_m – curentul de magnetizare total

I_n – curentul nominal

I_5 – curentul de armonică a 5-a.

Acest lucru este utilizat în protecția modernă a transformatoarelor pentru a stabili transformatorul împotriva funcționării nedorite pe durata acestui tip de deranjament.

Protecția la suprasarcină trebuie să fie conectată pe înfășurarea transformatorului cu număr fix de spire. Dacă transformatorul este echipat cu comutator de ploturi, protecția la supraexcitație trebuie să fie conectată pe partea fără comutator de ploturi. Pe partea cu comutatorul de ploturi pot apărea diferențe de tensiune în funcție de poziția plotului, situație neplăcută pentru protecția la supraexcitație [134].

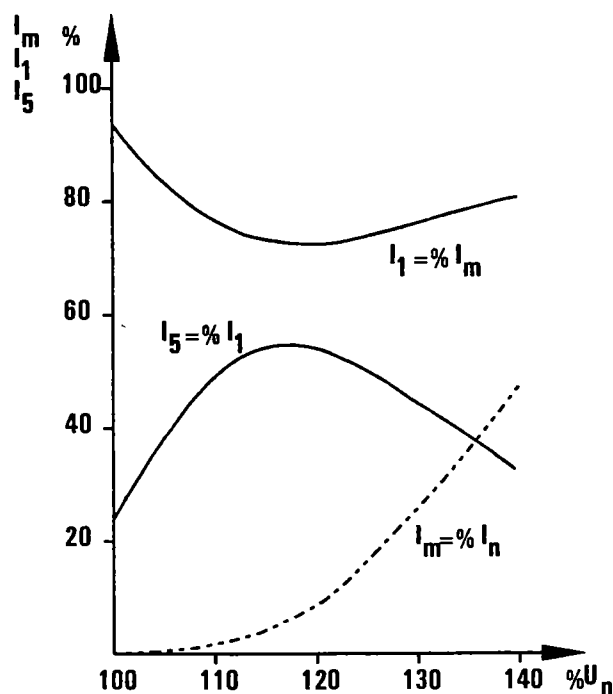


Fig. 2.25 Curentul de magnetizare la supraexcitație

2.9 Protecția restrictivă împotriva defectelor cu pământul (REF)

Pentru sistemele cu neutrul legat direct la pământ protecția împotriva defectelor cu pământul este de obicei prevăzută pentru a completa protecțiile diferențiale normale. Avantajul acestei protecții este sensibilitatea ridicată care poate fi (2-8)%. Valoarea sensibilității depinde de curentul de magnetizare a transformatoarelor de curent. Sensibilitatea unui releu diferențial normal este de (20-40)%.

Cerințe de bază pentru protecția homopolară restrictivă sunt :

- detectarea defectelor cu punere la pământ în zona protejată
- stabilitate pe parcursul defectelor de fază și a defectelor interne cu punere la pământ.

Aceste protecții sunt foarte rapide datorită simplității principiului de măsurare și măsurarea numai de pe o singură înfășurare. Releele diferențiale necesită valori procentuale a curentului diferențial și stabilizarea prin armonica a doua a curenților la conectare, fapt care limitează valoarea timpului de acționare.

Conectarea protecției împotriva defectelor cu pământul este prezentată în figura 2.26. Conectarea este prezentată pe ambele nivele de tensiune.

Uzual REF se conectează pe aceeași înfășurare de curent cu protecția diferențială a transformatorului. Acest lucru se face datorită diferențelor dintre principiile lor de funcționare care limitează posibilitatea protecției diferențiale de a detecta defectele cu pământul. Aceste defecte sunt sesizate de REF. Conectarea mixtă este reprezentată în figura 2.26 pe partea de joasă tensiune.

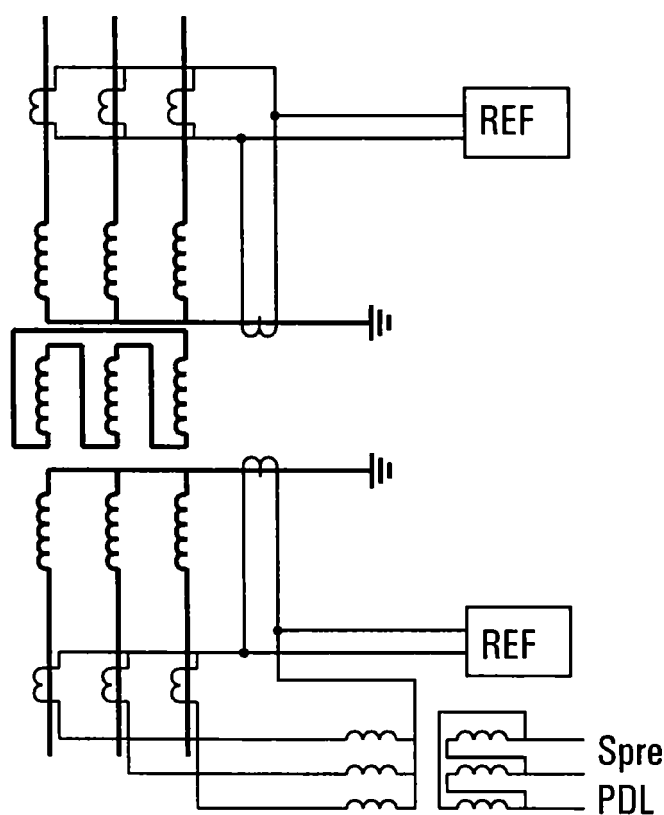


Fig. 2.26 Protecția REF pentru un transformator $Y_0d_{y_0}$

Principiul comun de funcționare a REF este principiul de impedanță mare care este prezentat în figura 2.27.

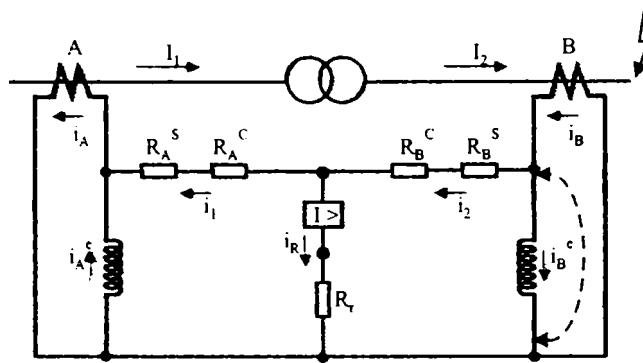


Fig. 2.27 Schema echivalentă la saturarea TC

În schema echivalentă din fig. 2.27 următoarea relație este aplicabilă:

$$I_R \approx \frac{E}{R_B^S + R_B^C + R_r} \Rightarrow I_S = \frac{E}{R_r} \quad (2.53)$$

unde:

- R_A^S (R_B^S) – rezistența înfășurării transformatorului de curent TC_A (TC_B);
- R_A^C (R_B^C) – rezistența circuitului de la bornele TC până la relee;
- R_r - rezistența internă a releului.

Protecției de impedanță mare este utilizată pentru :

- protecția împotriva defectelor de fază și posibil cu punere la pământ pentru generatoare;
- protecția homopolară restrictivă E/ F pentru transformatoare.

Principalul avantaj a protecției de impedanță mare în comparație cu o schemă diferențială normală este stabilitatea mai bună pentru curenți relativ mici ai defectelor interne cu valori între I_n și $5I_n$. Un alt avantaj constă în valoarea curentului de dezechilibru suplimentar care este cu atât mai mic cu cât R_r este mai mare.

Dezavantajele protecției de impedanță mare sunt :

- Tensiune mare pe circuitul de curent pe parcursul defectelor interne
- Trebuie îndeplinite cerințe specifice pentru transformatoarele de curent.

Protecția REF furnizează o impedanță mare în calea curentului. Curentul va circula atât în cazul sarcinii normale cât și la defect prin circuitele transformatorului de curent nu prin relee. Pentru un curent de defect unul din transformatoarele de curent poate să ajungă la saturare în timp ce celălalt este în curs de saturare. În acest caz apare o tensiune la bornele releului. Calculul tensiunii de acționare se face pentru cazul cel mai defavorabil cu relația :

$$U_R \geq I_{Fmax} * (R_B^S + R_B^C) \quad (2.54)$$

unde :

I_{Fmax} - curentul de defect maxim secundar.

Tensiunea maximă de acționare trebuie calculată atât pentru circuitul de fază cât și pe circuitul de nul, iar setarea releului trebuie să fie mai mare decât aceasta.

Pentru un defect intern circulația nu este posibilă datorită impedanței mari, iar transformatoarele de curent se vor satura imediat și tensiunea efectivă proporțională cu tensiunea de saturație a TC va apare la bornele releului. Datorită saturării rapide tensiunea la bornele releului poate atinge valori foarte mari. Pentru a preveni scurtcircuitarea un limitator

de tensiune trebuie introdus. Limitatorul de tensiune poate fi fie un descărcător sau un rezistor cu rezistență variabilă.

Sensibilitatea releului este decisă de curentul total din circuit și poate fi calculată astfel :

$$I_p \geq n \cdot (I_R + I_{res} + \sum I_{mag}) \quad (2.54)$$

unde :

n – raportul de transformare a TC

I_R – curentul prin releu

I_{res} – curentul prin limitatorul de tensiune

$\sum I_{mag}$ - suma curenților de magnetizare a tuturor TC din circuit (în mod normal 4).

Se utilizează bineînțeles suma vectorială a curenților. Curentul măsurat trebuie să fie insensibil la componentele aperiodice pentru a permite utilizarea componentei alternative a curentului de defect în calcule.



În cadrul acestui capitol principalele contribuții personale constau din:

- prezentarea unei sinteze privind defectele în transformatoare și repartitia curenților de defect prin înfășurările transformatorului;
- analiza comparativă între principalele protecții ale transformatorului;
- sinteza problematicii PDL la transformatoare;
- analiza protecției de impedanță mare aplicată în cadrul protecțiilor restrictive homopolare.

3 Transformatoare de măsură de curent în protecția transformatoarelor

3.1 Principiul de funcționare

Transformatorul de măsură de curent este compus din (fig.3.1):

- înfășurarea primară w_1 spire parcurse $i_1(t)$;
- înfășurarea secundară w_2 spire parcurse $i_2(t)$;
- miez feromagnetic străbătut de $\varphi(t)$.

$i_1(t)$ - este determinat de circuitul extern în care s-a conectat TC și este independent de regimul de funcționare al TC;

$i_2(t)$ - este curentul indus determinat de $i_1(t)$;

$\varphi(t)$ - este fluxul rezultat produs de solenația rezultantă, deci de suma algebrică a solenațiilor primare și secundare.

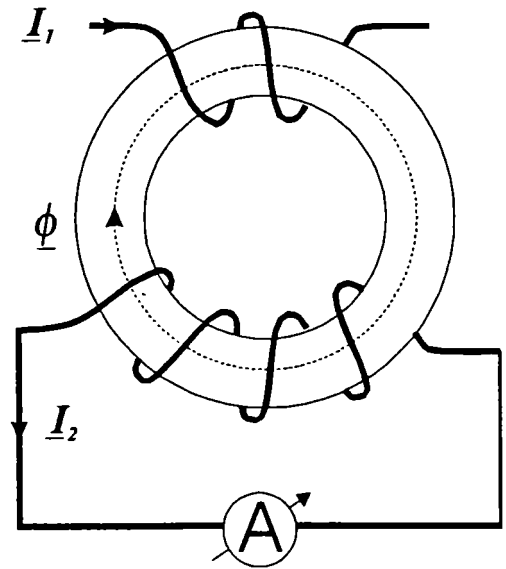


Fig. 3.1 Componenta TC

La funcționarea în regim sinusoidal, $i_1 = \sqrt{2}I_1 \cdot \sin(\omega \cdot t)$, și pentru un punct de funcționare pe porțiunea liniară a caracteristicii de magnetizare $B=f(H)$ (fig. 3.2), legea circuitului magnetic scrisă în complex este :

$$w_1 \cdot \underline{I}_1 - w_2 \cdot \underline{I}_2 = w_1 \cdot \underline{I}_0 = \underline{R}_m \cdot \underline{\Phi} \quad (3.1)$$

unde : $w_1 \underline{I}_0$ este solenația rezultantă raportată la primar ;

\underline{R}_m - reluctanța magnetică complexă a circuitului feromagnetic.

Modulul reluctanței :

$$R_m = \frac{l_m}{\mu_{Fe} \cdot A_{Fe}} = \frac{H \cdot l_m}{B \cdot A_{Fe}} \quad (3.2)$$

cu μ_{Fe} - permeabilitatea miezului magnetic în punctul de funcționare ;

A_{fe} - aria medie a circuitului magnetic ;

l_m - lungimea circuitului magnetic.

Fluxul magnetic rezultat $\varphi(t)$ este de forma :

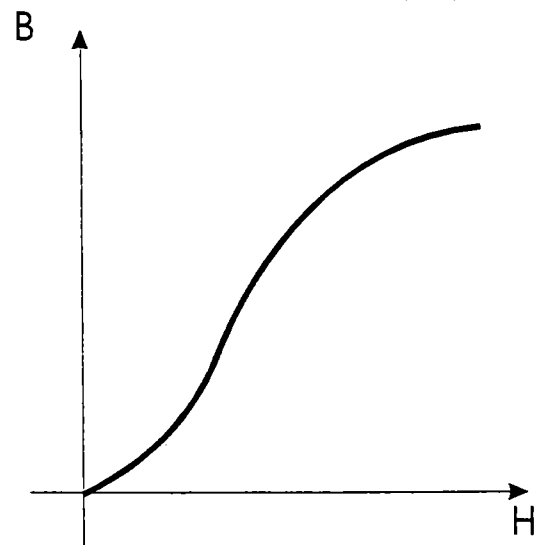


Fig. 3.2 Caracteristica de magnetizare TC

$$\varphi(t) = \Phi_{\max} \cdot \cos(\omega \cdot t) \Rightarrow \Phi_{\max} \cdot e^{-j\frac{\pi}{2}} \quad (3.3)$$

Valoarea efectivă a t.e.m. pe spiră este :

$$E_{sp} = \frac{E_1}{w_1} = \frac{E_2}{w_2} = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} \cdot f \cdot \Phi_{\max} \quad (3.4)$$

și depinde de valoarea Φ_{\max} și frecvența f a curentului primar aplicat.

Schema echivalentă de funcționare a TC este cea din fig. 3.3. In baza acestei scheme se pot scrie ecuațiile :

$$\underline{U}_2 = \underline{E}_2 - \underline{I}_2 \cdot (R_2 + jX_2) \quad (3.5)$$

$$\underline{U}_2 = \underline{I}_2 \cdot (R_s + jX_s) \quad (3.6)$$

de unde se deduce :

$$\underline{E}_2 = \underline{I}_2 \cdot [R_2 + R_s + j \cdot (X_2 + X_s)] \quad (3.7)$$

și notând : $\underline{Z}_2 = R_2 + R_s + j \cdot (X_2 + X_s)$ se poate calcula :

$$|\underline{Z}_2| = \sqrt{(R_2 + R_s)^2 + (X_2 + X_s)^2} \quad (3.8)$$

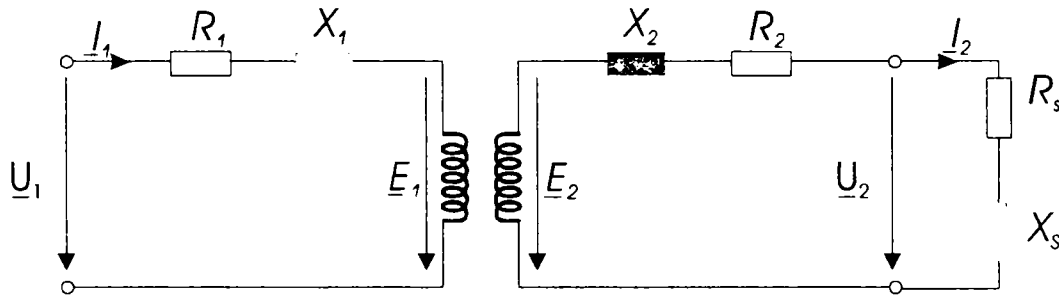


Fig. 3.3 Schema echivalentă a TC

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{X_2 + X_s}{R_2 + R_s} \quad (3.9)$$

Construcția diagramei fazoriale a TC pornește de la \underline{I}_2 pe axa reală (fig. 3.4). Se construiește $w_2 \underline{I}_2$, apoi $\underline{I}_2 (R_2 + R_s)$ în fază și $\underline{I}_2 (X_2 + X_s)$ în cuadratură. Se obține astfel \underline{E}_2 în baza relației (3.7). Fluxul $\underline{\Phi}$ este defazat cu 90° inductiv față de \underline{E}_2 . Inducția maximă :

$$B_{\max} = \frac{\Phi_{\max}}{A_{Fe}} \quad (3.10)$$

iar din curba de magnetizare $\Rightarrow H$ corespunzător. Solenația de magnetizare se obține multiplicând H cu l_m :

$$w_1 \cdot I_\mu = H \cdot l_m = R_m \cdot \Phi \quad (3.11)$$

și este în fază cu fluxul Φ . Componenta activă a solenației, $w_1 \cdot I_a$, este dată de pierderile în miezul feromagnetic, histerezis și curenți turbionari și se determină funcție de valoarea inducției magnetice:

$$w_1 \cdot I_a = \frac{P_{Fe}}{E_2}; P_{Fe} = f(B) \Big|_{B=B_{\max}} \quad (3.12)$$

Din $w_1 I_a$ și $w_1 I_\mu \Rightarrow w_1 \underline{I}_0 = w_1 \underline{I}_\mu + w_1 \underline{I}_a$.

Acum se poate construi fazorul corespunzător solenației primare, calculat în baza relației 3.1.

Defazajul δ între \underline{I}_1 și \underline{I}_2 reprezintă eroarea de unghi a TC și depinde de valoarea solenației de magnetizare $w_1 \underline{I}_0$.

3.1.1 Erorile TC

Notând $K_i =$ raport real de transformare dat de raportul valorilor efective I_1 și I_2 :

$$K_i = \frac{I_1}{I_2} \quad (3.13)$$

și $K_{I_n} = \frac{I_{1n}}{I_{2n}}$ - raport nominal de transformare dat de raportul valorilor curenților nominali \Rightarrow

$$K_i = \frac{I_1}{I_2} \approx \frac{w_2}{w_1} \text{ dacă } w_1 \cdot I_0 \cong 0 \quad (w_1 I_1 = w_2 I_2)$$

și
$$K_{I_n} \approx K_i = \frac{I_1}{I_2} \quad (3.14)$$

Relația (2.14) permite utilizarea practică a TC prin determinarea valorii primare I_{1n} , în baza valorii măsurate I_2 :

$$I_{1n} = K_{I_n} \cdot I_2 \quad (3.15)$$

Aproximația $K_{I_n} \cong K_i$ este acceptabilă având în vedere că $w_1 \cdot I_0$ este neglijabil pentru variații ale valorilor efective I_1 și I_2 în domeniul (10% - 120%) I_n .

Eroarea relativă cu care se măsoară curentul primar în regim normal caracterizează înfașurarea de măsură și este dată de :

$$\varepsilon_i = \frac{I_{1n} - I_1}{I_1} = \frac{K_{I_n} \cdot I_2 - K_i \cdot I_2}{K_i \cdot I_2} = \frac{K_{I_n} - K_i}{K_i} = \varepsilon_{K_i} \quad (3.16)$$

Se numește eroarea de curent a TC și este egală cu eroarea de raport de transformare ε_{K_i} .

Tot pentru înfașurarea de măsură se definește eroarea de unghi dată de unghiul δ de defazaj I_1 față de I_2 . Eroarea de unghi se consideră pozitivă atunci când I_2 este în avans față de I_1 (ca în fig. 3.4).

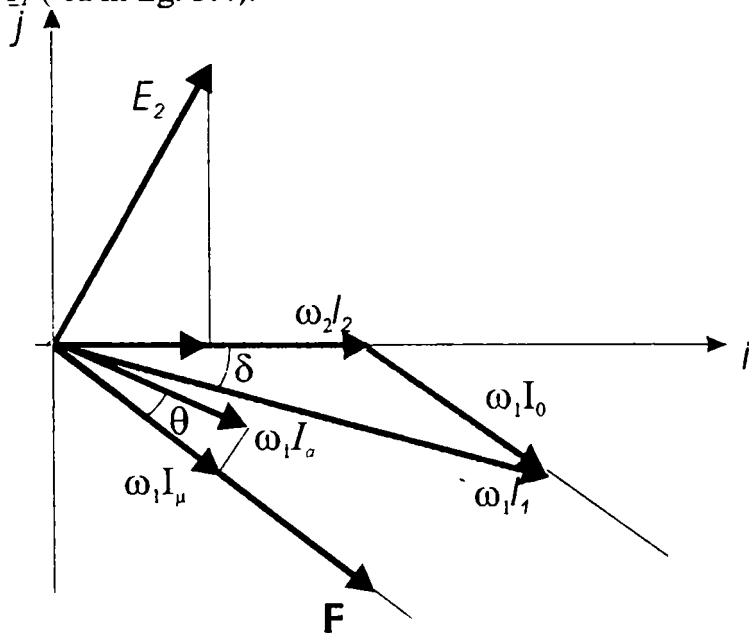


Fig. 3.4 Diagrama fazorială a TC

Pentru înfașurarea de protecție se utilizează eroarea compusă definită de relația :

$$\varepsilon_c = \frac{100}{I_1} \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_{I_n} \cdot i_2 - i_1)^2 dt} \quad (3.17)$$

unde K_{In} este raportul nominal de transformare, $I_1 = n \cdot I_{1n}$ - valoarea efectivă a curentului primar i_1 și i_2 sunt valorile instantanee ale curenților, T este perioada curentului, iar n este coeficientul de saturație.

Eroarea compusă ε_c tolerată este 5% sau 10%. Ea determină clasa de precizie a înfașurării de protecție la care se referă, sub forma 5P sau 10P, conform [56].

Tabelul 3.1 Parametrii CESU 110 kV

Clasa de precizie	ε_I la I_n [%]	Defazaj pentru I_n [min]	Eroarea compusa pentru $I_I = nI_n$ [%]
5P	± 1	± 60	5
10 P	± 3	-	10

Funcționarea în zona de saturație este definită de [56] prin noțiunile :

1. Curent primar nominal de saturație I_{psn} - valoarea maximă (efectivă) a curentului primar pentru care eroarea de curent a TC la sarcina secundară nominală și $\cos\varphi = 0.8$ este de 5%
2. Curent secundar nominal de saturație I_{ssn} - curentul secundar (efectiv) corespunzător curentului primar nominal de saturație.
3. Coeficient de saturație n - raportul dintre curentul primar nominal de saturație I_{psn} și curentul primar nominal I_{pn} :

$$n = \frac{I_{psn}}{I_{pn}} \quad (3.18)$$

Valorile standardizate pentru $U_n = 60 \dots 400 \text{ kV}$ sunt :

Tabelul 3.2 Parametrii CESU 110 kV

Destinația înfășurării	Coeficient de saturație
masura	$n < 10$ sau $n < 5$
protecție	$n > 30$; $n > 15$ sau $n > 10$

La 110 kV se utilizează TC tip CESU 110 kV iar la 220 - 400 kv CESUK 220,400 ai căror parametrii sunt prezentați în tabelul 3.3:

Tabelul 3.3 Parametrii CESU 110 kV

Tip	I_{pn} [A]	Clasa de precizie	S_n [VA]	n	Curent limită termic [kA_{cf}]	Curent limita dinamic [KA_{max}]
CESU 110	2x150	0.5/10P/10P	30/30/30	<10/>20/>10	2x18	2x45 dar max. 65
CESU 100	2x300	0.5/10P/10P	30/30/30	<10/>20/>10	2x36 dar max. 60	max. 85
CESUK 220 sau CESUK 400	1660;1200; 1000;800; 600;500;400;300; 0;250	0.5/10P/ 10P/10P	30/30/30/30	<5/>30/>30/>30	64 pentru $I_{pn} \geq 250 \text{ A}$	max. 85

3.1.2 Observații

1. În rețele 110kV se utilizează, de regulă la LEA 110kV, CESU 110 2x300 cu $I_{pn}=600 \text{ A}$, pentru care $n > 20$. Considerând la limită ($n=20$) $\Rightarrow I_{psn} = 20 \cdot 600 = 12000 \text{ A}$, ceea ce corespunde unei puteri de scurtcircuit :

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 12 \cdot 10^3 = 2286 \text{ MVA}$$

Dacă se consideră regimul tranzitoriu, la un factor de lovitură 1.8 $\Rightarrow I_{max}=21.6$ kA ceea ce ar echivala cu $n=36$, deci sigur cu saturație.

O situație și mai delicată o reprezintă scurtcircuitelor în zona Trafo 110/20 kV ale căror TC sunt cu $I_{pn}=300$ A (pentru Trafo de 25 MVA) și unde pentru $n=20$ se obține :

$$S = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 20 \cdot 300 = 1143 \text{ MVA}$$

valoare depășită practic în toate stațiile 110/ 20 kV. În stațiile de 220, 400 kV utilizarea CESUK cu $n>30$ reprezintă cert o situație favorabilă. Astfel, pentru $I_{pn}=1600$ A (caz uzual la LEA 220 - 400 kV) și $n=30 \Rightarrow$

$$S = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 10^3 \cdot 30 \cdot 1600 = 33255 \text{ MVA}$$

ce corespunde la $I_{psn}=48$ kA.

- Utilizarea coeficientului de saturație, definit conform [56], deși comodă nu permite nici un fel de apreciere a comportării TC în zona de saturație, privind eroarea de curent și de unghi. [57] tratează saturația TC prin definirea t.e.m. la punctul de saturație. Acest punct este definit pe caracteristica $U_{excitatie}=f(I_{excitatie})$ ca fiind punctul pentru care o creștere de 10% a t.e.m. secundare necesită o creștere a curentului de 50%.

3.2 Curenți de magnetizare la conectarea unităților mari de transformatoare

Problematica variației curentului la conectarea în gol a transformatoarelor este de maximă importanță pentru instalațiile de protecție, având în vedere posibilitatea acționărilor false. Pe de altă parte este interesant de văzut și comportarea TC la variația curentului de magnetizare ținând cont că poate avea implicații nu numai asupra protecțiilor specifice trafa ci și asupra protecțiilor liniilor, de exemplu asupra protecției de distanță a unei linii care alimentează radial stația în care are loc conectarea în gol a transformatorului de putere.

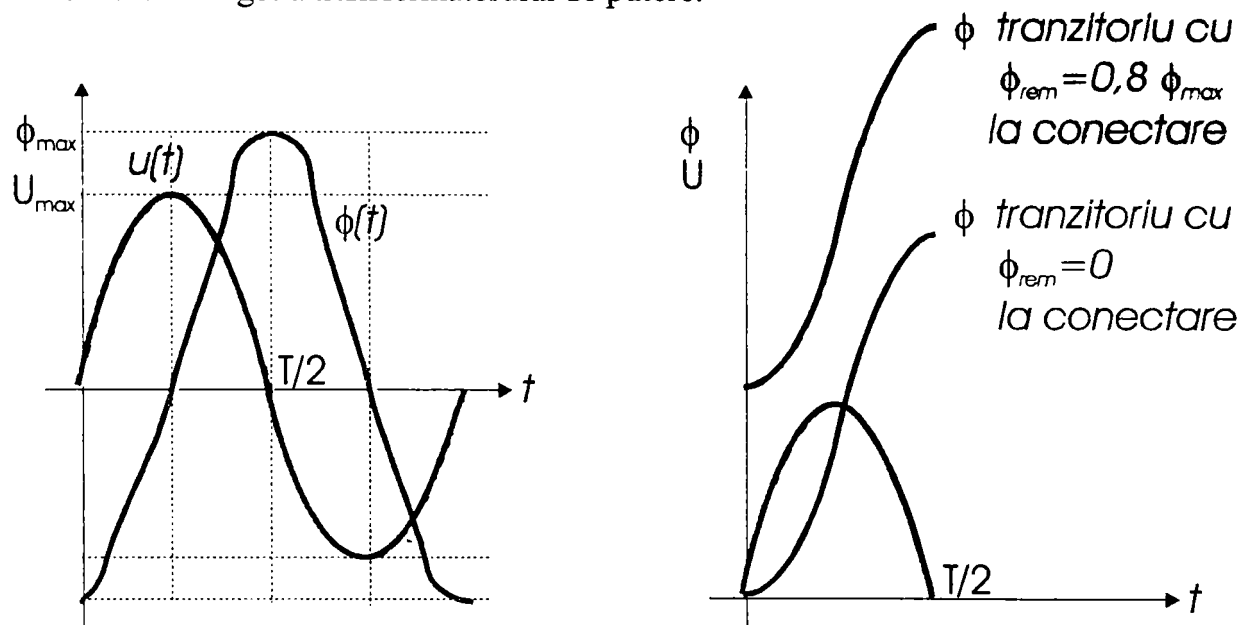


Fig. 3.5 Variația $u(t)$ și $\Phi(t)$

La aplicarea la bornele unui transformator a unei tensiuni :

$$u(t) = \sqrt{2} \cdot U \cdot \sin \omega \cdot t \tag{3.19}$$

fluxul variază de la $-\Phi_{\max}$ la $+\Phi_{\max}$ în prima semiperioadă, ca în fig. 3.5. Variația fluxului cu valoarea $2\Phi_{\max}$ este proporțională cu integrala $\int_0^{T/2} u(t)dt$. Dacă conectarea se produce la trecerea tensiunii prin zero cu valori crescătoare ($t=0$ nu $t=T/2$) atunci variația $2\Phi_{\max}$ se produce în prima semiperioadă și considerând fluxul inițial nul, rezultă ca fluxul va tinde spre $2\Phi_{\max}$ la momentul $t=T/2$. Creșterea aceasta a fluxului determină o saturație puternică a miezului transformatorului ceea ce determină o scădere puternică a reactanței, practic la valoarea reactanței unei bobine în aer.

Existența unui flux remanent provoacă modificarea valorii fluxului rezultat. Dacă fluxul remanent este de același sens cu fluxul determinat de saturație atunci fluxul rezultat depășește cu mult valoarea $2\Phi_{\max}$ putând ajunge la valori de $2.8 \Phi_{\max}$. Astfel se amplifică saturația miezului magnetic.

Inițial, curentul crește ușor de la valoarea zero, fiind limitat de valoarea mare a reactanței miezului nesaturat. Când valoarea fluxului depășește valoarea de saturație, reactanța scade brusc spre o valoare apropiată de valoarea unei bobine fără miez magnetic și ca urmare curentul crește rapid spre valoarea de vârf. După momentul $t=T/2$, tensiunea negativă determină scăderea fluxului spre valoarea inițială (zero sau Φ_{rem}) și deci scăderea curentului la zero. În acest fel se obține un curent ca în fig.3.6 care practic nu mai trece prin valori negative.

Acest curent conține o componentă continuă care determină un flux remanent prin TC înrăutățind astfel transferul primar - secundar și măbind erorile de curent și probabil și de unghi.

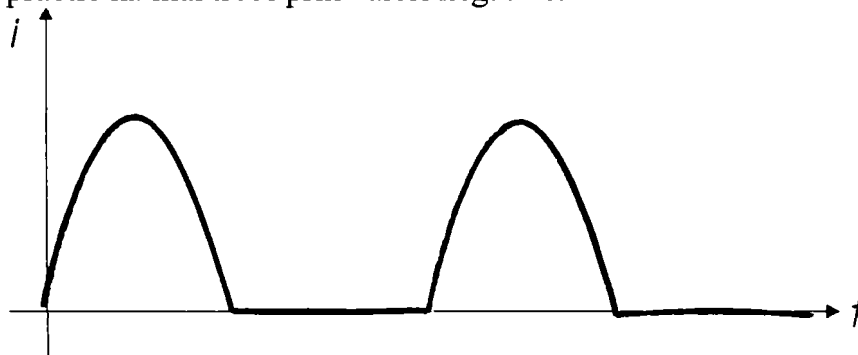


Fig. 3.6 Variația $I(t)$ la conectarea sub tensiune

Astfel, protecțiile racordate la secundarul TC pot avea acționări necontrolate urmare pe de o parte a însuși curentului de magnetizare și pe de alta parte a erorilor suplimentare a TC.

3.3 Regimul tranzitoriu de scurtcircuit

Curentul de scurtcircuit are un caracter predominant inductiv și este dat de relația :

$$i(t) = \frac{U_{\max}}{\sqrt{R^2 + (\omega \cdot L)^2}} \cdot [\sin(\omega \cdot t + \beta - \alpha) + \sin(\alpha - \beta) \cdot e^{-t/\tau}] \quad (3.20)$$

cu $\tau = \frac{L}{R} = \frac{\omega \cdot L}{\omega \cdot R} = \frac{\text{tg} \alpha}{\omega}$; $\beta = \angle$ inițial de conectare ; $\text{tg} \alpha = \frac{\omega \cdot l}{R}$

Deci :

$$i(t) = i_p(t) + i_t(t) \quad \text{suma a unei componente periodice și a unei componente tranzitorii aperiodice.}$$

Pentru $\sin(\alpha - \beta) = 1 \Rightarrow$ valoarea maximă tranzitorie pentru $\alpha - \beta = \frac{\pi}{2}$ cu aceste valori :

$$i(t) = I_{p\max} \cdot \left[\sin\left(\omega \cdot t - \frac{\pi}{2}\right) + e^{-t/\tau} \right] \quad (3.21)$$

unde $I_{p\max} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{R^2 + (\omega \cdot L)^2}}$ si $\tau = \frac{L}{R}$;

Factorul de lovitură este $(1 + e^{-t/\tau})$ și pentru LEA 110 kV ($tg\alpha = 68^\circ$) $\Rightarrow \tau = 7,88$ și factorul de

lovitură calculat la $t = 10\text{ms} \Rightarrow 1 + e^{-\frac{10}{7,88}} = 1,28$ dacă $I_{\max} = 1,28 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{p\text{ef}} = 1,81 \cdot I_{p\text{ef}}$ (cu 80% mai mare ca valoarea efectivă de regim permanent de scurtcircuit).

Fluxul magnetic maxim prin miezul TC se poate obtine ca sumă a fluxurilor determinate de curentul permanent și cel tranzitoriu:

$$\Phi = \Phi_{\max p} + \Phi_{\max t} \quad (3.22)$$

$$\text{Fluxul } \Phi_{\max p} = K \cdot \int_{t_1}^{t_2} e(t) dt = -K \cdot \frac{R_s \cdot I_s}{\omega} \cdot \int_{\pi}^{\frac{3\pi}{2}} \cos \omega t \cdot d(\omega t) = \frac{K \cdot R_s \cdot I_s}{\omega} \quad (3.23)$$

$$\text{iar } \Phi_{\max t} = K \cdot R_s \cdot I_s \cdot \int_0^{\infty} e^{-t/\tau} \cdot dt = \tau \cdot K \cdot R_s \cdot I_s = \frac{K \cdot R_s \cdot I_s \cdot L}{R} \quad (3.24)$$

Raportul $\Phi_{\max p} / \Phi_{\max t} = \frac{\omega L}{R} = tg\alpha$ (L si R inductivitatea respectiv rezistența circuitului primar).

In aceste condiții fluxul maxim prin miezul TC va fi:

$$\Phi_{\max} = \Phi_{\max p} + \Phi_{\max t} = \Phi_{\max p} (1 + tg\alpha) \quad (3.25)$$

unde $(1 + tg\alpha)$ este factorul tranzitoriu. Rezultă deci că raportul $\frac{\omega L}{R}$ determină decisiv fluxul prin TC. Astfel, pentru LEA 110 kV $tg\alpha = 2,47$, iar pentru LEA 400 kV $tg\alpha \approx tg80^\circ = 5,67$. Fluxul rezultat maxim prin TC în regim tranzitoriu va fi:

$$3,47 \cdot \Phi_{\max p} \text{ pentru LEA 110 kV}$$

$$6,67 \cdot \Phi_{\max p} \text{ pentru LEA 400 kV.}$$

Calculule de mai sus s-au facut în ipoteza neglijarii curentului de magnetizare, considerând o reactanță infinită a circuitului magnetic ($Q_m = 0$).

Dacă în calcule se ține seama de valoarea finită a reactanței ($Q_m \neq 0$) se obține un curent de magnetizare a cărui componentă tranzitorie este de forma:

$$i_m^t(t) = I_{\max} \cdot \frac{\tau}{\tau_1 - \tau} \cdot \left(e^{-\frac{t}{\tau_1}} - e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \quad (3.26)$$

cu $\tau = \frac{L}{R}$ - constanta de timp a circuitului primar;

$\tau_1 = \frac{L_z + L_s}{R_z + R_s}$ - constanta de timp a circuitului secundar a TC;

I_{\max} - valoare de vârf a curentului secundar.

Reprezentarea grafică calitativă a răspunsului TC la o undă de curent cu componenta aperiodică se prezintă în fig 3.7. Considerând și componenta periodică a curentului de magnetizare se obține răspunsul TC la un curent primar conținând o componentă aperiodică, ca în fig.3.8.

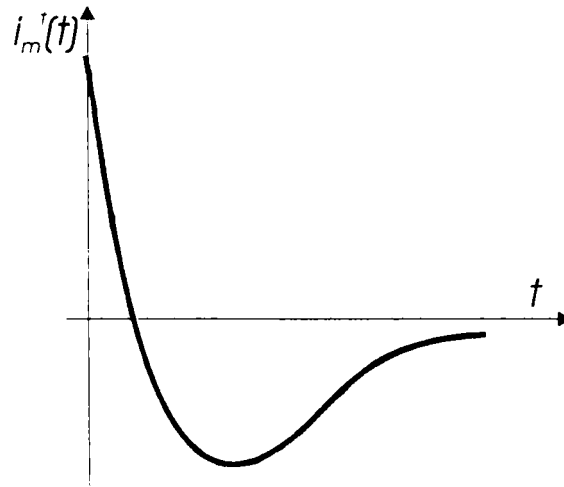


Fig. 3.7 Răspunsul TC la o undă de curent cu componentă aperiodică

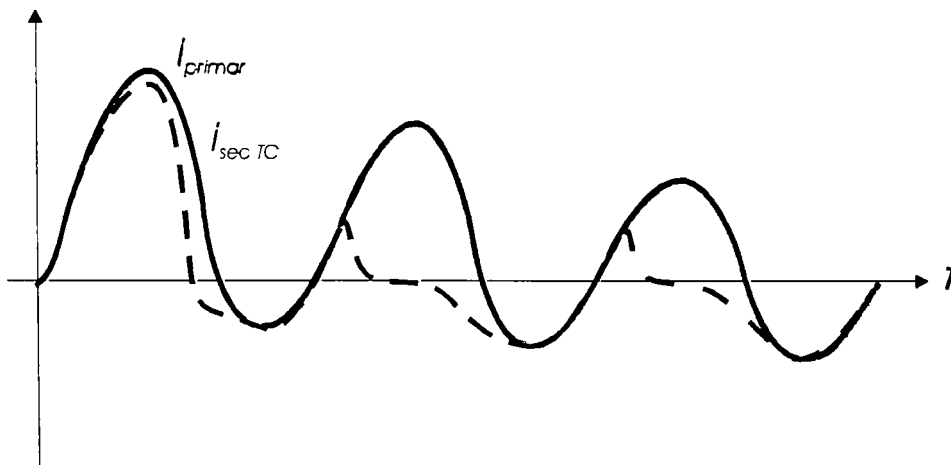


Fig. 3.8 Răspunsul TC la un curent primar cu componentă aperiodică

3.4 Caracteristica transformatorului de curent

Punctul de înclinare al caracteristicii de magnetizare a TC este definită de [8] ca punctul în care o creștere cu 50 % a curentului de excitație produce o creștere de numai 10 % a tensiunii de excitație. Definiția punctului de înclinare este prezentată în figura 3.9.

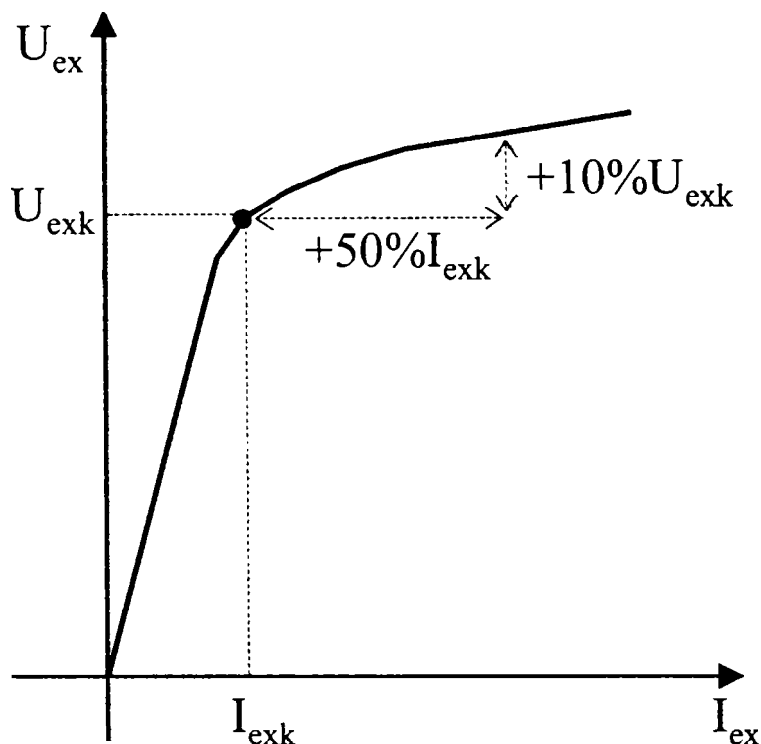


Fig. 3.9 Definiția punctului de înclinare a transformatorului de curent

3.4.1 Caracteristici dinamice

3.4.1.1 Modificarea fluxului cu asimetria curentului primar

Componenta aperiodică a unui curent asimetric mare duce la creșterea fluxului în TC. Când componenta aperiodică este la maximum, fluxul prin TC poate crește de $1 + X/R$ ori față de fluxul sinusoidal fără componentă aperiodică. Unde X și R sunt reactanța și rezistența primară în punctul de defect.

Diferența dintre fluxul fără componentă aperiodică și fluxul cu componentă aperiodică după [13] este ilustrată în figurile 3.10 și 3.11. În figura 3.10 avem flux remanent, dar nu avem componentă aperiodică în curentul primar. Miezul TC nu intră în regiunea de saturare, deci curentul secundar va fi nedistorsionat.

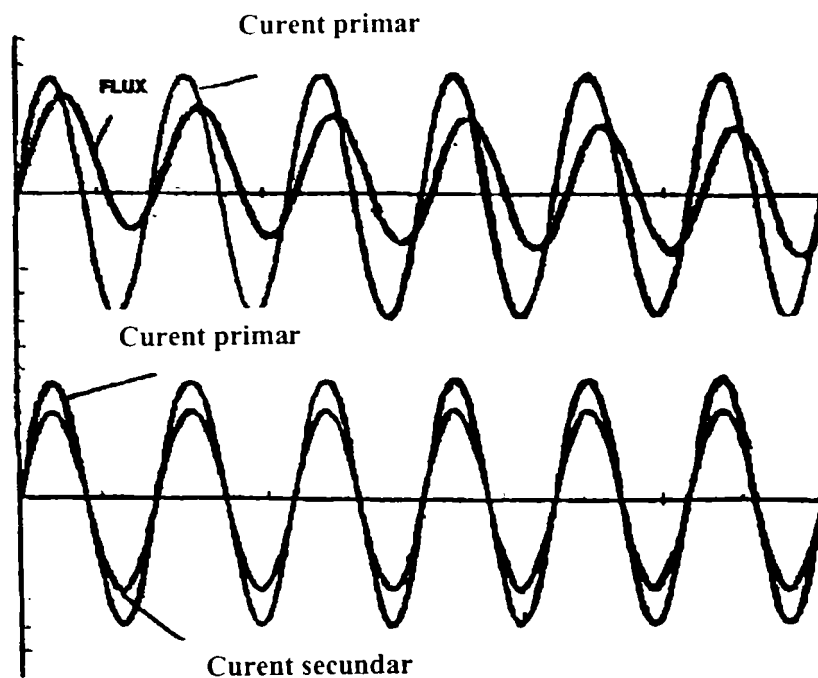


Fig. 3.10 Transformator de curent nesaturat

În figura 3.11 este prezentată variația fluxului și a curentului secundar la saturarea totală a curentului primar. Creșterea fluxului nu este instantanee, indicând faptul că saturarea TC ia un anumit timp. Acest timp se numește timp de saturare al TC.

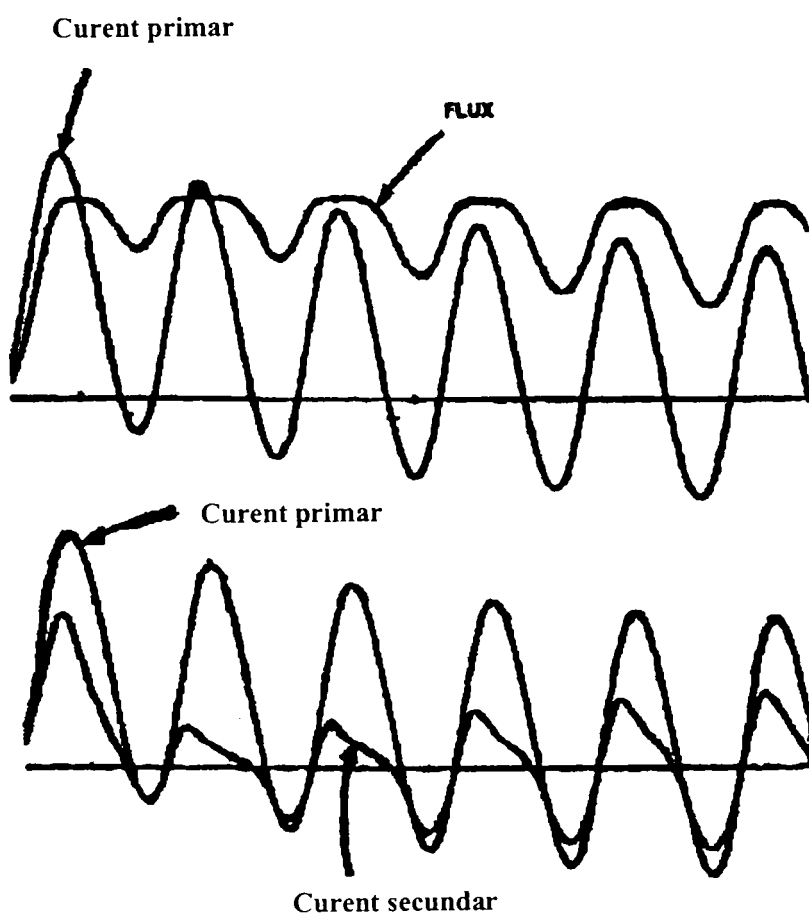


Fig. 3.11 Transformator de curent saturat

3.4.2 Factorul de saturare și timpul de saturare

În practică, efectul saturației poate fi evitat prin supradimensionarea TC pentru a avea tensiunea cotului caracteristicii deasupra curentului maxim presupus și sarcina secundară a TC, cu rezervă potrivită pentru posibilă componentă aperiodică și pentru remanență.

Tensiunea punctului de înclinare poate fi 50%-70% din clasa de precizie standard a TC. Saturarea poate fi evitată observând următoarele:

a).

$$V_x > I_s * Z_s \quad (3.27)$$

unde:

I_s – curentul secundar;

Z_s .. sarcina secundară totală.

b). Pentru a evita saturarea aperiodică în unda primară și cu sarcină pur rezistivă, tensiunea de saturare cerută este:

$$V_x > I_s * Z_s * \left(1 + \frac{X}{R}\right) \quad (3.28)$$

unde:

X și R sunt reactanța și rezistența primară a sistemului până la punctul de defect.

Dacă sarcina TC este inductivă, tensiunea de saturare necesară pentru a evita saturarea cauzată de componenta continuă din primar este:

$$V_x > I_s * Z_s * \left(1 + \frac{X}{R} * \frac{R_s + R_B}{Z_s}\right) \quad (3.29)$$

deasemenea pentru posibilele premagnetizări:

$$V_x > \frac{I_s * Z_s * \left(1 + \frac{X}{R} * \frac{R_s + R_B}{Z_s}\right)}{1 - \text{rem. peunitate}} \quad (3.30)$$

Aceste cerințe generale dau naștere unor valori supradimensionate de TC și de aici începem pașii de compensare care trebuie luați în vederea minimizării efectelor saturației în planul protecțiilor prin rele. Unele rele instantanee de mare viteză pot acționa înainte de a avea loc saturarea.

3.4.3 Tensiunea de saturare

Tensiunea de saturare (V_x) este aceea tensiune simetrică în înfășurarea secundară a TC pentru care valoarea de vârf a inducției a depășit nivelul de saturare.

3.4.4 Factorul de saturare

Factorul de saturare este raportul dintre tensiunea de saturare și tensiunea de excitație și este un indicator cum se apropie de saturare TC într-o aplicație dată. Este utilizat la calcularea timpului de saturare în condiții tranzitorii.

3.4.5 Timpul de saturare

Este important în proiectarea aplicațiilor de protecții prin rele. TC va fi adesea capabil să răspundă cu precizie curenților primari cu componenta aperiodică pentru unul sau două cicluri înainte de a începe saturarea miezului TC și intrarea în zona de acționare distorsionată.

3.5 Efectul remanenței

Fluxul remanent în TC depinde de fluxul în miez imediat înaintea întreruperii curentului primar. Amplitudinea fluxului este determinată de valoarea curentului primar simetric, de componenta aperiodică și de impedanța secundară a circuitului. Fluxul remanent maxim se obține când curentul primar este întrerupt când transformatorul este în stare saturată. Rezultă circulația componentei aperiodice în înfășurările TC este cauza remanenței. O dată fluxul remanent stabilit el este disipat foarte încet în condiții de exploatare normale. Tensiuni mai mari de 60% din tensiunea punctului de înclinare a caracteristicii trebuie aplicată pentru reducerea remanenței până la 10% din densitatea fluxului remanent. Fluxul remanent va rămâne în miez până când TC va fi demagnetizat.

3.5.1 Curentul secundar la transformatoarele de curent cu remanență

Când fluxul remanent este în opoziție de polaritate cu fluxul datorat componentei tranzitorii a curentului de defect, atunci TC va produce curent secundar distorsionat. Dacă fluxul remanent este de aceeași polaritate cu fluxul datorat componentei tranzitorii a curentului de defect, de asemenea unde secundare distorsionate sunt posibile.

3.5.2 Reducerea remanenței în TC

Singura cale de reducere a remanenței în miezul TC care sunt în exploatare este demagnetizarea lor prin mijloace externe. Astfel demagnetizarea poate fi făcută utilizând tensiuni de frecvență mare. Cu circuitul primar deschis, o sursă de tensiune variabilă este conectată peste înfășurarea secundară și crescută până când miezul începe să intre în zona de saturare. Acest lucru se poate vedea prin creșterea disproporționată a curentului de excitație. Scăderea tensiunii la zero pe durata unei perioade de 3 secunde va demagnetiza miezul.

Transformatoarele în funcție și sarcină pot fi demagnetizate prin introducerea unei rezistențe variabile în circuitul secundar, crescând rezistența până la obținerea saturării miezului și apoi reducând rezistența la zero. Evitarea completă a pierderii performanțelor datorită saturării, ar cere demagnetizarea miezurilor TC după fiecare eveniment din sistem. Acest lucru nu este posibil în practică, efectele remanenței trebuie avute în vedere. TC ar putea fi demagnetizate după verificarea continuității sau măsurarea rezistenței. Pentru prevenirea saturării accidentale a TC prin echipamentele de testare ar fi necesare testere speciale de continuitate și instrumente pentru măsurarea rezistenței.

Remanența la TC noi poate fi controlată pe mai multe căi. Acestea ar putea fi :

- diferite înclinări a oțelului în miez;
- miezuri cu spații goale;

- TC cu miezuri înclinate.

În figura 3.12, după [10] se poate vedea forma de undă a curentului secundar pentru un TC saturat.

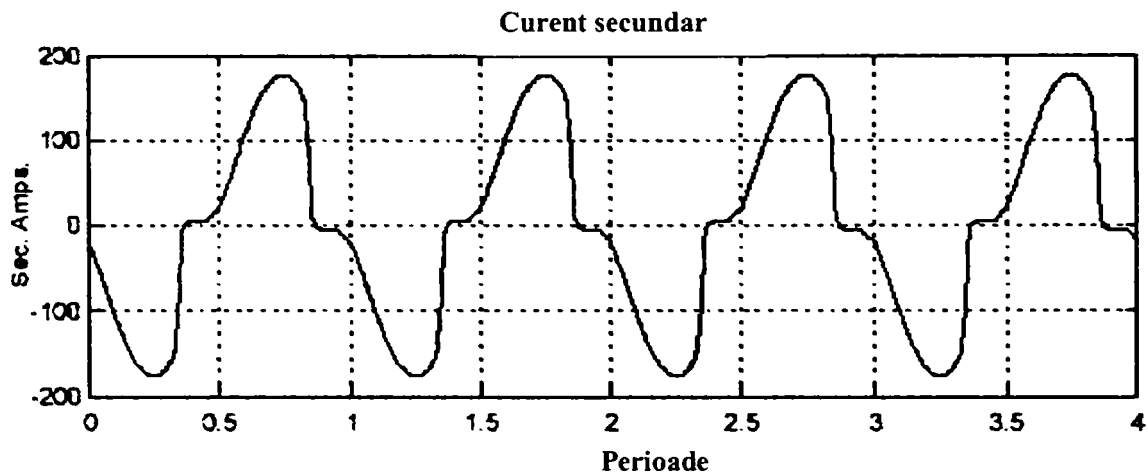


Fig. 3.12 Curentul secundar tipic la saturarea TC

3.5.3 Aspecte ale comportării echipamentelor de protecție

Echipamentele de protecție convenționale electromagnetice și chiar electronice din prima generație, nu au fost influențate foarte mult de comportarea transformatoarelor de măsură în regim tranzitoriu, datorită, în principal, performanțelor reduse în prelucrarea informațiilor în aceste echipamente. Doar protecțiile diferențiale de bară au fost și sunt influențate negativ, de acest regim, fiind necesare măsuri suplimentare de siguranță.

Protecțiile cu microprocesoare, asociate cu transformatoare de măsură convenționale sunt afectate, în anumite limite, de următoarele aspecte:

- timpul răspunsului în regim tranzitoriu;
- deformarea formei de undă datorită fenomenului de saturație.

O soluție care prinde tot mai mult contur este aceea de a înlocui transformatoarele de măsură convenționale cu traductoare (senzori) de curent și de tensiune, care funcționează pe alte principii (bobina Rogowski, efectul Faraday, efectul piezo-electric etc.).

Până la introducerea noilor tehnologii de achiziție și prelucrare a mărimilor primare, pentru eliminarea deficiențelor și ameliorarea performanțelor ansamblului echipament de protecție-TC în actuala structură, sunt necesare, în continuare, măsuri constructive (pentru echipamente) și de proiectare (pentru instalațiile de protecție).

3.6 Principii privind verificarea compatibilității transformatorului de măsură de curent cu relele de protecție TPT 100

3.6.1 Considerații teoretice

Valoarea curentului de scurtcircuit se determină cu următoarea formulă:

$$i_k(t) := \sqrt{2} I_{sc} \cdot \left(\sin(\omega \cdot t + \psi - \phi) - \sin(\psi - \phi) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \quad (3.31)$$

unde:

I_{sc} – valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit în regim permanent

ω - pulsația nominală, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$

ψ - faza inițială a tensiunii; pentru $\psi=0$, scurtcircuitul apare la trecerea tensiunii prin zero, iar pentru $\psi=90^\circ$, scurtcircuitul apare la trecerea tensiunii prin maxim

τ - constanta de timp a sistemului; $\tau = \frac{L}{R} = \frac{\omega \cdot L}{\omega \cdot R} = \frac{1}{\omega} \cdot \operatorname{tg} \phi$

ϕ - defazajul tensiune curent pentru regimul permanent; $\operatorname{tg} \phi = X/R$

Pentru cazul cel mai defavorabil, cu o componentă aperiodică maximă, $\psi=0$, iar relația (3.31) devine:

$$i_k(t) := \sqrt{2} I_{sc} \cdot \left(\sin(\omega \cdot t - \phi) + \sin(\phi) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \quad (3.32)$$

și înlocuind expresia constantei de timp a sistemului se obține:

$$i_k(t) := \sqrt{2} I_{sc} \cdot \left(\sin(\omega \cdot t - \phi) + \sin(\phi) \cdot e^{-\frac{t}{\frac{1}{\omega} \operatorname{tg}(\phi)}} \right) \quad (3.33)$$

Calculul coeficientului de saturație k_0 datorat componentei aperiodice

Se definește coeficientul k_0 , reprezentând aportul componentei aperiodice, ca raportul:

$$k_0 = \frac{i(t)}{I_{sc}} = \sqrt{2} \cdot \left(\sin(\omega \cdot t - \phi) + \sin(\phi) \cdot e^{-\frac{t}{\frac{1}{\omega} \operatorname{tg}(\phi)}} \right) \quad (3.34)$$

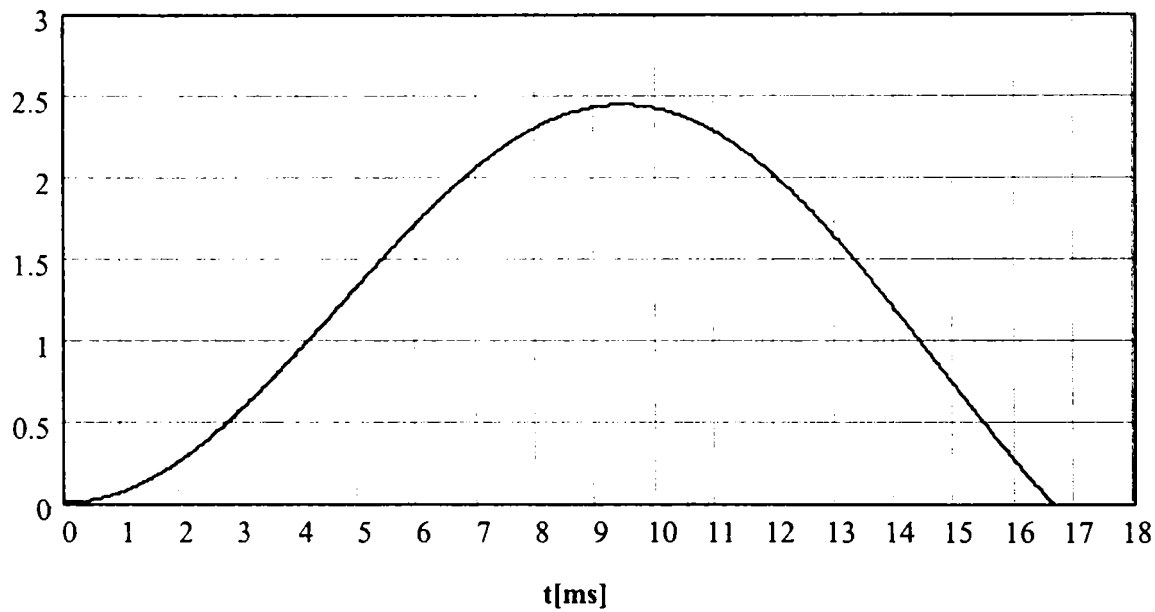


Fig. 3.13 Variația $k_0=f(t)$

iar variația $k_0=f(t)$ se prezintă în fig. 3.13, pentru $\phi=84^\circ$.

Valoarea maximă pentru k_0 se obține în intervalul [9-10] ms de la momentul apariției scurtcircuitului, moment marcat de trecerea tensiunii prin zero. Variația coeficientul funcție de constanta de timp a sistemului se prezintă în fig. 3.14, bazată pe relația 3.34, unde $t=9.5$ ms.

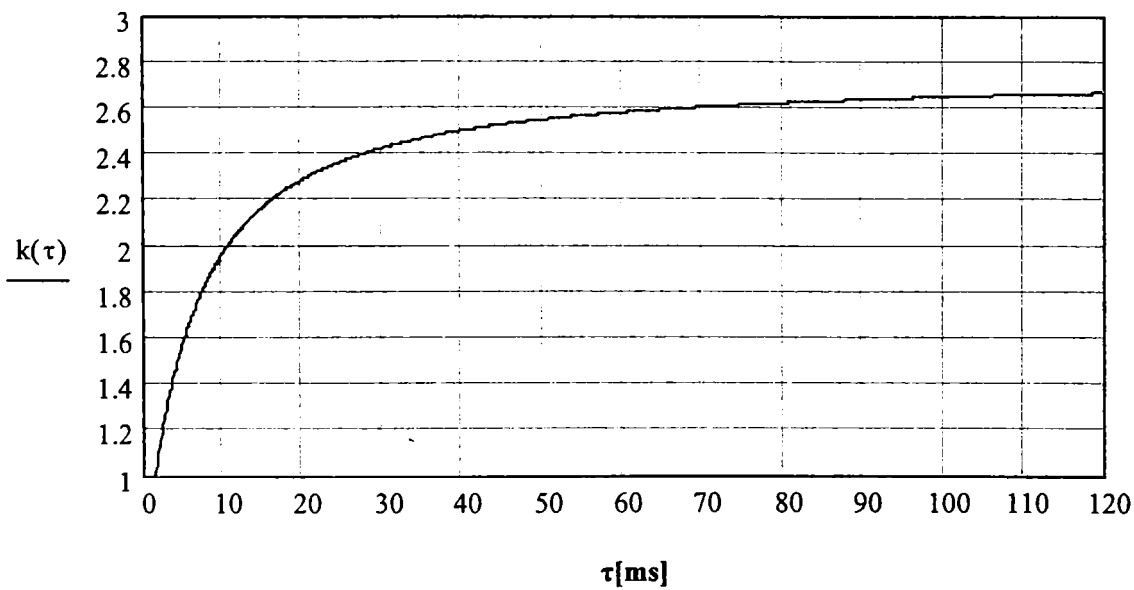


Fig. 3.14 Variația $k_0 = f(\tau)$

Penru transmiterea corectă în secundarul transformatorului de curenți a valorii curentului de scurtcircuit este necesar ca:

$$U_{sat} > \frac{I_{sc}^{max}}{k_i} \cdot k_0 \cdot R_{TOT} \quad (3.35)$$

unde:

U_{sat} – t.e.m. la saturația transformatorului de curent

R_{TOT} – rezistența internă a TC + sarcina totală din secundarul TC

I_{sc}^{max} – curentul maxim de scurtcircuit la locul de montaj al protecției.

3.6.2 Calculul coeficientului de saturație K_s

Fluxul total din miezul TC se obține prin însumarea fluxului alternativ cu cel datorat componentei aperiodice, adică:

$$\Phi_{TOT} = \Phi_{CA} + \Phi_{CC} = K_s \cdot \Phi_{CA} \quad (3.36)$$

Sarcina secundarului TC este practic rezistivă și în aceste condiții fluxul total necesar pentru evitarea saturației miezului TC se obține în baza relației:

$$\varphi_{TOT} = \Phi_{CA} \cdot \left[\frac{\omega \cdot \tau \cdot \tau_{TC}}{\tau_{TC} - \tau} \cdot \left(e^{-\frac{t_s}{\tau_{TC}}} - e^{-\frac{t_s}{\tau}} \right) - \sin(\omega \cdot t) \right] \quad (3.37)$$

unde:

τ - constanta de timp a sistemului

τ_{TC} - constanta de timp a secundarului TC

t_s – timpul necesar intrării în saturație a miezului TC

Pentru cazurile tipice de TC și la sarcină practic rezistivă, $\tau_{TC} \gg \tau$ și $\sin(\omega t) = -1$, iar relația (3.64) devine:

$$\varphi_{TOT} = \Phi_{CA} \cdot \left[1 + \omega \cdot \tau \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_s}{\tau}} \right) \right] \quad (3.38)$$

iar coeficientul de saturație K_s se obține cu relația:

$$K_s = 1 + \omega \cdot \tau \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_s}{\tau}} \right) \approx 1 + \omega \cdot \tau = 1 + \frac{X}{R} \quad (3.39)$$

Pentru acționarea corectă a protecției este necesar ca timpul de acționare $t_{act} \geq t_s$. Cunoșcând timpul de acționare se poate determina coeficientul de saturație K_s funcție de constanta de timp a sistemului. În fig. 3.15 se prezintă curbele de variație ale K_s funcție de constanta de timp a sistemului, pentru trei valori ale timpului de acționare al protecției.

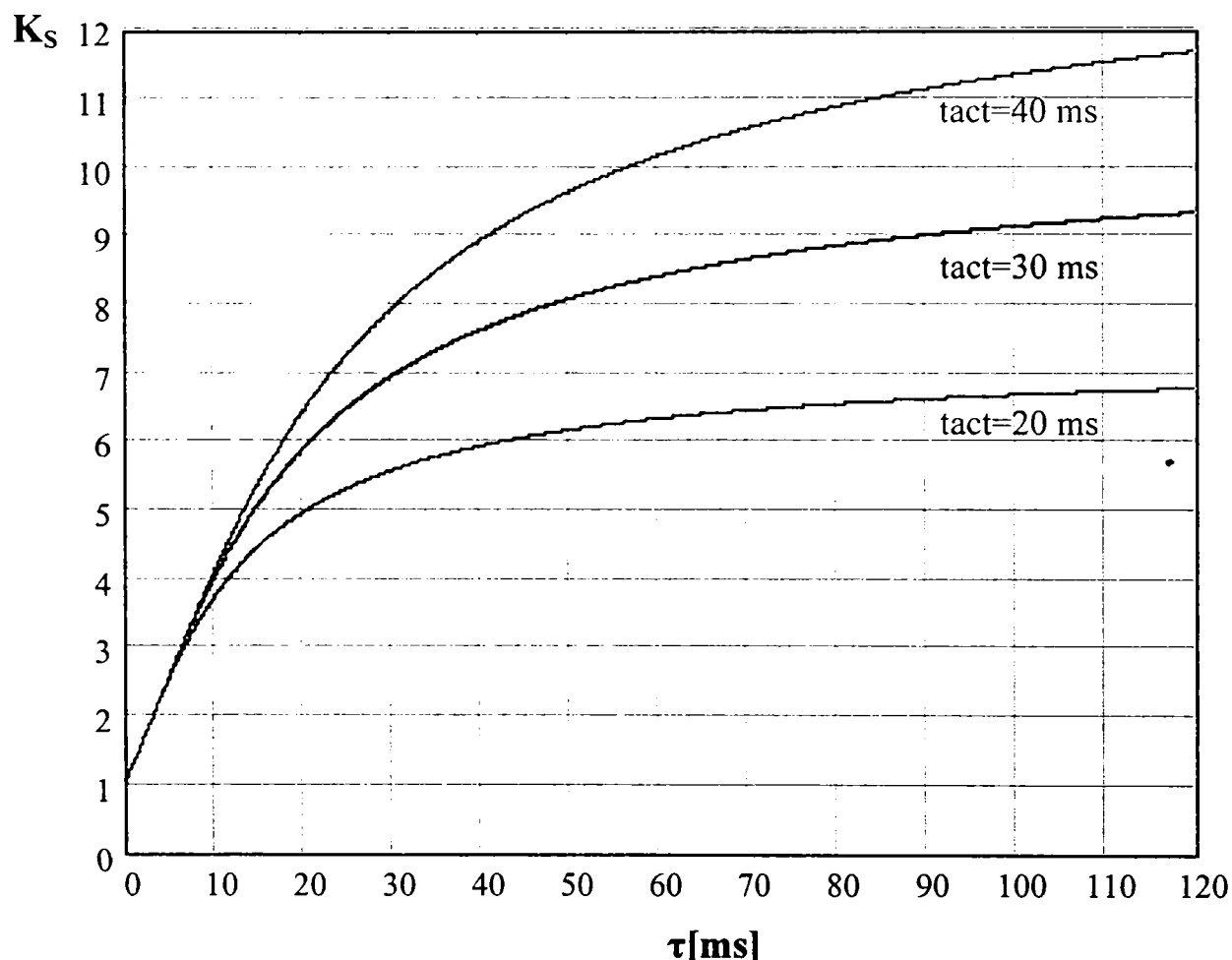


Fig. 3.15 Variația coeficientului de saturație, $K_s=f(\tau)$

A doua condiție necesar de îndeplinit de TC este:

$$U_{sat} > \frac{I_{sc}^{zonal}}{k_i} \cdot K_s \cdot R_{TOT} \quad (3.40)$$

unde:

U_{sat} – t.e.m. la saturația transformatorului de curent

R_{TOT} – rezistența internă a TC + sarcina totală din secundarul TC

I_{sc}^{zonal} – curentul de scurtcircuit maxim la limita zonei 1 (treapta 1) a protecției de distanță

3.6.3 Efectul fluxului remanent

Existența unui flux remanent în miezul TC face ca numai o parte din fluxul total să fie util, adică să provoace o t.e.m. variabilă în timp. Ca posibile surse de flux remanent în miezul TC se menționează:

- întreruperea curentului de sarcină care se obține la trecerea prin zero, moment în care curentul de excitație are valoarea maximă, fiind defazat cu 90°;
- întreruperea curentului de scurtcircuit înainte de amortizarea completă a componentei aperiodice;

Astfel, se impune a treia condiție TC:

$$Usat \leq K_R \cdot E_{SATn} \quad (3.41)$$

unde:

$Usat$ – t.e.m. la saturația transformatorului de curent

E_{SATn} – t.e.m. nominală de saturație a miezului TC

K_R – coeficient care ține cont de fluxul remanent din miezul TC ($K_R < 1$)

Pentru calculul E_{SATn} se pot utiliza, în lipsa valorilor din fabrică, relațiile:

$$Esat_n := n \cdot In \cdot \sqrt{(RTC + Re(Zs))^2 + Im(Zs)^2} \quad (3.42)$$

$$\underline{Zs} = \frac{Sn \cdot \cos \varphi + j \cdot Sn \cdot \sin \varphi}{In^2} \quad (3.43)$$

unde:

RTC – rezistența internă a TC la 75°C

Sn – sarcina nominală a TC la $\cos \varphi = 0.8$

In – curentul nominal secundar al TC

n – coeficientul de supracurent.

3.6.4 Verificarea compatibilității TC cu echipamentul TPT 100

Pentru verificarea compatibilității se parcurg următorii pași [49]:

- se calculează curentul de scurtcircuit maxim la locul de montaj al protecției, atât pentru defect apropiat “în față”, cât și pentru defect apropiat “în spate”;
- se calculează curentul de scurtcircuit trifazat pe bornele de 20 kV ale transformatorului;
- se calculează curentul de scurtcircuit trifazat pe partea de 110 kV a transformatorului;
- se calculează sarcina secundară totală a TC, considerând rezistența internă a TC, rezistența conductoarelor, rezistențele de contact și sarcina releului;
- se calculează, în baza relației (3.62), t.e.m. de saturație pentru acoperirea componentei aperiodice. Coeficientul k_0 se obține din figura 3.18, pentru constanta de timp a sistemului;
- se calculează, în baza relației (3.67), t.e.m. de saturație pentru acoperirea componentei aperiodice. Coeficientul K_s se obține din figura 3.19, pentru constanta de timp a sistemului și pentru tact ~ 40 ms [59];
- se corectează valoarea t.e.m. de saturație nominale (E_{SATn}), obținute din caracteristicile tehnice ale TC, cu coeficientul de remanență K_R . O valoare rezonabilă este $K_R = 0,5$.
- se verifică că valoarea maximă $Usat < (1-K_R) \cdot E_{SATn}$

S-a realizat un program, în Matlab, denumit **TPT100.m**, prezentat în Anexa 13, care ia în considerare, încă de la început, principalele date și caracteristici ale transformatoarelor de curent

de pe partea de 110 kV și de pe partea de 20 kV, precum și caracteristicile transformatorului de putere. S-a utilizat exemplul transformatorului Tr 2 25 MVA 110/ 20 kV din stația de transformare 400/ 220/ 110/ 20 kV Sibiu Sud. Programul calculează sarcina secundară a TC 110 kV și 20 kV în funcție de lungimea conductoarelor circuitelor de curent, secțiunea conductoarelor de curent, sarcina terminalului digital de protecție, rezistența de contact. Se calculează apoi tensiunile de saturație și se determină tensiunea de saturație maximă. În final se verifică încadrarea în sarcina nominală a TC. Programul afișează la finalul rulării datele nominale ale transformatorului calculate și concluzia privind compatibilitatea, respectiv incompatibilitatea între TC și TPT 100. Pentru cazul ales răspunsul programului este că TC 20 kV nu îndeplinește condițiile de compatibilitate.



În cadrul acestui capitol principalele contribuții personale constau din:

- prezentarea unor aspecte privind saturația TC;
- elaborarea unei metode de verificare a compatibilității transformatoarelor de curent tip CESU cu terminalul numeric TPT 100;
- realizarea unui program în Matlab pentru verificarea compatibilității TC cu TPT 100;
- elaborarea unei metode de lucru pentru verificarea, în laborator, a comportării TPT 100 la saturarea TC. -

4 Arhitectura echipamentului numeric de protecție TPT 100

În acest capitol este prezentată structura hard generală a echipamentului TPT 100 cu indicarea blocurilor funcționale și a funcțiilor specifice fiecărui bloc.

4.1 Introducere

În urma analizării aspectelor privind volumul de protecții necesare unui transformator de forță 110 / mt kV, precum și a avantajelor și dezavantajelor protecțiilor prezentate în capitolele anterioare a rezultat o schema bloc inițială a echipamentului TPT 100 care pe parcurs va fi completată. Schema bloc este prezentată în figura 4.1 [43].

Principalele caracteristici care vor fi înglobate în această terminal vor fi:

- protejarea a două sau trei înfășurări;
- protecția diferențială cu acțiune de frînare cu o buna selectivitate si sensibilitate;
- protecția diferențială instantanee pentru acoperirea defectelor interne extreme;
- frânarea protecției diferențiale poate fi fixă procentual sau variabil procentual, folosind una sau două pante setabile cu ajustarea punctului de intersecție și sesizarea valorilor minime;
- armonica a doua și a cincea blochează elementul diferențial în timpul șocului de curent sau regimurilor de supraexcitare, iar alarma pe armonica a cincea avertizează utilizatorul asupra regimurilor de supraexcitare;
- protecția maximală de curent rapidă și temporizată;
- protecția maximală de tensiune;
- protecția minimală de tensiune;
- protecția de declanșare la refuzul întreruptorului bateriei de condensatoare;
- protecție de rezerva a barelor de medie tensiune;
- eliminarea automata a componentei homopolare din curenții diferențiali;
- blocarea la șocul de magnetizare;
- blocarea la supraflux prin armonica a-5-a;
- intrari opto-izolate pentru monitorizarea de semnalizări/declansări de la echipamente exterioare cum ar fi : semnalul de gaze de la releul Bucholtz si declansarea prin gaze de la releul Bucholtz sau de la comutatorul de ploturi ;

Pe langa funcțiile de protecție o alta categorie de funcții auxiliare vor fi implementate în TPT 100. Astfel:

- aparate de masură locale sau afișate la distanță;
- funcția de comandă – control ;
- înregistratorul de evenimente si perturbații;
- facilități la verificare;
- comunicația la distanță ;
- informații continue și continua monitorizare și diagnosticare.

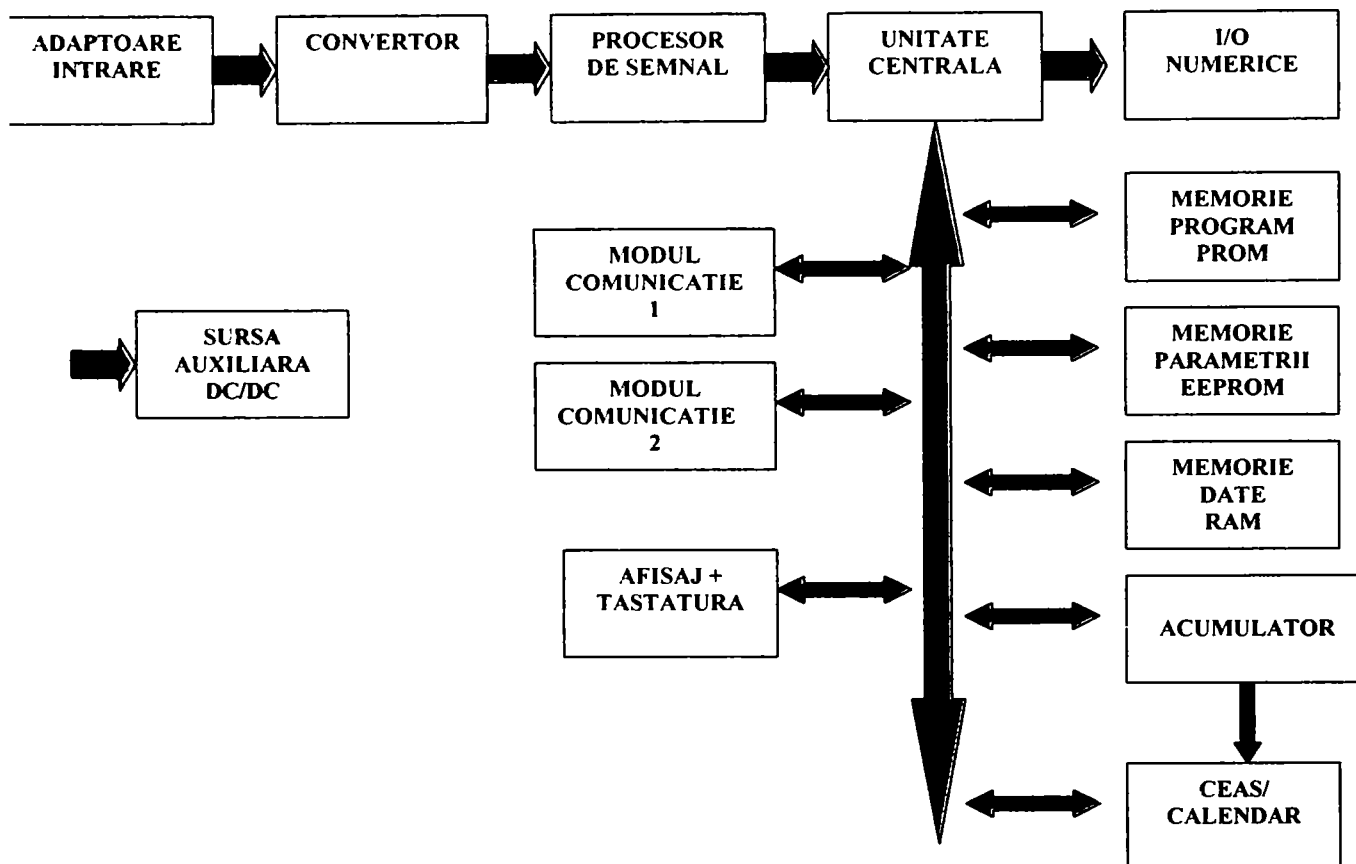


Fig. 4.1 Schema bloc terminal protecție TPT 100

Echipamentul TPT 100 este prevăut cu 3 intrări de tensiune, 6 intrări de curent, 16 intrări numerice, 8 ieșiri de comandă și 8 ieșiri de semnalizare. Schemele de conexiuni externe intrări analogice și digitale, precum și ieșiri de comandă și semnalizare sunt prezentate în Anexa 17 și 18. Intrările numerice au următoarele semnificații: poziție întrerupător î.t. închis, poziție întrerupător î.t. deschis, poziție întrerupător m.t. închis, poziție întrerupător m.t. deschis, semnal supratemperatură, semnal gaze, semnal declanșare gaze, semnal întrerupător TT, anulare semnalizari, demaraj protecții plecări m.t., semnal declanșare la refuzul BC, blocare externă PDL, poziție SB1 110 kV, poziție SB2 110 kV, poziție SBorne 110 kV, poziție SB1 m.t., poziție SB2 m.t., poziție SBorne m.t., ardere siguranțe +/- BC 110 kV, ardere siguranțe +/- BS 110 kV, ardere siguranțe +/- BC m.t., ardere siguranțe +/- BS m.t.

Ieșirile de comandă sunt realizate din 8 rele cu următoarele semnificații: declanșare principală întrerupător 110 kV (releul 1), declanșare principală întrerupător de m.t. (releul 2), declanșare rezervă întrerupător 110 kV (releul 3), declanșare rezervă întrerupător m.t. (releul 4), declanșare PDL pentru AAR (releul 5), declanșare pentru blocare AAR (releul 6), înregistrare CDR disponibilă (releul 7) și TPT 100 în funcție (releul 8).

Cele 8 ieșiri de semnalizare sunt programabile prin parametrizare.

4.2 Arhitectura hard a echipamentului

În Fig. 4.2. este prezentată o structură generală pentru echipamentul numeric de protecție TPT 100.

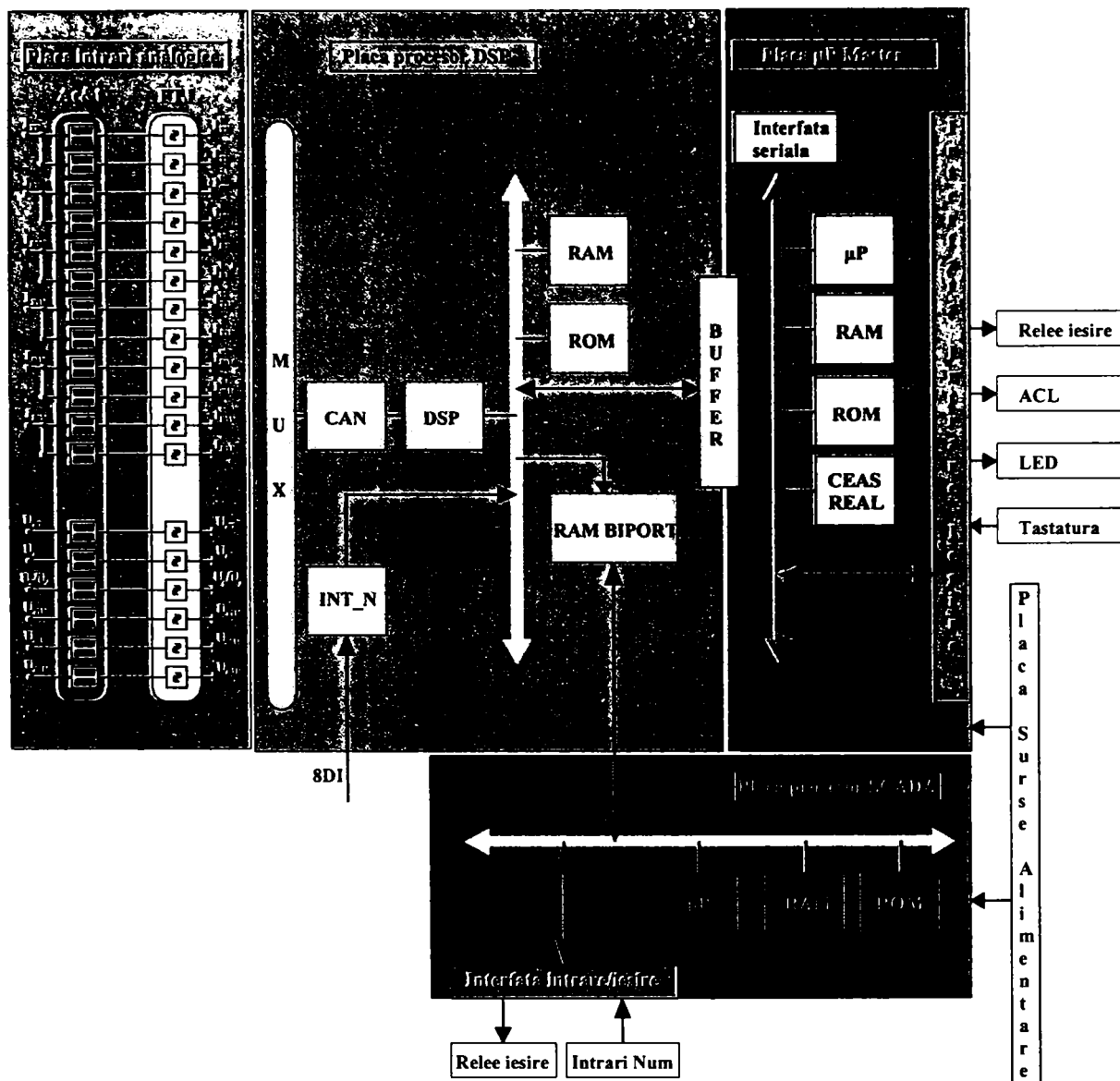


Fig. 4.2 Schema bloc terminal numeric TPT 100

4.2.1 Circuitele de intrare pentru semnalele analogice

Înfășurarea legată în stea, a transformatoarelor de măsură de tensiune racordate la barele de înalta tensiune a stației de transformare, se conectează la circuitele de adaptare de tensiune de fază (At), notate v_r , v_s , v_t . Pentru cazul al doilea, tensiunea homopolară se calculează (relația 4.1) prin intermediul algoritmilor de calcul a valorii efective ale tensiunilor, iar tensiunea auxiliară este utilizată în funcțiile de supraveghere circuite secundare de tensiune în funcția de blocare la supraflux și funcțiile maxime/ minime de tensiune. Adaptoarele de tensiune asigură transformarea semnalului analogic din circuitele secundare ale stației în semnale de valori mici direct aplicabile circuitelor electronice de intrare.

În interiorul echipamentului se utilizează încă două circuite de adaptare de tensiune racordate la tensiunile de linie v_{rs} respectiv v_{tr} . În acest fel este posibil a se controla în mod continuu integritatea circuitelor de tensiune prin compararea valorilor calculate ale tensiunilor de linie cu cele măsurate. Valorile sunt calculate în baza relației (4.1) și anume:

$$\begin{aligned}
 \underline{u}_{rs} &= \underline{v}_r - \underline{v}_s \\
 \underline{u}_{st} &= \underline{v}_s - \underline{v}_t \\
 \underline{u}_{tr} &= \underline{v}_t - \underline{v}_r \\
 3\underline{u}_h &= \underline{v}_r + \underline{v}_s + \underline{v}_t
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

și sunt comparate ca modul și fază cu cele măsurate, respectiv: v_{rs} , v_{tr} .

Dacă diferențele între valorile măsurate și calculate, depășesc anumite limite stabilite, prin parametrizare, se generează un semnal de alarmă. În acest fel, funcția de autosupraveghere se extinde și asupra circuitelor de intrare de tensiune. Fig. 4.3 prezintă schema bloc a circuitelor analogice de intrare- curenți.

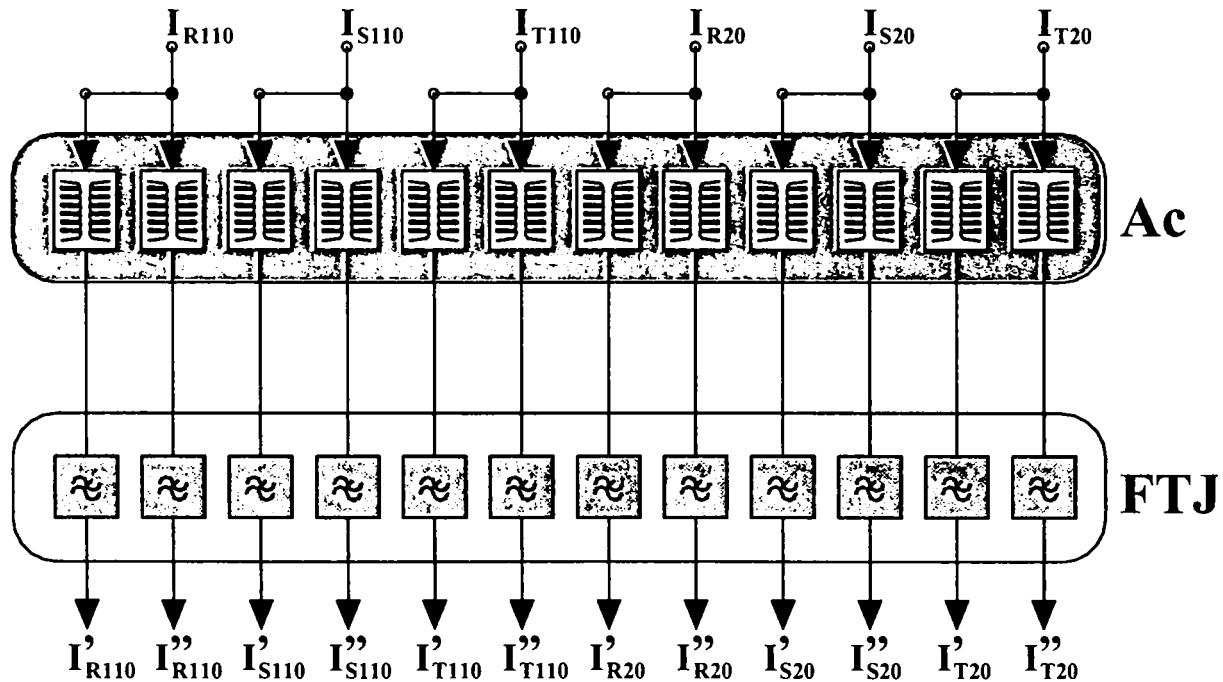


Fig. 4.3 Schema bloc a circuitelor analogice de intrare - curenți

În schema circuitelor de intensitate din interiorul echipamentului s-au prevăzut câte două adaptoare de curent pentru fiecare fază din următoarele considerente:

- necesitatea controlului simultan al unor valori mari ale intensității curentului - la scurtcircuite între faze - respectiv al unor valori mici ale intensității curentului - la măsură și simple puneri la pământ monofazate de mare rezistență;
- limitări de ordin tehnologic la utilizarea unor amplificatoare de instrumentație înaintea convertorului analog-numeric (CAN);
- necesitatea asigurării liniarității ieșirilor adaptoarelor în limite largi de variație ale mărimii de intrare ($20 \times I_n$);

Adaptoarele de intrare de curent sunt realizate cu dispozitive LEM, conectate în montaj "clește ampermetric", astfel încât condițiile maxime de stabilitate termică impuse, nu ridică probleme. Principiul de funcționare al dispozitivului LEM este prezentat în Fig. 4.4.

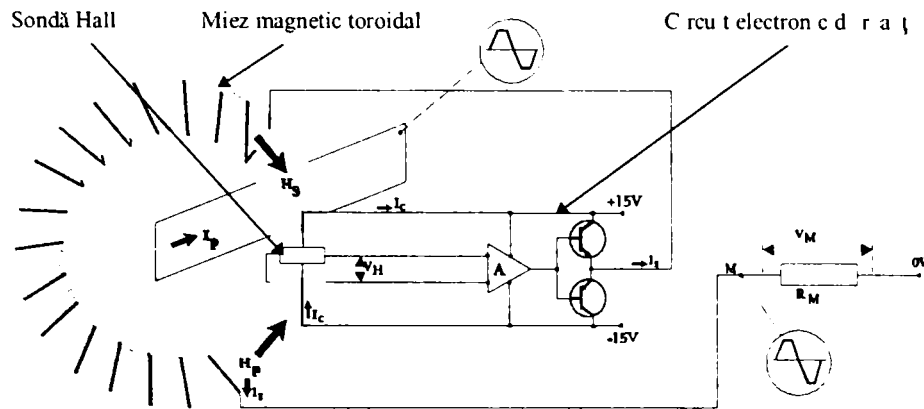


Fig. 4.4 Schema de principiu a circuitelor de adaptare de intensitate – LEM

Fluxul magnetic primar creat de curentul de măsurat în interiorul circuitului magnetic toroidal este sesizat prin intermediul unei sonde Hall, iar tensiunea obținută la bornele sondei comandă un circuit electronic în așa fel încât, curentul secundar debitat de acesta să creeze un flux egal și de sens opus fluxului primar. Prin urmare intensitatea curentului secundar I_s este direct proporțională cu intensitatea curentului primar I_p și are aceeași formă de variație în timp.

Din ecuația de egalitate a solenațiilor:

$$N_p \cdot I_p = N_s \cdot I_s \Rightarrow I_s = I_p \cdot \frac{N_p}{N_s} \quad (4.2)$$

De remarcat faptul că principiul de funcționare al dispozitivelor LEM, la flux practic nul, oferă o liniaritate deosebită, oferă separația galvanică iar prin montajul tip "clește ampermetric" se rezolvă elegant problemele de stabilitate termică. De altfel, caracteristicile tehnice principale ale adaptoarelor sunt deosebite. Astfel, liniaritatea este mai bună de 0,1% iar timpul de răspuns la semnal treaptă mai mic de $1\mu s$, la o viteză de variație a curentului $di/dt > 50 A/\mu s$. Tot prin montajul tip "clește ampermetric" se poate utiliza același tip constructiv de LEM pentru ambele adaptoare de pe fază, prin simpla multiplicare a numărului N_p de spire din primar, crescându-se în mod corespunzător sensibilitatea dispozitivului.

Schema bloc a achiziției mărimilor analogice la TPT 100 este prezentată în fig. 4.5.

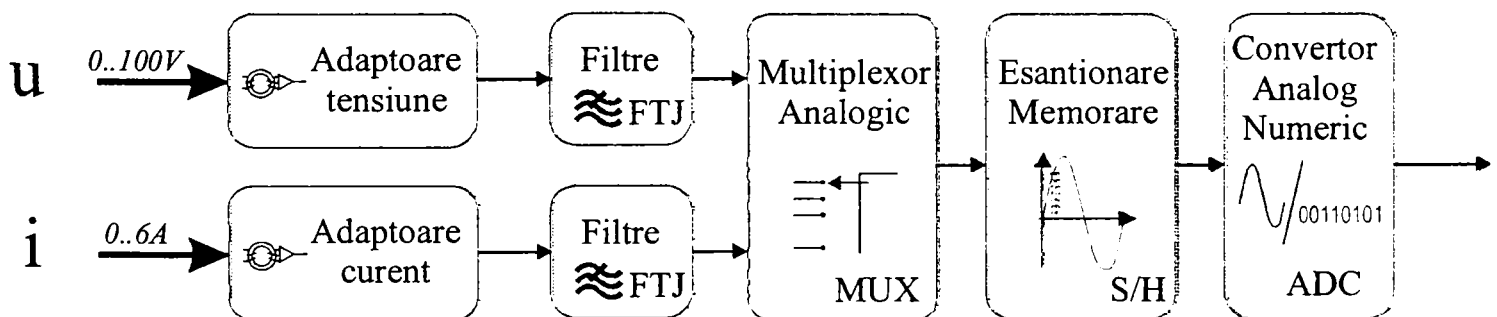


Fig. 4.5 Achiziția mărimilor analogice la TPT 100

Pentru adaptoarele de intrare de tensiune s-au avut în vedere două soluții:

- utilizarea dispozitivelor LEM în montaj voltmetric ;
- transformatoare de tensiune.

Din considerente de ordin economic s-a optat pentru cea de-a doua variantă care oferă caracteristici tehnice corespunzătoare scopului propus.

În figura 4.6 se prezintă schema de principiu a circuitelor de adaptare de tensiune.

Ieșirile adaptoarelor de curent, respectiv tensiune, sunt cuplate la filtre antialiasing de tip “trece jos” (FTJ) având rolul de a limita banda de frecvență a semnalelor analogice la maxim jumătate din frecvența de eșantionare. Frecvența de eșantionare tipică este de 1000 Hz și în consecință, filtrele se caleză pe o frecvență de tăiere de 500 Hz.

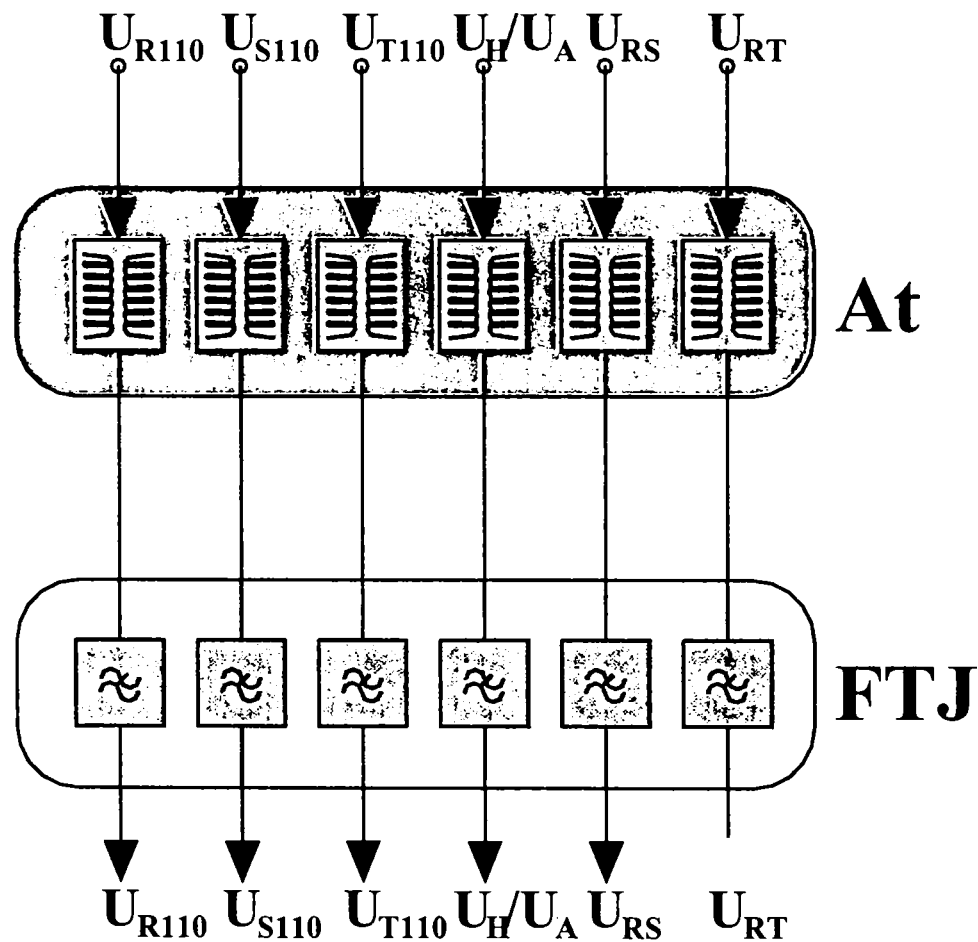


Fig. 4.6 Schema de principiu a circuitelor de adaptare de tensiune

Ieșirile filtrelor analogice se pot racorda direct la circuitele electronice de intrare de pe placa de bază, amplitudinea semnalului fiind adaptată pentru aceste circuite.

Schema bloc a echipamentului conține patru plăci de bază și anume:

1. placa microprocesorului de semnal - DSP;
2. placa microprocesorului master - μP ;
3. placa microprocesorului SCADA - μP s;
4. placa surse de alimentare.

4.2.2 Placa procesorului de semnal

Această placă (Fig.4.2) se compune din:

1. două multiplexoare analogice (MUX A, MUX B) de câte opt canale , interfașabile direct cu intrările convertorului analog-numeric (CAN);

2. convertor analog numeric dual de 16 biți cu timp de conversie de 5 μ s, care permite obținerea a câte o pereche de valori la fiecare 5 μ s. Circuitele de eșantionare și memorare sunt incluse în CAN;
3. circuitele de intrări numerice, (24 intrări) izolate galvanic prin optocuploare, care admit la intrare tensiuni de 220 V c.c. În acest fel nu mai sunt necesare alte adaptări la tensiunea operativă din stația de transformare;
4. blocul de memorie de program nevolatilă ROM;
5. blocul de memorie volatilă RAM împărțit în 32 kB memorie RAM rapidă și (1...4)MB memorie RAM static având conținutul protejat prin baterie pentru cazurile de cădere a tensiunii de alimentare V c.c.;
6. microprocesor de semnal digital - DSP, 50 MHz, 32 biți;
7. magistrala locală gestionată de DSP;
8. zonă tampon (buffer) de comunicație cu magistrală procesorului master;
9. bloc de memorie RAM biport, pentru transfer unidirecțional de date spre procesorul dedicat funcțiilor SCADA.

Procesorul de semnal numeric - DSP, realizează următoarele funcții ale echipamentului:

- achiziția semnalelor analogice cu o frecvență de eșantionare de 1000 Hz ($20f_n$) și menținerea acestora constantă chiar la variații ale frecvenței semnalului achiziționat;
- achiziția semnalelor numerice, necesare algoritmilor de protecție și automatizare, cu o frecvență de eșantionare de 1000 Hz;
- filtrarea numerică a semnalelor analogice;
- preluarea valorilor de reglaj ale protecțiilor și automatizărilor de la procesorul decizional (master) în vederea evaluării variabilelor logice în procedurile de comparație;
- evaluarea variabilelor booleene necesare tuturor funcțiilor de protecție și automatizare;
- transmiterea variabilelor logice spre procesorul master;
- calculul valorii efective și a diverselor defazaje necesare funcțiilor de protecție, automatizare și măsură;
- memorarea în zona RAM static a eșantioanelor tuturor mărimilor analogice și numerice în vederea asigurării funcției de perturbograf local. Transferul acestor date se face tot prin intermediul blocului microprocesorului master;
- depunerea în zona de memorie RAM biport a tuturor informațiilor necesare sistemului de supraveghere-control (SCADA) din stațiile de transformare.

4.2.3 Placa procesorului decizional

Placa procesorului decizional sau master (Fig.4.2) se compune din:

1. microprocesor;
2. interfețe seriale de comunicație;
3. memorie nevolatilă, reinscriptibilă prin semnal electric, EEPROM, pentru programe și pentru reglaje și memorie volatilă RAM;
4. porturi intrare / ieșire pentru interfațare cu tastatura și afișajul cu cristale lichide (ACL);
5. porturi pentru interfațare cu blocul releelor de execuție;
6. blocul optocuplor pentru izolarea galvanică de blocul releelor de execuție. Fig. 4.6 prezintă un detaliu al modulului de ieșiri numerice;
7. blocul releelor de execuție.
8. ceas de timp real (Ceas Real);
9. magistrale locale;
10. buffer de comunicație cu blocul microprocesor DSP.

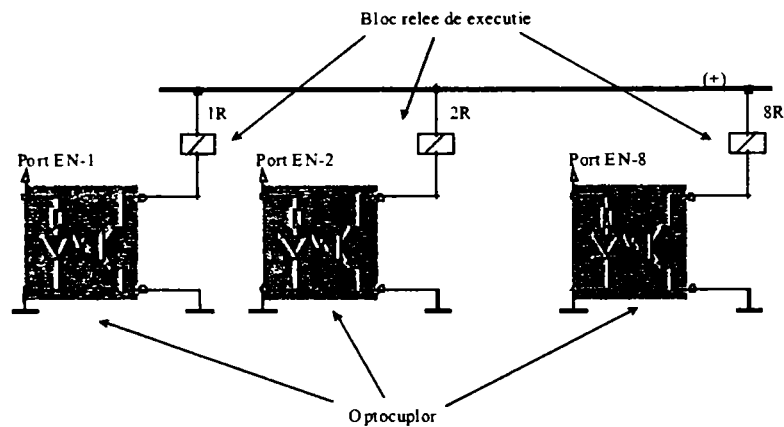


Fig. 4.7 Modul ieșiri numerice

Pentru verificarea integrității circuitelor de comandă de declanșare se utilizează schema de principiu prezentată în fig. 4.8. Schema supraveghează continuitatea circuitului de declanșare și printr-o logică adecvată, se emite o semnalizare în cazul unui defect pe acest circuit. În cazul în care căderea de tensiune pe rezistența de sarcină R , depășește limitele reglate, funcție de curentul absorbit de bobina de declanșare, se emite semnalizarea de alarmare;

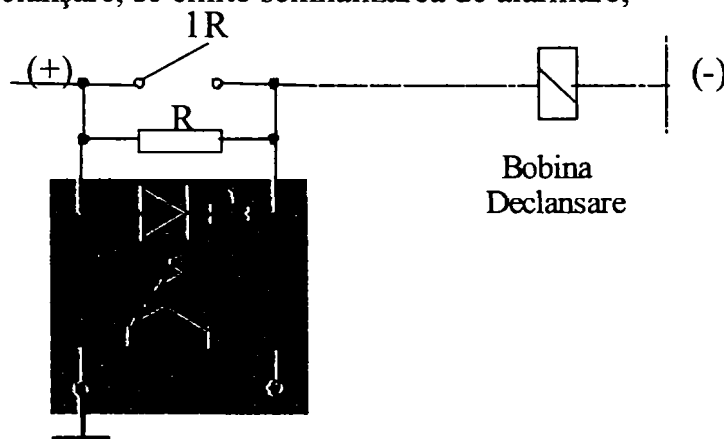


Fig. 4.8 Verificarea integrității circuitului de declanșare

Placa procesorului decizional asigură implementarea următoarelor:

- funcția de comunicație cu un calculator PC prin intermediul seriei RS 232C pentru transmiterea reglajelor spre echipament și pentru extragerea informațiilor din echipament în cadrul funcției de perturbograf local;
- funcția de comunicație în cadrul structurii SCADA, implementată la nivelul stației de transformare, prin intermediul seriei field-bus, în buclă de curent. Este o funcție deosebit de importantă având în vedere că prin aceasta se asigură integrarea echipamentului de protecție, automatizare și măsură în structurile de supraveghere și control ale stației;
- funcția de comunicație locală operator-echipament prin porturile de interfațare cu tastatura și afișajul cu cristale lichide;
- prelucrarea variabilelor logice preluate de la blocul microprocesor DSP pentru implementarea funcțiilor de protecție și automatizare. Procesorul master prelucrează numai variabile booleene și este singurul care are o "imagine" de ansamblu asupra procesului supravegheat. Având la dispoziție toate informațiile necesare poate lua deciziile majore de comandă declanșare și de semnalizare;
- emiterea comenzilor de declanșare spre echipamentul primar de comutație (12 relee de execuție);
- emiterea semnalizărilor de tip contact spre exterior, păstrând astfel compatibilitatea cu actualele sisteme de supraveghere existente în stațiile de transformare.

4.2.4 *Placa surselor de alimentare*

Asigură alimentarea cu diversele tensiuni necesare funcționării echipamentului. Se compune dintr-o sursă de alimentare principală de 220 Vc.c./ 24 Vc.c., 50W care asigură și izolația galvanică față de exterior și mai multe surse secundare care asigură tensiunile de ± 15 Vc.c., ± 12 Vc.c. și 5 Vc.c. Blocul surselor de alimentare este montat separat și este ecranat pentru a evita perturbarea circuitelor electronice.

În acest capitol sunt prezentați algoritmi generali utilizați în cadrul echipamentelor numerice. În această categorie sunt cuprinși algoritmi necesari filtrării numerice a semnalelor analogice de intrare și algoritmi de calcul a valorii efective și a defazajelor tensiunilor, curenților. Sunt analizate mai multe criterii de calcul indicându-se principiile care stau la baza selecției diferiților algoritmi.

4.3.1 Abordarea din punctul de vedere al tehnicii numerice

Criteriile de protecție trebuie analizate sub aspectul în modul următor:

- criterii de protecție pe baza unei singure mărimi de proces (curent, tensiune);
- criterii de protecție pe baza mai multor mărimi de proces (impedanță, diferență de fază).

Aceste criterii trebuie evaluate în legătură cu :

- precizia de măsurare în funcție de frecvența de eșantionare, de conținutul de armonici superioare și componente aperiodice existente în mărimea de proces;
- comportarea tranzitorie către o valoare staționară la trecerea de la regimul normal la cel de defect ;
- necesarul de calcule numerice ca bază pentru realizarea configurației hard de timp real.

4.3.1.1 Principii de prelucrare pentru o mărime de proces

Se consideră o mărime de proces cu o variație sinusoidală.

Grupa I Supravegherea mărimilor momentane

Principiu: Valorile momentane u_k se compară cu o valoare de referință u_r conform figurile 4.9 și 4.10

Valoarea momentană arbitrară

Evaluare aritmetică

$$|u_k| \geq u_r \quad (4.3)$$

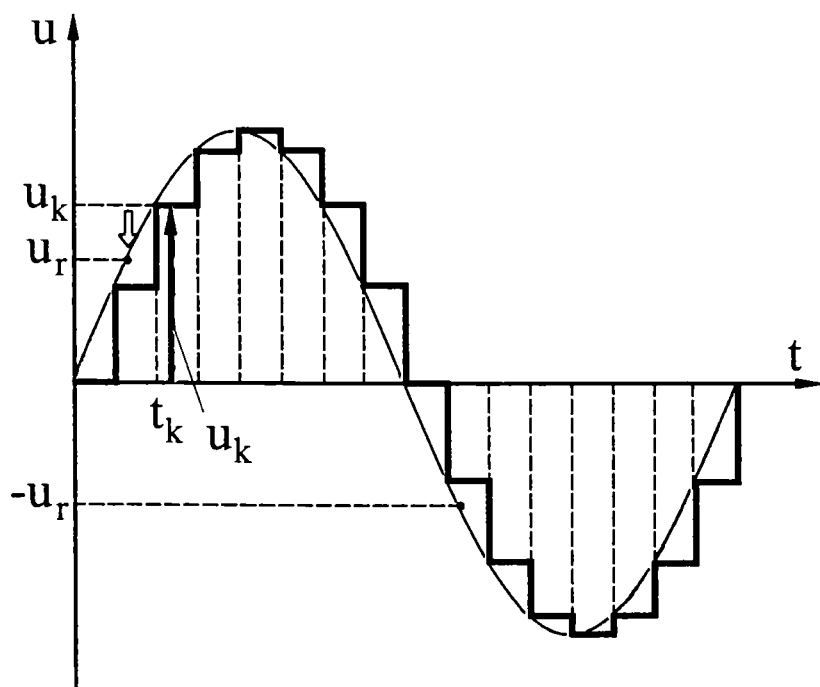


Fig. 4.9 Supravegherea valorii momentane oarecare

Valoare momentană maximă

Evaluare aritmetică

$$\max\{|u_k|\} \geq u_r \quad (4.4)$$

respectiv

$$\{|u_k|\} \leq u_r \quad (4.5)$$

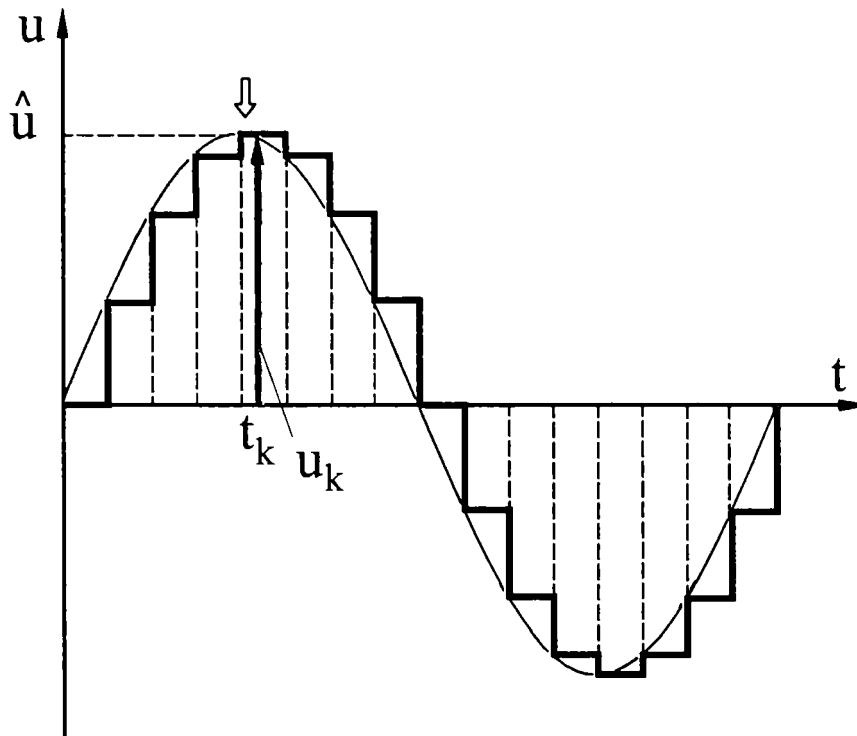


Fig. 4.10 Supravegherea valorii momentane maxime

Prima relație evidențiază supravegherea unei marimi la creșterea față de mărimea de referință, iar relația următoare la scăderea sub valoarea de referință.

Grupa II Supravegherea vitezei de variație a la trecerea prin zero

Principiu : Din două mărimi eșantionate u_k și u_{k+1} succesive de semne contrare se calculează conform figurii 4.11 viteza de variație a valorii momentane a mărimii de proces, în scopul supravegherii atât a sensului creșterii cât și al scăderii.

Evaluare aritmetică

$$tg\alpha = \frac{|u_{k+1}| + |u_k|}{\tau} \geq a_r \quad (4.6)$$

cu condiția

$$\text{sgn}\{u_{k+1}\} \neq \text{sgn}\{u_k\} \quad (4.7)$$

Observații

- datorită împărțirii prin $\tau = \text{const.}$ numărătorul constituie o măsură proporțională a vitezei de variație la trecerea prin zero ;
- se poate calcula viteza de variație a în puncte arbitrare cu utilizarea a două valori eșantionate de același semn în scopul determinării unei stări de defect :

$$tg\alpha = \frac{\{u_{k+1}\} - \{u_k\}}{\tau} \leq a_r \quad (4.8)$$

cu condiția

$$\text{sgn}\{u_{k+1}\} = \text{sgn}\{u_k\} \quad (4.9)$$

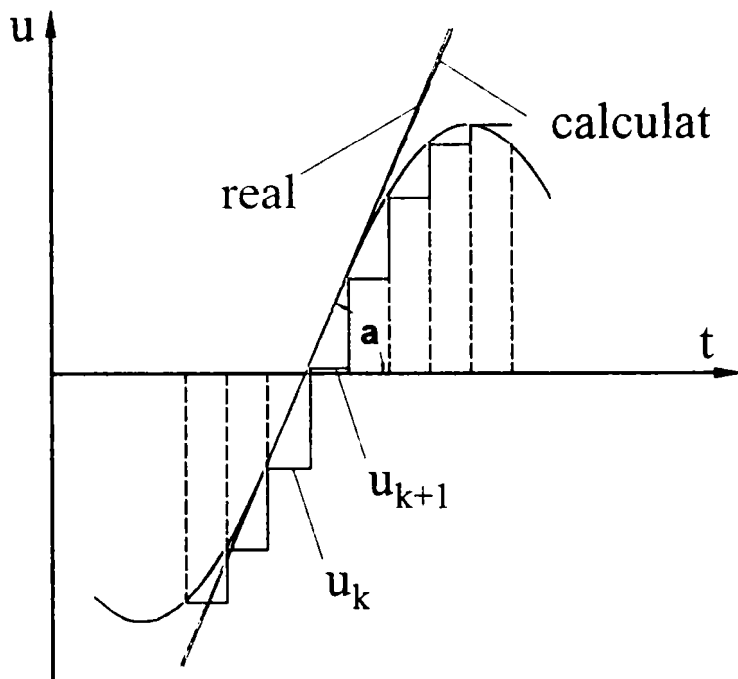


Fig. 4.11 Supravegherea vitezei de variație la trecerea prin zero

Grupa III Calculul continuu a valorii de vârf \hat{u} , a valorii medii redresată $|\bar{u}|$ și a valorii efective U
 Principiu : Se evaluează numeric porțiuni relevante pentru protecție ale evoluției în timp a mărimii de proces

$$u(t) = \hat{u} \cdot \sin(\omega_n t + \varphi_0) \quad (4.10)$$

cu:

$$\omega_n = 2\pi f_n$$

$$f_n < f_r$$

f_r – frecvența de eșantionare ($f_r = c f_n$).

Valorile \hat{u} , $|\bar{u}|$ și U se compară cu mărimile de referință \hat{u}_r , $|\bar{u}_r|$ și U .

Se folosesc următoarele procedee de calcul :

III.1 Integrarea evoluției valorilor momentane în forma originală pentru calculul lui $|\bar{u}|$

Relație matematică

$$|\bar{u}| = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} |u(t)| dt \quad (4.11)$$

Transpunere aritmetică : Prin calcul recursiv al integralei, prin utilizarea formulei dreptunghiurilor se obține :

$$\sum_{k=1}^N |u_k| = \sum_{k=0}^{N-1} |u_k| + |u_k| - |u_{k-N}| \quad (4.12)$$

în care

$$\sum_{k=1}^N |u_k| \cong \int_{t_2}^{t_2+T} |u(t)| dt \text{ este suma actuală în ultimul punct de eșantionare } (t_1+T), \text{ iar}$$

$$\sum_{k=1}^{N-1} |u_k| \cong \int_{t_1}^{t_1+T} |u(t)| dt \text{ este suma veche în penultimul punct de eșantionare } (t_1+T-\tau)$$

u_k este valoarea eșantionată în ultimul punct de eșantionare (t_1+T)

u_{k-N} este valoarea eșantionată situată cu N momente de eșantionare în trecut (t_1).

Alte procedee :

- formula trapezelor ;
- formula lui Simpson.

III.2 Calculul valorii efective U

Relația matematică

$$U^2 = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} u^2(t) dt \quad (4.13)$$

Transpunere aritmetică : prin calcul recursiv al integralei se obține :

$$\sum_{k=1}^N u_k^2 = \sum_{k=0}^{N-1} u_k^2 + u_k^2 - u_{k-N}^2 \quad (4.14)$$

Semnificația termenilor este identică ca la III.1/.

III.3 Utilizarea funcțiilor trigonometrice

Dacă numărul valorilor eșantionate în fiecare perioadă se divide prin 4, valorile momentane sunt defazate cu 90° . Pentru calculul valorii de vârf prin funcții trigonometrice, aceste valori eșantionate, figura 4.12, sunt utile sub următoarea formă:

III. 3.1 Calculul prin sin/ cos

Relația matematică

$$\hat{u} = \hat{u} \left[|\sin \omega t| + |\cos \omega t| + 0.5 \left| |\sin \omega t| - |\cos \omega t| \right| \right] \quad (4.15)$$

Transpunerea aritmetică

$$\hat{u} \approx u_{k\varepsilon} = |u_k| + |u_{k-N/4}| + 0.5 \left| |u_k| - |u_{k-N/4}| \right| \quad (4.16)$$

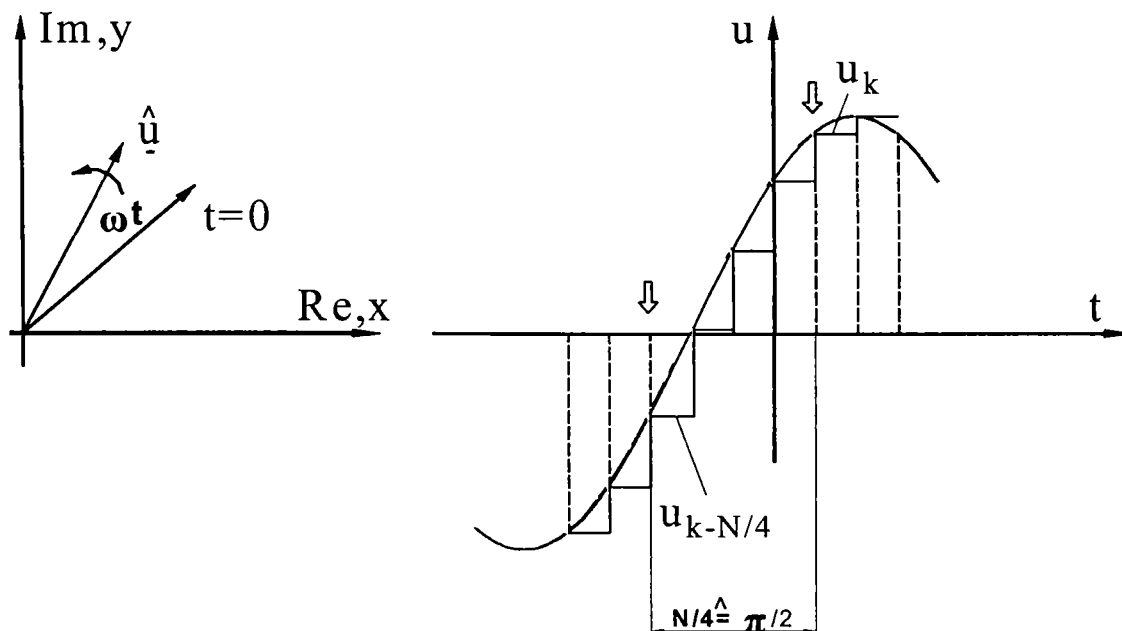


Fig. 4.12 Calcul prin utilizarea funcțiilor trigonometrice

III.3.2 Calculul prin \sin^2 / \cos^2

Relația matematică

$$\hat{u}^2 = \hat{u}^2 (\sin^2 \omega t + \cos^2 \omega t) \quad (4.17)$$

Transpunerea aritmetică

$$\hat{u}^2 = \hat{u}_{k\epsilon}^2 = u_k^2 + u_{k-N/4}^2 \quad (4.18)$$

III.4 Utilizarea funcțiilor de corelație

Din gama de posibilități de calcul a funcției de corelație a mărimilor de proces sinusoidale $u(t)$ cu funcții ortogonale în scopul calculului părților reale U_x și imaginare U_y din relația :

$$U^2 = U_x^2 + U_y^2 \quad (4.19)$$

rezultă următoarele metode :

III.4.1 Corelații cu funcții trigonometrice

Relații matematice și figura 4.13.

$$U_x = \frac{2}{T} \int_{t_1}^{t_1+T} u(t) \cos \omega t dt \quad (4.20)$$

$$U_y = \frac{2}{T} \int_{t_1}^{t_1+T} u(t) \sin \omega t dt \quad (4.21)$$

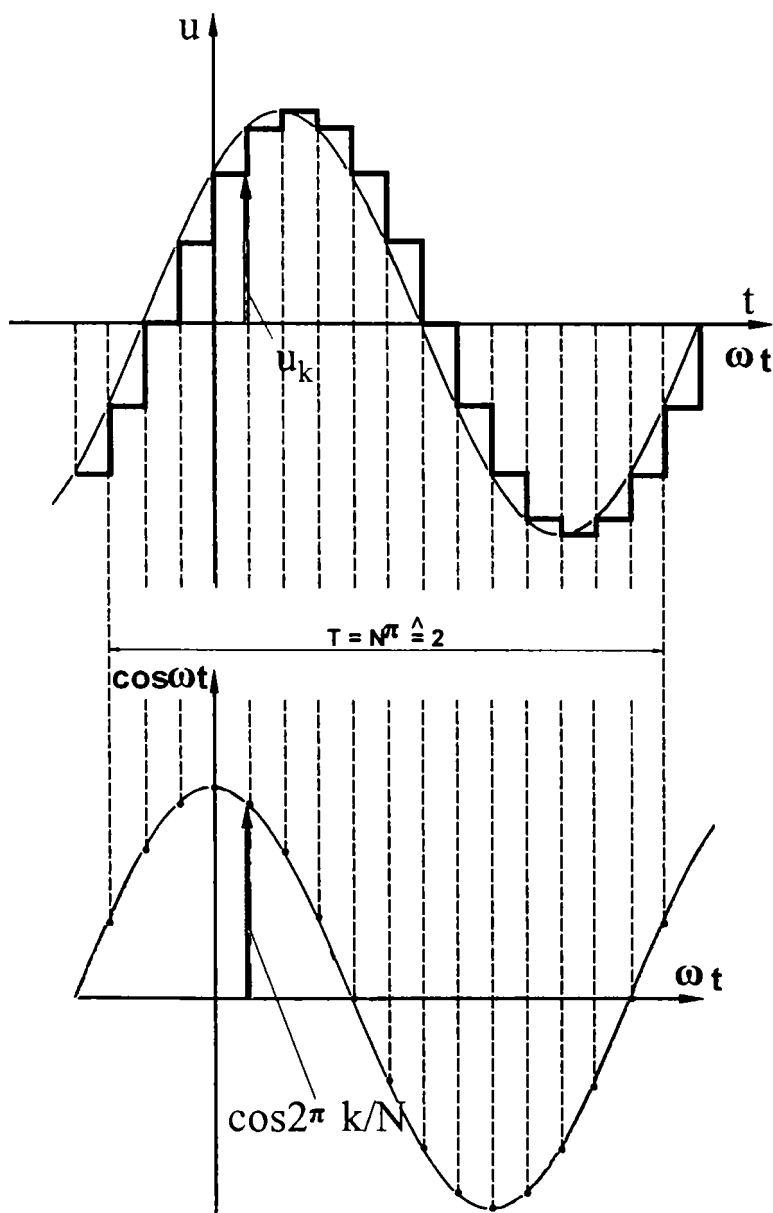


Fig. 4.13 Calcul prin corelație cu cosinus

Transpunerea aritmetică

$$U_x = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N \left(u_k \cos \frac{2\pi k}{N} \right) \quad (4.22)$$

$$U_y = \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N \left(u_k \sin \frac{2\pi k}{N} \right) \quad (4.23)$$

III.4.2 Corelația cu funcții dreptunghiulare

Transpunere aritmetică și figura 4.14

$$U_x \approx \left[\sum_{k=1}^{\frac{N}{4}} u_k - \sum_{k=\frac{N}{4}+1}^{\frac{3N}{4}} u_k + \sum_{k=\frac{3N}{4}+1}^N u_k \right] \quad (4.24)$$

$$U_y \approx \left[\sum_{k=1}^{\frac{N}{2}} u_k - \sum_{k=\frac{N}{2}+1}^N u_k \right] \quad (4.25)$$

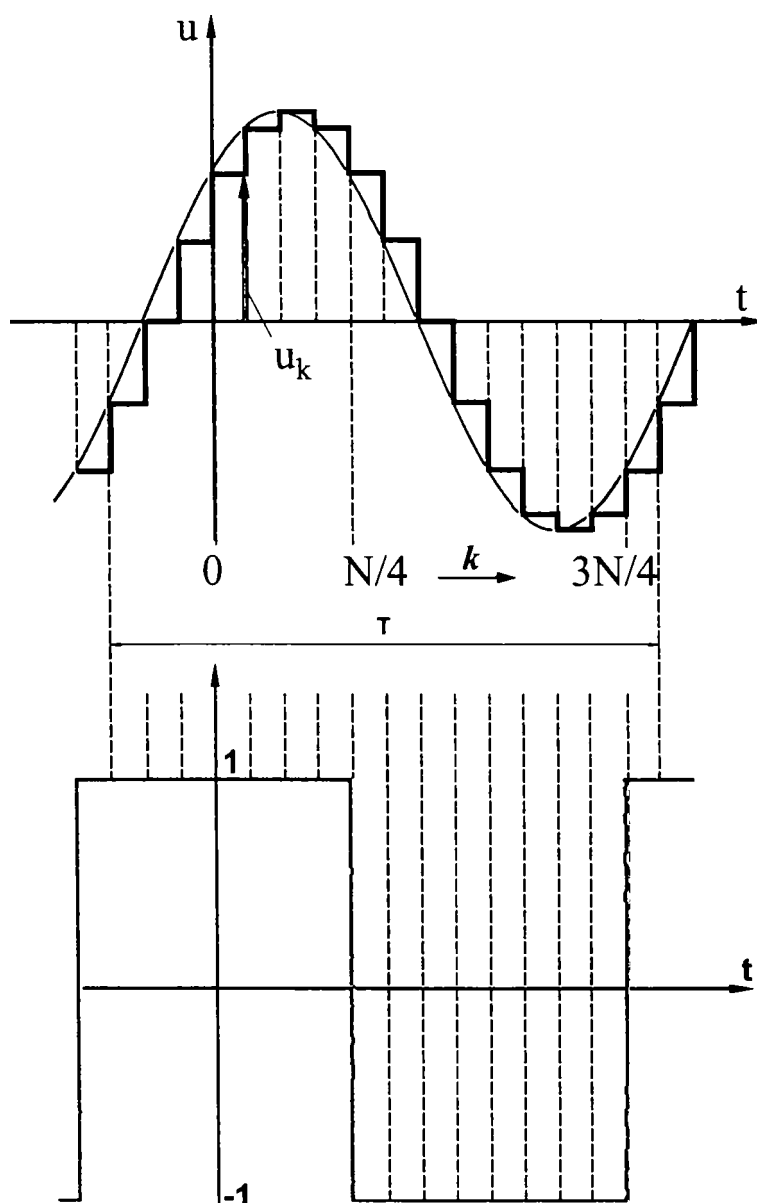


Fig. 4.14 Calcul prin corelație cu funcții dreptunghiulare

Din evaluarea diferiților algoritmi se poate observa că nu există un algoritm universal care să întrunească toate avantajele din punctul de vedere al preciziei, regimului tranzitoriu, insensibilitatea la armonici superioare și componente aperiodice precum și privind necesarul de calcule numerice.

Un algoritm optim se obține printr-un procedeu de alegere pe baza cunoașterii cerințelor privind mărimile de proces reale precum și pe baza:

-preciziei și timpului de acționare ;

-echipamentului disponibil (necesarul de calcule numerice influențează alegerea perioadei de eșantionare, ceea ce-i influențează precizia).

Concluzii :

Precizia la frecvența de 50 Hz

Algoritmii care prelucrează valori numerice în forme puțin apropiate de algoritmii originali (valorile momentane și viteza de variație) conduc la rezultate aproximative. Precizia crește cu creșterea frecvenței de eșantionare f_r . Punctul de eșantionare t_k influențează și el eroarea de măsurare.

Din punctul de vedere al preciziei de măsurare procedeele de :calculul a valorii efective, calculul prin \sin^2/\cos^2 și utilizarea funcțiilor de corelație sunt cele mai bune.

Comportarea tranzitorie

Toate procedeele bazate pe integrare ar trebui să utilizeze un interval de integrare egal cu perioada unde fundamentale (cu scopul limitării influențelor perturbatoare), după care să fie elaborată decizia corespunzătoare. Algoritmii bazați pe funcții trigonometrice permit obținerea în cel mai scurt timp (5 ms) a informațiilor privind modificarea mărimii de proces.

Influența armonicilor superioare

Toți algoritmii bazați pe evaluarea mărimilor de proces într-un punct, sau pe un interval mai mic decât perioada T sunt sensibili la armonici superioare, care se manifestă nemijlocit și falsifică rezultatul (utilizarea funcțiilor trigonometrice). Și asupra valorii efective a fundamentalei armonicile superioare acționează, deoarece algoritmul nu are nici o proprietate de filtrare.

Din punctul de vedere al influenței armonicilor superioare, sunt avantajoși algoritmii bazați pe corelație, la care armonicile superioare sunt atenuate parțial (corelație cu funcții dreptunghiulare) sau chiar în totalitate (corelație cu funcții trigonometrice).

Influența componentelor aperiodice

Componentele aperiodice falsifică rezultatul în cazul tuturor algoritmilor. Trebuie acordată o atenție sporită dependenței diferite a erorii de măsură ε de constanta de timp T_p de amortizare a componentei aperiodice în cazul algoritmilor din grupele III.3 și III.4.

În cazul algoritmilor bazați pe valoarea efectivă este valabilă afirmația cu absența proprietăților de filtrare.

Necesarul de calcule numerice

Algoritmii : calculul valorii efective, calculul prin \sin^2/\cos^2 și utilizarea funcțiilor de corelație conțin operații mai complicate (înmulțiri). Acestea necesită un timp de calcul mai mare, iar intervalul de timp până la adoptarea deciziei trebuie să fie mai mic decât $\tau = T_f n / f_r$ astfel încât să fie îndeplinită condiția de funcționare în timp real.

4.3.1.3 Principii de prelucrare pentru două mărimi de proces

Determinarea impedanței

Grupa I Algoritmi bazați pe tensiuni și curenți sinusoidali

Considerăm tensiunea și curentul de forma :

$$u = \hat{u} \sin(\omega t + \varphi)$$

(4.26)

$$i = \hat{i} \sin \omega t$$

prin utilizarea a $n=2$ sau $n=3$ valori eșantionate vecine, figura 4.15, se obțin:

$$\begin{aligned}
 u_1 &= \hat{u} \sin(\omega t_1 + \varphi) \\
 u_2 &= \hat{u} \sin(\omega t_1 + \varphi + \omega \tau) \\
 u_3 &= \hat{u} \sin(\omega t_1 + \varphi + 2\omega \tau) \\
 i_1 &= \hat{i} \sin \omega t_1 \\
 i_2 &= \hat{i} \sin(\omega t_1 + \omega \tau) \\
 i_3 &= \hat{i} \sin(\omega t_1 + 2\omega \tau)
 \end{aligned}
 \tag{4.27}$$

din care prin utilizarea relațiilor între funcțiile trigonometrice și cu utilizarea derivatelor de ordinul 1 și 2

$$\begin{aligned}
 u' &= \omega \hat{u} \cos(\omega t + \varphi) \\
 u'' &= -\omega^2 \hat{u} \sin(\omega t + \varphi) \\
 i' &= \omega \hat{i} \cos \omega t \\
 i'' &= -\omega^2 \hat{i} \sin \omega t
 \end{aligned}
 \tag{4.28}$$

se obține o expresie matematică pentru impedanță în care intervin valorile eșantionate, perioada de eșantionare și pulsația fundamentalei.

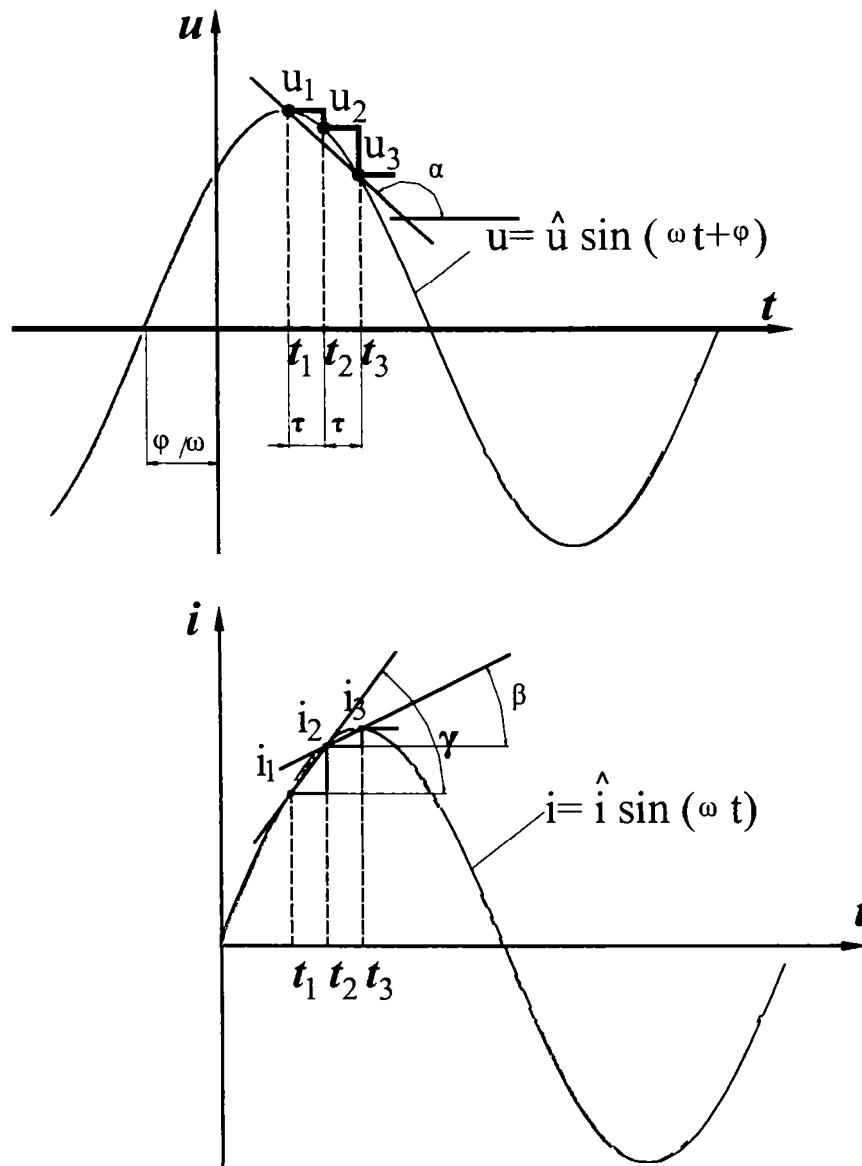


Fig. 4.15 Calculul impedanței prin tensiune și curent de variație sinusoidală

Pentru cei patru algoritmi din această grupă expresiile finale au următoarele forme :

I1 Algoritmul Gilbert-Shovlin : n=3

$$X = \frac{u_2 i_3 - u_3 i_2}{i_2^2 - i_1 i_3} \sin \omega t$$

$$R = \frac{u_2 i_2 - 0,5(u_1 i_3 - u_3 i_1)}{i_2^2 - i_1 i_3}$$
(4.29)

I2 Algoritmul Lobos – T₂ : n=2

$$X = \frac{(u_2 i_1 - u_1 i_2) \sin \omega t}{i_1(i_2 \cos \omega t - i_1) + i_2(i_1 \cos \omega t - i_2)}$$

$$R = \frac{u_1(i_2 \cos \omega t - i_1) + u_2(i_1 \cos \omega t - i_2)}{i_1(i_2 \cos \omega t - i_1) + i_2(i_1 \cos \omega t - i_2)}$$
(4.30)

I3 Algoritmul Mann- Morrison: n=3

$$|Z| = \sqrt{\frac{u_2^2 + \left(\frac{u_3 - u_1}{2\omega\tau}\right)^2}{i_2^2 + \left(\frac{i_3 - i_1}{2\omega\tau}\right)^2}}$$
(4.31)

$$\varphi_z = \arctg \frac{2\omega\tau u_2}{u_3 - u_1} - \arctg \frac{2\omega\tau i_2}{i_3 - i_1}$$
(4.32)

I4 Algoritmul Gilcrest – Rockefeller : n = 3

$$|Z| = \sqrt{\frac{\left(\frac{u_3 - u_1}{2}\right)^2 + \left(\frac{u_3 - 2u_2 + u_1}{\omega\tau}\right)^2}{\left(\frac{i_3 - i_1}{2}\right)^2 + \left(\frac{i_3 - 2i_2 + i_1}{\omega\tau}\right)^2}}$$
(4.33)

$$\varphi_z = \arctg \frac{\omega\tau}{2} \frac{u_3 - u_1}{u_3 - 2u_2 + u_1} - \arctg \frac{\omega\tau}{2} \frac{i_3 - i_1}{i_3 - 2i_2 + i_1}$$

Pentru fiecare algoritm sunt în principiu suficiente două entități de decizie și anume X, R, respectiv $|Z|$, φ_z :

$$R = |Z| \cos \varphi_z$$

$$X = |Z| \sin \varphi_z$$
(4.34)

respectiv

$$|Z| = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$\varphi_z = \operatorname{arctg} \frac{X}{R} \quad (4.35)$$

Referitor la semnul lui R, X respectiv al fazei φ_z se are în vedere sensul de circulație al puterii.

Obținerea expresiei finale pentru algoritmul Gilcrest- Rockefeller.

Din mărimile de process a obiectului protejat:

$$u = \hat{u} \sin(\omega t + \varphi) \quad (4.36)$$

$$i = \hat{i} \sin \omega t$$

Se determină derivatele de ordinul 1, 2 ale curentului și tensiunilor :

$$u' = \omega \hat{u} \cos(\omega t + \varphi)$$

$$u'' = -\omega^2 \hat{u} \sin(\omega t + \varphi) \quad (4.37)$$

$$i' = \omega \hat{i} \cos \omega t$$

$$i'' = -\omega^2 \hat{i} \sin \omega t$$

După ridicarea la pătrat se obține :

$$u'^2 = \omega^2 \hat{u}^2 \cos^2(\omega t + \varphi)$$

$$u''^2 = \omega^4 \hat{u}^2 \sin^2(\omega t + \varphi) \quad (4.38)$$

$$i'^2 = \omega^2 \hat{i}^2 \cos^2 \omega t$$

$$i''^2 = \omega^4 \hat{i}^2 \sin^2 \omega t$$

Din prelucrarea relațiilor de mai sus se obțin expresiile valorilor maxime ale tensiunii și curentului

$$\hat{u}^2 = \frac{1}{\omega^2} \left[u'^2 + \left(\frac{u''}{\omega} \right)^2 \right] \quad (4.39)$$

$$\hat{i}^2 = \frac{1}{\omega^2} \left[i'^2 + \left(\frac{i''}{\omega} \right)^2 \right]$$

și intrucât

$$|Z| = \frac{\hat{u}}{\hat{i}} \quad (4.40)$$

rezultă :

$$|Z| = \sqrt{\frac{u'^2 + \left(\frac{u''}{\omega} \right)^2}{i'^2 + \left(\frac{i''}{\omega} \right)^2}} \quad (4.41)$$

În condițiile existenței unui număr limitat de valori eșantionate echidistante se calculează cu aproximație derivatele de ordinul 1,2 ale u și i, de exemplu în momentul t_2 cu relațiile :

$$\begin{aligned}
x_2' &\cong \operatorname{tg} \alpha \\
x_2'' &= \frac{\operatorname{tg} \beta - \operatorname{tg} \zeta}{\tau} \\
u_2' &= \frac{u_3 - u_1}{2\tau} \\
u_2'' &= \frac{u_3 - 2u_2 + u_1}{\tau^2} \\
i_2' &= \frac{i_3 - i_1}{2\tau} \\
i_2'' &= \frac{i_3 - 2i_2 + i_1}{\tau^2}
\end{aligned} \tag{4.42}$$

Se obține pentru $|Z|$ formula de aproximare :

$$|Z| = \sqrt{\frac{\left(\frac{u_3 - u_1}{2}\right)^2 + \left(\frac{u_3 - 2u_2 + u_1}{\omega\tau}\right)^2}{\left(\frac{i_3 - i_1}{2}\right)^2 + \left(\frac{i_3 - 2i_2 + i_1}{\omega\tau}\right)^2}} \tag{4.43}$$

Prin utilizarea formulelor trigonometrice se obține și expresia fazei.

Grupa II Algoritmi bazați pe modelul liniei

Algoritmii din această grupă se bazează pe un model al liniei sub forma unei ecuații diferențiale de ordinul 1, obținută prin ipoteza simplificatoare a conectării în serie a rezistenței și reactanței, dar cu considerarea în momentul apariției scurtcircuitului a componentei continue aperiodice. Ecuația are forma:

$$u = L \frac{di}{dt} + Ri \tag{4.44}$$

Rezolvarea ecuației cu scopul de a determina L sau X și R are loc cu utilizarea perechilor de valori de process u și di/dt în două momente diferite de timp. Există două posibilități :

III Utilizarea valorilor discrete ale evoluției valorilor momentane

Din $n=3$ (procedeu Lobos- A_3), respective $n=4$ (procedeu Lobos - A_4) valori eșantionate echidistante vecine se utilizează mediile pentru soluționarea ecuației liniei (x_{12} , x_{23} pentru $n=3$, respectiv x_2 , x_3 pentru $n=4$). Orientarea spre interiorul intervalului caracterizat de 3 respectiv 4 puncte de sprijin are în vedere necesitatea calculului raportului incremental al curentului pe baza valorilor eșantionate $i_1 \dots i_3$, respectiv $i_1 \dots i_4$. Calculul este exact în ipoteza formei sinusoidale a evoluției valorilor momentane între valorile eșantionate.

Pentru $n=3$

$$\begin{aligned}
\frac{di_{12}}{dt} &= \frac{i_2 - i_1}{2 \sin \frac{\omega\tau}{2}} \omega \\
\frac{di_{23}}{dt} &= \frac{i_3 - i_2}{2 \sin \frac{\omega\tau}{2}} \omega
\end{aligned} \tag{4.45}$$

Pentru $n=4$

$$\begin{aligned}
\frac{di_2}{dt} &= \frac{i_3 - i_1}{2 \sin \omega\tau} \omega \\
\frac{di_3}{dt} &= \frac{i_4 - i_3}{2 \sin \omega\tau} \omega
\end{aligned} \tag{4.46}$$

După înlocuirea în ecuația liniei de ordinul 1 ($n=3$ se au în vedere și i_{12} , i_{23} , $u_{12}u_{23}$) și după rezolvare se obține:

Lobos – A₃; $n=3$ figura 4.16

$$X = \frac{i_1(u_2 + u_3) - i_2(u_1 - u_3) - i_3(u_1 + u_2)}{2(i_1 i_3 - i_2^2)} \operatorname{tg} \frac{\omega \tau}{2} \quad (4.47)$$

$$R = \frac{i_1(u_2 + u_3) - i_2(u_1 + 2u_2 + u_3) + i_3(u_1 + u_2)}{2(i_1 i_3 - i_2^2)}$$

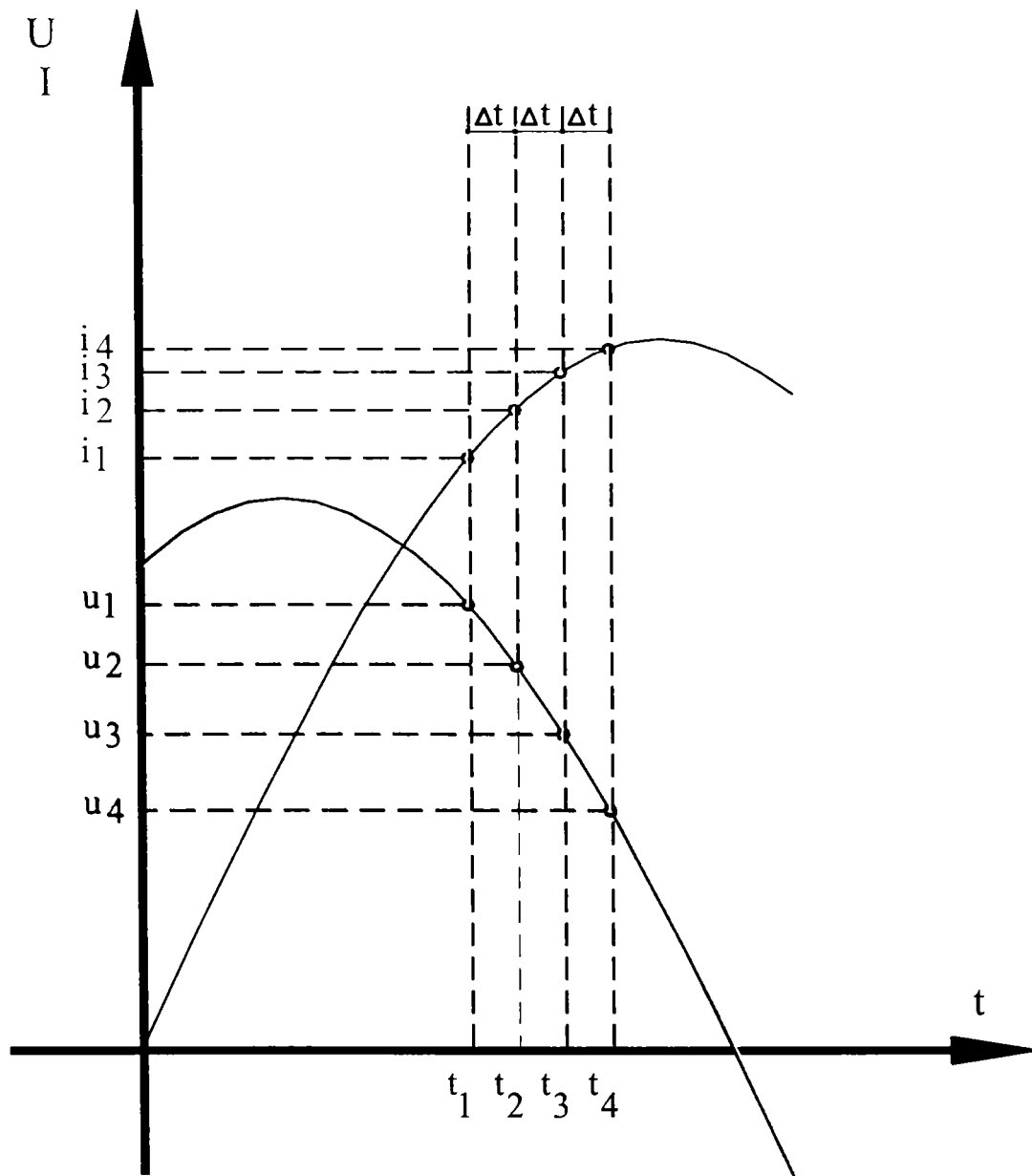


Fig. 4.16 Calculul impedanței prin rezolvarea ecuației liniei de ordinul 1 prin metoda Lobos A3

Lobos – A₄: $n=4$

$$X = \frac{u_3 i_2 - u_2 i_3}{i_2(i_4 - i_2) - i_3(i_3 - i_1)} 2 \sin \omega \tau \quad (4.48)$$

$$R = \frac{u_2(i_4 - i_2) - u_3(i_3 - i_1)}{i_2(i_4 - i_2) - i_3(i_3 - i_1)}$$

II2 Utilizarea valorilor medii după integrarea evoluției valorilor momentane

După integrarea ecuației liniei se pot calcula parametrii L și R cu utilizarea mediilor prin integrarea mărimilor de proces $u(t)$ și $i(t)$ pentru două intervale de timp situate unul după altul de aceeași durată $t_x \dots t_y$ și $t_y \dots t_z$. Se obțin relațiile:

McInnes- Morrison

$$L = \frac{\int_{t_x}^{t_y} u dt \int_{t_x}^{t_z} i dt - \int_{t_y}^{t_z} u dt \int_{t_x}^{t_y} i dt}{(i_y - i_x) \int_{t_x}^{t_z} i dt - (i_z - i_y) \int_{t_x}^{t_y} i dt} \quad (4.49)$$

$$R = \frac{(i_y - i_x) \int_{t_x}^{t_z} u dt - (i_z - i_y) \int_{t_x}^{t_y} u dt}{(i_y - i_x) \int_{t_x}^{t_z} i dt - (i_z - i_y) \int_{t_x}^{t_y} i dt}$$

Integralele se evaluează numeric după regula trapezelor. Intervalul de integrare se extinde pe mai multe intervale de eșantionare.

O detaliere a procedurii de integrare numerică cu utilizarea ecuației de ordinul 1 a liniei este posibilă prin :

- considerarea elementelor transversale ale liniei (capacitate, conductanță) prin generarea unei erori ε , prin care ecuația liniei ajunge la următoarea formă :

$$\varepsilon = L \frac{di}{dt} + Ri - u \quad (4.50)$$

Din condiția minimizării erorii medii pătratice $\overline{\varepsilon^2(t)}$ se obțin relații pentru determinarea lui L și R (procedeul erorii medii pătratice a lui Ranjbar – Cory).

- Considerarea armonicilor de ordinul n prin integrarea suplimentară pe un interval translatat cu $T / 2n$. Prin aceasta se pune în evidență prin filtrare selectivă armonica de ordinul n (procedeul filtrării Ranjbar – Cory).

Grupa III Algoritm bazat pe modelul liniei de ordinul 2

În ipoteza tratării liniei în scurtcircuit ca un cuadripol Γ (longitudinal R și L și transversal C, la intrare), ecuația de ordinul 2 a liniei se utilizează sub forma :

$$u = Ri + L \frac{di}{dt} - C \left(R \frac{du}{dt} + L \frac{d^2u}{dt^2} \right) \quad (4.51)$$

Soluționarea ecuației se face pentru patru puncte $t_2 \dots t_5$ echidistante cu utilizarea raporturilor incrementale care se pot obține pe baza valorilor eșantionate vecine (principiu similar cu algoritmul Lobos – A₄, dar cu aproximare prin drepte fără element de corecție pentru recalcularea pe sinusoidă). Pentru punctul t_2 se obțin aproximările :

$$\begin{aligned} \left. \frac{di}{dt} \right|_{t=t_2} &\approx \frac{i_3 - i_1}{2\tau} \\ \left. \frac{du}{dt} \right|_{t=t_2} &\approx \frac{u_3 - u_1}{2\tau} \\ \left. \frac{d^2u}{dt^2} \right|_{t=t_2} &\approx \frac{u_3 - 2u_2 + u_1}{\tau^2} \end{aligned} \quad (4.52)$$

Prin prelucrări adecvate, ecuația se pune sub următoarea formă matricială :

$$\begin{pmatrix} i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{i_3 - i_1}{2\tau} & -\frac{u_3 - u_1}{2\tau} & -\frac{u_3 - 2u_2 + u_1}{\tau^2} \\ \frac{i_4 - i_2}{2\tau} & -\frac{u_4 - u_2}{2\tau} & -\frac{u_4 - 2u_3 + u_2}{\tau^2} \\ \frac{i_5 - i_3}{2\tau} & -\frac{u_5 - u_3}{2\tau} & -\frac{u_5 - 2u_4 + u_3}{\tau^2} \\ \frac{i_6 - i_4}{2\tau} & -\frac{u_6 - u_4}{2\tau} & -\frac{u_6 - 2u_5 + u_4}{\tau^2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} R \\ L \\ CR \\ CL \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_2 \\ u_3 \\ u_4 \\ u_5 \end{pmatrix} \quad (4.53)$$

Rezolvarea numerică a acestei ecuații este dificilă și în tehnica pe 16 biti nu se poate obține în timp real.

Grupa III Algoritm bazat pe modelul liniei de ordinul 2

Ca și la prima grupă mărimile de proces se consideră sinusoidale

$$u = \hat{u} \sin(\omega t + \varphi) \quad (4.54)$$

$$i = \hat{i} \sin \omega t$$

sau transformate în mărimi complexe

$$\underline{U} = U_x + jU_y$$

$$\underline{I} = I_x + jI_y$$

$$U_x = \operatorname{Re}\{\underline{U}\}$$

$$U_y = \operatorname{Im}\{\underline{U}\}$$

$$I_x = \operatorname{Re}\{\underline{I}\}$$

$$I_y = \operatorname{Im}\{\underline{I}\}$$

Din acestea se obține :

$$\underline{Z} = \frac{U_x I_x + U_y I_y}{I_x^2 + I_y^2} + j \frac{U_y I_x - U_x I_y}{I_x^2 + I_y^2} \quad (4.56)$$

Părțile reală și imaginară se calculează prin corelația mărimilor $u(t)$ și $i(t)$ cu funcții ortogonale din N valori eșantionate pe o perioadă. Algoritmii cunoscuți sunt :

- Phadke-Ibrahim

Care utilizează analiza Fourier pentru :

$$R = \frac{U_x I_x + U_y I_y}{I_x^2 + I_y^2} \quad (4.57)$$

$$X = \frac{U_y I_x - U_x I_y}{I_x^2 + I_y^2}$$

- Slemon – Robertson

Care utilizează analiza Fourier pentru:

$$\underline{Z} = \sqrt{\frac{U_x^2 + U_y^2}{I_x^2 + I_y^2}} \quad (4.58)$$

$$\varphi_z = \arctg \frac{U_y}{U_x} - \arctg \frac{I_y}{I_x}$$

- Horton

Care utilizează analiza Walsh pentru:

$$R = \frac{U_x I_x + U_y I_y}{I_x^2 + I_y^2}$$

$$X = \frac{U_y I_x - U_x I_y}{I_x^2 + I_y^2}$$
(4.59)

4.3.1.4 Calculul diferenței de fază

Procedeele tipice pentru determinarea diferenței de fază $\Delta\varphi$ între două mărimi sinusoidale $v(t)$ și $w(t)$ se împart în două grupe :

Grupa 1 : Algoritmi bazați pe anumite valori momentane special alese

Caracteristica comună a acestor algoritmi constă în utilizarea valorii instantanee la anumite momente de eșantionare, fără proprietăți integratoare, în ipoteza că mărimile de proces sunt constituite numai din unda fundamentală sinusoidală, figura 4.17.

Se calculează $\Delta\varphi$ prin utilizarea a n eșantioane vecine ale fiecărei mărimi prin următoarele procedee:

Mann-Morrison $n=3$

$$\Delta\varphi = \arctg \frac{2\omega\tau v_2}{v_3 - v_1} - \arctg \frac{2\omega\tau w_2}{w_3 - w_1}$$
(4.60)

Gilcrest-Rockefeller $n=3$

$$\Delta\varphi = \arctg \frac{\omega\tau}{2} \frac{v_3 - v_1}{v_3 - 2v_2 + v_1} - \arctg \frac{\omega\tau}{2} \frac{w_3 - w_1}{w_3 - 2w_2 + w_1}$$
(4.61)

Nahora-Makino $n=2$

$$\Delta\varphi = \left(\frac{|v_2|}{|v_1| + |v_2|} \tau + c\tau + \frac{|w_5|}{|w_4| + |w_5|} \tau \right) \frac{360^\circ}{T}$$
(4.62)

În ipoteza că evoluția mărimilor de proces între două valori eșantionate vecine este de semn contrar, adică există o trecere prin zero, sinusoida se poate aproxima printr-o dreaptă și se poate calcula $\Delta\varphi$ cu formula de mai sus în care :

$$\frac{|v_2|}{|v_1| + |v_2|} = \Delta t_v^\oplus$$
(4.63)

$$\frac{|w_5|}{|w_4| + |w_5|} = \Delta t_w^-$$
(4.64)

Grupa 2 : Algoritmi bazați pe mărimi de proces complexe

Prin corelarea mărimilor de proces $v(t)$ și $w(t)$ cu funcții ortogonale se evidențiază componentele reală și imaginară, cu care se calculează :

$$\Delta\varphi = \arctg \frac{V_y}{V_x} - \arctg \frac{W_y}{W_x}$$
(4.65)

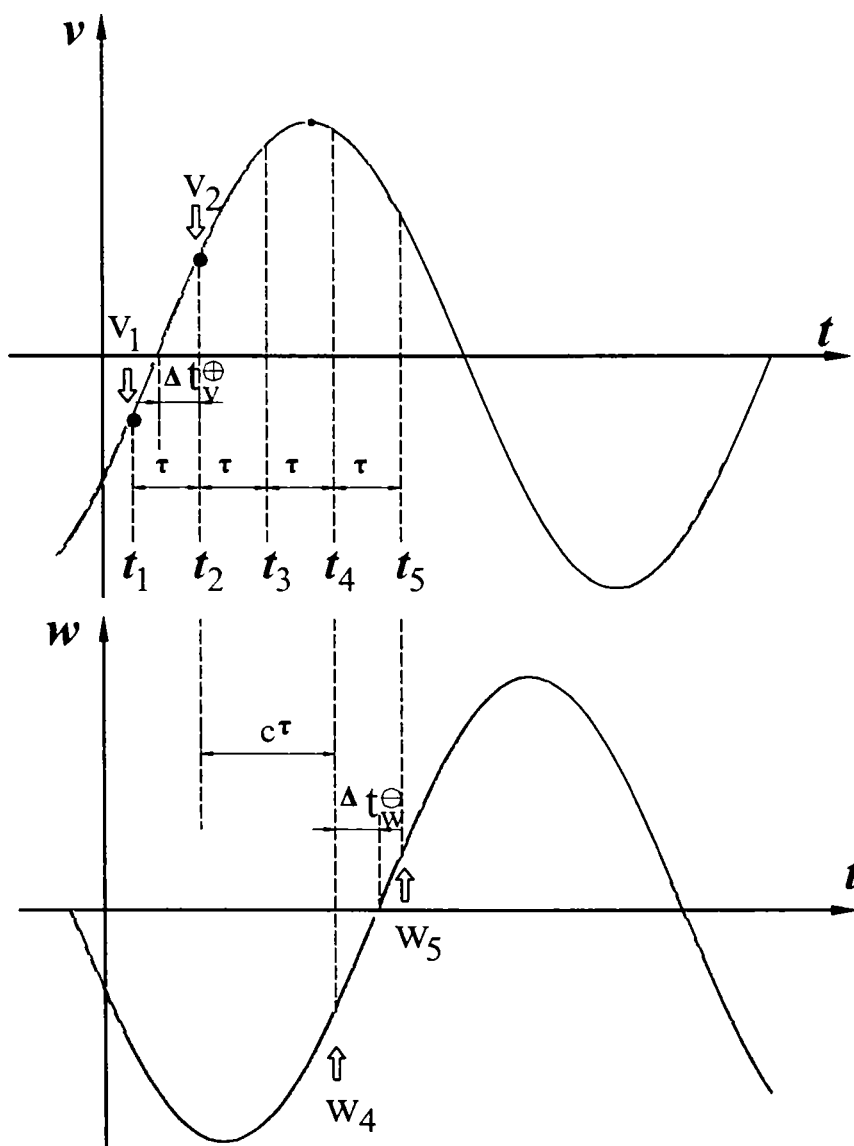


Fig. 4.17 Calculul diferenței de fază prin calculul diferenței de timp la trecerile prin zero

Prin evaluarea algoritmilor pentru calculul diferenței de fază se pot trage următoarele concluzii :

Precizia de măsurare la 50 Hz pe fundamentala

- Precizia depinde pe lângă frecvența de eșantionare în primul rând de calitatea aproximării pe care se bazează algoritmul.
- Sunt numai condiționat exacti algoritmi care se bazează pe formarea derivatei din raportul incremental. Eroarea de măsurare crește cu creșterea defazajului curentului și deci și a argumentului impedanței. Algoritmii Mann-Morrison și Gilcrest-Rockefeller aparțin acestei grupe de procedee.
- precizie mai bună ating procedeele cu integrare (integrarea numerică a mărimilor de proces, respectiv după corelare).

Influența armonicilor superioare

Sensibilitatea la armonicile superioare depinde pe lângă frecvența de eșantionare în special și de lungimea intervalului de timp de măsurare a valorilor eșantionate utilizate (egală cu o perioadă sau numai părți din ea) ca și modul de valorificare (integrare, corelație, funcții trigonometrice).

Procedeele bazate pe integrare sunt insensibile la armonicile superioare datorită comportării ca filtru trece jos a integrării. Armonicile superioare sunt complet atenuate prin :

- Analiza Fourier (procedeele Phadke-Ibrahim, Sleman-Robertson);

- Minimizarea erorii medii pătratice (procedeul Ranjbar-Cory);
- Integrarea numerică (procedeul McInnes-Morrison);
- Integrarea multiplă cu translarea specială, dependența de armonică, a intervalului (procedeul de filtrare Ranjbar-Cory).

Sunt sensibile la armonicile superioare toate procedeele care se bazează pe un număr redus de valori momentane ca reprezentante ale unei evoluții presupus sinusoidale a mărimilor de proces și pe care se bazează algoritmul. Sunt principial sensibile procedeele bazate pe derivate temporale ale mărimilor de proces cum sunt metodele Mann-Morrison, Gilcrest- Rockefeller.

Intr-un mod condiționat sensibile (într-o măsură mai mare cu creșterea frecvenței de eșantionare) sunt procedeele Gilbert-Shovlin și Lobos – T2/A3/A4.

Influența componentelor aperiodice

- Sensibilitatea față de componentele aperiodice din mărimile de proces depinde esențial de modul de determinare a mărimilor finale X și R .
- Influența componentelor aperiodice este redusă după depășirea ferestrei de timp de observare, în cazul algoritmilor bazați pe valorificarea ecuației liniei. În această categorie sunt procedeele Lobos-A3/A4, McInnes-Morrison, Ranjbar-Cory, Smolinsky;
- Influența componentelor aperiodice este mai pronunțată în cazul algoritmilor bazați pe ipoteza formei sinusoidale a mărimilor de proces cum sunt procedeele Gilbert-Shovlin, Lobos-T2, Mann-Morrison, Gilcrest-Rockefeller, Phadke-Ibrahim, Horton, Slemon-Robertson.

Necesarul de calcule numerice

- Ținând seama de faptul că necesarul de calcule pentru sumare, scădere și operații de translare este relativ mic, iar necesarul de calcule pentru înmulțire și împărțire necesită un timp de calcul mai mare și că extragerea rădăcinii și pentru funcțiile de unghi este cel mai mare procedeele se pot clasifica în următoarele grupe :
- Grupa 1: Gilbert-Shvolin, Lobos-T2/A3/A4, McInnes-Morrison, Ranjbar-Cory (procedeul filtrării), Horton, Phadke-Ibrahim.
- Grupa 2: Mann-Morrison, Gilcrest-Rockefeller, Slemon-Robertson, Ranjbar-Cory (procedeul erorii medii pătratice minime), Smolinsky.
- La evaluarea fiecărui procedeu, un rol foarte important îl are frecvența de eșantionare. Aceasta influențează precizia măsurătorii în mod foarte diferit.
- Complexitatea problemelor de adaptare între obiectul energetic protejat și sistemul său de protecție numeric, impune o analiză aprofundată a factorilor de influență. Abia, apoi se poate fundamenta soluția concretă.

Factorii de influență cei mai importanți sunt:

a). din punctul de vedere al obiectului energetic protejat

-domeniul dinamic al mărimilor de proces

-unghiul liniei

-mărimea relativă a elementelor transversale ale liniei

-constanta de timp a rețelei.

b). din punctul de vedere al soluției hard a sistemului de protecție numerică

-rezerva de rezoluție a convertorului A/N

-viteza de calcul (corelată cu frecvența de eșantionare maximă necesară)

-realizarea filtrării cu circuite exterioare calculatorului.

Experimentele efectuate până acum în condițiile adoptării diferiților algoritmi arată că timpii de acționare ai unei protecții numerice este cuprins între 10 și 30 ms. O reducere semnificativă a acestui timp nu este teoretic posibilă.

Procedeul Nahora-Makino se caracterizează prin :

- buna precizie de măsurare la existența numai a fundamentalei și aceasta crește cu creșterea frecvenței de eșantionare. Pentru $N=12$ ($f_r=600\text{Hz}$), $\Delta\varphi < 0,15^\circ$;
- este sensibil la armonici superioare ;

- componentele aperiodice nu introduc erori majore ;
- necesarul de calcule numerice se referă la adunări, înmulțiri și împărțiri și este mai redus față de celelalte procedee prezentate.

Pentru îmbunătățirea măsurării în prezența armonicilor superioare și a componentelor aperiodice se recomandă introducerea filtrării externe.

4.3.2 Resurse software generale pentru TPT 100

Din categoria algoritmilor generali fac parte algoritmi funcției de filtrare numerică a semnalelor analogice și numerice de intrare și algoritmi de calcul ale valorilor efective și ale defazajelor mărimilor analogice de intrare.

Algoritmi generali incluși echipamentului de protecție, automatizare și măsură realizează următoarele funcții:

1. filtrarea numerică a mărimilor de intrare analogice pentru rejecția componentei continue și a armonicilor de ordin superior până la ordinul 9, prezente în spectrul tensiunilor și curenților prelucrați de echipament. Atât armonicile superioare cât și componenta aperiodică nerejectate pot conduce la înrăutățirea preciziei de măsură;
2. filtrarea numerică a mărimilor de intrare numerice pentru eliminarea fenomenelor tranzitorii de vibrații ale contactelor de intrare în echipament;
3. calculul cu precizia impusă a valorilor efective ale mărimilor analogice de intrare.

Alegerea metodei de calcul a mărimilor efective și a diverselor defazaje se face în baza următoarelor criterii:

- precizie;
- timp de răspuns corespunzător pentru prelucrarea în timp real;
- simplitatea metodei.

4.3.2.1 Filtrarea numerică

Un pas de maximă importanță în dezvoltarea algoritmilor pentru protecții numerice este constituit de filtrarea numerică. Calculul unui filtru numeric tip FIR (Finite Impulse Response) se bazează pe două obiective prioritare:

- răspunsul în frecvență cât mai apropiat de cel necesar;
- volum de calcule cât mai redus posibil;

Ca metodă de calcul s-a plecat de la metoda originală de calcul a filtrelor FIR.

Un filtru numeric FIR este integral definit de achiziția a N coeficienți, notați a_i , a ecuației:

$$y(mT_s) = \sum_{i=0}^{N-1} a_i \cdot x[(m-i)T_s] \quad (4.66)$$

rezultată în baza unei scheme de principiu de achiziție date analogice, conform fig. 4.18.

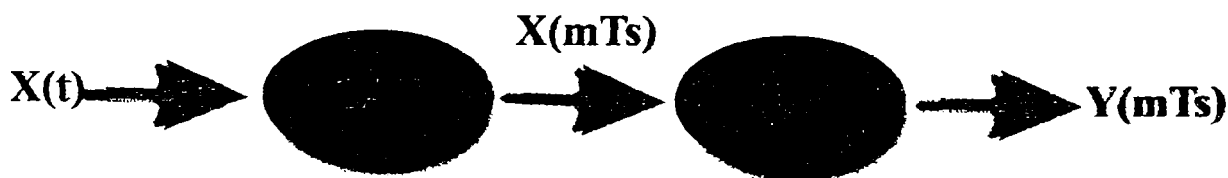


Fig. 4.18 Principiul achiziției mărimilor analogice

Fie H_i câștigul filtrului la frecvența $i \frac{F_s}{N}$, definit de relația $H_i = |H_i| \cdot e^{j\Phi_i}$. Se poate demonstra că impunând N valori pentru H_i ($i=0, 1, \dots, N-1$) se pot determina N valori pentru coeficienții filtrului numeric, a_i ($i=0, 1, \dots, N-1$), în conformitate cu relațiile:

$$\begin{aligned} a_0 &= f_0(H_0, H_1, \dots, H_{N-1}) \\ a_N &= f_N(H_0, H_1, \dots, H_{N-1}) \end{aligned} \quad (4.67)$$

Dacă se impun mai puțin de N valori pentru H_i sistemul introduce mai multe grade de libertate, astfel încât se obțin de fapt o serie de relații între coeficienții a_i și nu valorile acestora. Alegând acum niște valori convenabile pentru a_i se pot efectua calculele mult mai rapid.

Pentru echipamentul de protecție, automatizare și măsură, frecvența de eșantionare este de 1000 Hz, deci perioada de eșantionare este de 1 ms. S-au impus următoarele valori pentru H_i , câștigul filtrului la frecvența f_i :

$$H_0 = H_2 = H_4 = H_6 = H_8 = H_{10} = H_{12} = H_{14} = H_{16} = H_{18} = 0 \quad (4.68)$$

$$H_3 = H_5 = H_7 = H_{13} = H_{15} = H_{17} = 0 \quad (4.69)$$

$$H_1 = H_{19}; H_9 = H_{11} \quad (4.70)$$

Prin relația (4.67) s-a impus rejecția componentei aperiodice și a armonicilor pare până la ordinul 18 inclusiv, în timp ce prin relația (4.68) s-a impus rejecția armonicilor impare de la ordinul 3 la ordinul 17 inclusiv, mai puțin armonicile 9, 11 și 19 care nu sunt atenuate. Acest mod de alegere a rejecției diferitelor armonici reprezintă un compromis între cerințele impuse și posibilitatea obținerii unui algoritm rapid și eficient de filtrare. Oricum, ținând seama și de caracteristicile filtrului analogic antialiasing de la intrare, amplitudinea armonicilor 9, 11, 19 (care nu sunt rejecțate prin filtrarea numerică) este mai mică de (1...2) % din amplitudinea fundamentalei. Mai mult, prin algoritmi de calcul a valorii efective, care au incluși și medieri, acest procent este și mai mic. Rejecția componentei aperiodice și a armonicilor 2, 3, 5 și 7 practic "curăță" forma de undă a mărimilor analogice preluate de echipament.

Pornind de la relația de calcul a coeficienților aferenți FIR:

$$a_i = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} H_k \cdot e^{j \frac{2\pi}{N} \cdot i \cdot k} \quad (4.71)$$

unde: $N = 20$ (eșantioane pe perioadă)
 k = rangul armonicii

și ținând seama de relațiile (4.67), (4.68) și (4.69) se obține următorul sistem:

$$\begin{aligned} a_0 &= \frac{1}{20} \cdot 2 \cdot (H_1 + H_9) & a_1 &= \frac{1}{20} \cdot 1,902(H_1 - H_9) \\ a_2 &= 0,809 \cdot a_0 & a_3 &= 0,618 \cdot a_1 \\ a_4 &= 0,309 \cdot a_0 & a_5 &= 0 \\ a_6 &= -0,309 \cdot a_0 & a_7 &= -0,618 \cdot a_1 \\ a_8 &= -0,809 \cdot a_0 & a_9 &= -a_1 \\ a_{10} &= -a_0 & a_{11} &= -a_1 \\ a_{12} &= -0,809 \cdot a_0 & a_{13} &= -0,618 \cdot a_1 \\ a_{14} &= -0,309 \cdot a_0 & a_{15} &= 0 \end{aligned} \quad (4.72)$$

$$a_{16} = 0,309 \cdot a_0 \qquad a_{17} = 0,618 \cdot a_1$$

$$a_{18} = 0,809 \cdot a_0 \qquad a_{19} = a_1$$

Impunând acum ca $a_0 = a_1 = 1$, se obțin următoarele relații pentru H_1 și H_9 :

$$H_1 + H_9 = 10 \qquad (4.73)$$

$$H_1 - H_9 = 10,515 \qquad (4.74)$$

de unde: $H_1 = 10,257$ și $H_9 = -0,257$.

În vederea obținerii unei valori unitare pentru H_1 se corectează valorile prin împărțire la 10,257. Cu acestea valoarea $y(i)$ la ieșirea filtrului numeric, la momentul t , se obține funcție de valorile $x(i)$ de la intrare după cum urmează:

$$y(i) = \frac{1}{10,257} [x(i-0) + x(i-1) + 0,809 \cdot x(i-2) + 0,618x \cdot (i-3) + 0,309x \cdot (i-4) -$$

$$- 0,309 \cdot x(i-6) + 0,618 \cdot x(i-7) - 0,809 \cdot x(i-8) - x(i-9) - x(i-10) - x(i-11) -$$

$$- 0,809 \cdot x(i-12) + 0,618 \cdot x(i-13) - 0,309 \cdot x(i-14) + 0,309 \cdot x(i-16) + 0,618 \cdot x(i-17) +$$

$$+ 0,809 \cdot x(i-18) + x(i-19)] \qquad (4.75)$$

Performanțele unul astfel de filtru numeric sunt:

- eroarea relativă de evaluare a amplitudinii, funcție de frecvență $\varepsilon_{\max} (\%) \leq 5$ pentru o gamă de variație a frecvenței $f=48 \dots 54$ Hz;
- eroarea absolută de defazaj, funcție de frecvență $\varepsilon_{\max} (\%) \leq 3$ pentru $f=48 \dots 54$ Hz.

Algoritmul de filtrare, bazându-se pe valori de intrare până la momentul $(t-19)$ ms, introduce o întârziere de cca. 20 ms a semnalului de la ieșire față de momentul t considerat inițial. Acesta este "prețul plătit" pentru "curățirea" remarcabilă a semnalului de intrare.

În Anexa 16 este prezentat un program realizat în Matlab, *filtrucos.m*, care simulează răspunsul filtrului cosinus la un semnal cu componentă aperiodică și rezultatul obținut la rularea programului.

4.3.2.2 Calculul valorii efective și a defazajului mărimilor analogice de intrare

În cele ce urmează se face o trecere în revistă a câtorva metode numerice de calcul a valorii efective și a defazajului mărimilor analogice de intrare și pe baza unei comparații din punct de vedere precizie, stabilitate și viteză de execuție se justifică alegerea algoritmului implementat în cadrul echipamentului.

Metoda valorii medii

Fie un semnal sinusoidal eșantionat în N - puncte pe perioadă și având valoarea eșantionată $y(k)$. Valoarea medie pe o perioadă, la momentul (i) se obține în baza valorilor anterioare până la momentul :

$$(i - N + 1) \qquad (4.76)$$

ținând seama de relația existentă, pentru un semnal sinusoidal, între valoarea efectivă și cea medie definită de factorul de formă k_f :

$$k_f = \frac{Y_{ef}}{Y_{med}} = 1,11 \Rightarrow Y_{ef} = k_{ef} \cdot Y_{med} = 1,11 \cdot Y_{med} \qquad (4.77)$$

rezultă că valoare efectivă poate fi calculată prin această metodă la fiecare moment (i) cu relația:

$$Y_{ef}^{(i)} = \frac{1,11}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} |y(i-k)| \qquad (4.78)$$

Pentru cazul concret din TPT 100, unde $N=20$ puncte pe perioadă se obține:

$$Y_{ef}^{(i)} = 0,0555 \cdot \sum_{k=0}^{19} |y(i-k)| \quad (4.79)$$

Un volum de calcule mai redus se obține scriind relația (4.79) sub formă recursivă, cum rezultă din următoarea relație:

$$Y_{ef}^{(i+1)} = Y_{ef}^{(i)} + 0,0555 \cdot [|y(i+1)| - |y(i-19)|] \quad (4.80)$$

Între avantajele acestei metode se remarcă:

- simplitatea deosebită;
- volum redus de calcule și ca urmare fără probleme din punct de vedere al vitezei de execuție;
- medierea pentru N puncte are efecte pozitive pentru corecția unor eventuale erori de conversie datorate CAN;
- foarte slab influențată de existența în curba semnalului analogic a armonicilor 9, 11, 19 nerejectate de filtrarea numerică.

Dezavantajele metodei:

- necesită un algoritm suplimentar pentru calculul unghiului de defazaj;
- introduce o eroare de principiu pentru semnale nesinusoidale;
- chiar și pentru un semnal sinusoidal și o mediere de 10-15 valori succesive eroarea relativă a metodei este de (5...7)%.

Metoda A4 modificată

Considerând valorile momentane ale tensiunii și curentului la patru valori consecutive echidistante, ca în fig. 4.16, se obține, pentru semnale de formă sinusoidală:

$$\begin{aligned} i_1 &= I_{\max} \cdot \sin\left[\frac{2\pi}{N}(k-3)\right]; \Delta t = \frac{T}{N} = \frac{20}{20} = 1ms \\ i_2 &= I_{\max} \cdot \sin\left[\frac{2\pi}{N}(k-2)\right]; \\ i_3 &= I_{\max} \cdot \sin\left[\frac{2\pi}{N}(k-1)\right]; \\ i_4 &= I_{\max} \cdot \sin\left[\frac{2\pi}{N}(k-0)\right]; \end{aligned} \quad (4.81)$$

și respectiv:

$$\begin{aligned} u_2 &= U_{\max} \cdot \sin\left[\frac{2\pi}{N}(k-2)\right] \\ u_3 &= U_{\max} \cdot \sin\left[\frac{2\pi}{N}(k-1)\right] \end{aligned} \quad (4.82)$$

Pentru aceste valori, metoda A4 permite calculul R , X și φ cu relațiile:

$$R = \frac{u_2(i_4 - i_2) - u_3(i_3 - i_1)}{i_2(i_4 - i_2) - i_3(i_3 - i_1)} \quad (4.83)$$

$$X = \frac{u_3 \cdot i_2 - u_2 \cdot i_3}{i_2(i_4 - i_2) - i_3(i_3 - i_1)} \cdot 2 \sin\left(\frac{2\pi}{N}\right) \quad (4.84)$$

$$\varphi = \arctg \frac{X}{R} = \arctg \left[\frac{u_3 i_2 - u_2 i_3}{u_2(i_4 - i_2) - u_3(i_3 - i_1)} \cdot 2 \sin\left(\frac{2\pi}{N}\right) \right] \quad (4.85)$$

Dacă se evaluează numitorul din relațiile (4.83) și (4.84) se obține succesiv:

$$i_3 - i_1 = 2 \cdot I_{\max} \cdot \sin \frac{2\pi}{N} \cdot \cos \frac{2\pi}{N} (k-2) \quad (4.86)$$

$$i_4 - i_2 = 2 \cdot I_{\max} \cdot \sin \frac{2\pi}{N} \cdot \cos \frac{2\pi}{N} (k-1) \quad (4.87)$$

$$i_3(i_3 - i_1) = I_{\max} \cdot \cos \frac{2\pi}{N} (k-2) \cdot \left[\cos \frac{2\pi}{N} (k-2) - \cos \frac{2\pi}{N} k \right] \quad (4.88)$$

$$\begin{aligned} i_2(i_4 - i_2) &= I_{\max} \cdot \cos \frac{2\pi}{N} (k-1) \cdot \left[\cos \frac{2\pi}{N} (k-3) - \cos \frac{2\pi}{N} (k-1) \right] = \\ &= I_{\max} \cdot \sin \frac{2\pi}{N} (k-2) \cdot \left[\sin \frac{2\pi}{N} k - \sin \frac{2\pi}{N} (k-2) \right] \end{aligned} \quad (4.89)$$

$$i_3(i_3 - i_1) - i_2(i_4 - i_2) = I_{\max}^2 \cdot \left(1 - \cos \frac{4\pi}{N} \right) = 2 \cdot I_{ef}^2 \left(1 - \cos \frac{4\pi}{N} \right) \quad (4.90)$$

iar valoarea efectivă se poate calcula cu relația:

$$I_{ef} = \sqrt{\frac{i_3(i_3 - i_1) - i_2(i_4 - i_2)}{2 \cdot \left(1 - \cos \frac{4\pi}{N} \right)}} \quad (4.91)$$

Ținând seama că pentru TPT 100, $N = 20$, relația (4.91) devine:

$$I_{ef} = 1,618 \cdot \sqrt{i_3(i_3 - i_1) - i_2(i_4 - i_2)} \quad (4.92)$$

Similar se obține:

$$U_{ef} = 1,618 \cdot \sqrt{u_3(u_3 - u_1) - u_2(u_4 - u_2)} \quad (4.93)$$

Astfel, valorile efective ale tensiunii și curentului se obțin cu relațiile (4.93) și (4.92), iar defazajul prin aplicarea relațiilor (4.83), (4.84) și (4.85).

Avantajele metodei:

- permite calcularea atât a valorilor efective ale U și respectiv I cât și a defazajului dintre acestea;
- volum redus de calcule: 4 operații de înmulțire și 6 operații de scădere conduc la calculul valorilor efective ale U și I necesare operațiilor de comparație cu valorile reglate. Cinci operații de înmulțire, patru operații de scădere și o singură operație de împărțire permit evaluarea defazajului $\underline{U} - \underline{I}$;
- utilizând o medie a valorilor efective consecutive pe un număr de (10...20) valori anterioare se obține o stabilitate deosebită a metodei iar eroarea relativă nu depășește 5%;
- metoda este practic insensibilă la existența armonicilor 9, 11, 19 nerejectate de filtrarea numerică.

Dezavantajele metodei:

- utilizând o medie pentru 10 valori se obține o întârziere suplimentară de cca 10 msec care cumulată cu întârzierea de cca 20 msec introdusă de filtrarea numerică conduce la o întârziere globală de cca 30 msec;
- precizia evaluării mărimilor efective și în mod special a defazajului sunt puternic influențate în mod negativ, la variația frecvenței semnalului analogic, dacă nu se respectă condiția de N eșantioane pe perioadă. Ca urmare, metoda impune condiții severe algoritmilor utilizați de

blocul microprocesor DSP care asigură păstrarea de N eşantioane pe perioadă pentru întreaga gamă de variație a frecvenței mărimilor analogice de intrare.

Metoda valorii efective directe

Metoda se bazează pe formula de definiție a valorii efective a unei mărimi periodice:

$$Y_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T y^2(t) dt} \quad (4.94)$$

care transpusă pentru semnale eşantionate, cu N eşantioane pe perioadă, devine:

$$Y_{ef}(i) = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} y^2(i-k)} \quad (4.95)$$

Concretizând pentru N = 20 eşantioane / perioadă:

$$Y_{ef}(i) = \sqrt{\frac{1}{20} \sum_{k=0}^{19} y^2(i-k)} \quad (4.96)$$

sau sub formă recursivă:

$$Y_{ef}^2(i+1) = Y_{ef}^2(i) + 0,05 \cdot [y^2(i+1) - y^2(i-19)] \quad (4.97)$$

Avantajele metodei:

- volum redus de calcule, în special pentru forma recursivă definită de relația (4.97);
- medierea pentru N puncte are efecte pozitive pentru corecția eventualelor erori de conversie;
- slab influențată de existența armonicilor nerejectate de algoritmul de filtrare.

Dezavantajele metodei:

- necesitatea utilizării unui algoritm suplimentar pentru calculul unghiului de defazaj;
- precizia ceva mai scăzută, eroarea relativă a metodei situându-se între 4 și 6%.

Metoda Fourier sau metoda calculului în cuadratură

Metoda se bazează pe transformata Fourier discretă care permite calculul componentelor reale și imaginare ale fazorului complex la un moment (i): $\underline{Y}(i) = \text{Re}\{\underline{Y}(i)\} + j \text{Im}\{\underline{Y}(i)\}$ după cum urmează:

$$\text{Re}\{\underline{Y}(i)\} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} \left[y(i-k) \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N} \cdot k\right) \right] = Y_{re}(i) \quad (4.98)$$

$$\text{Im}\{\underline{Y}(i)\} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} \left[y(i-k) \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{N} \cdot k\right) \right] = Y_{im}(i) \quad (4.99)$$

$$Y_{ef}(i) = \sqrt{\frac{1}{2} [Y_{re}^2(i) + Y_{im}^2(i)]} \quad (4.100)$$

$$\varphi(i) = \text{arctg} \frac{Y_{im}(i)}{Y_{re}(i)} \quad (4.101)$$

Formulele (4.98) și (4.99) s-au scris pentru fundamentala semnalului analogic. În cazul în care se dorește determinarea amplitudinii unei armonici, de exemplu pentru armonica a doua, relațiile devin:

$$Y_{re}(i) = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} \left[y(i-k) \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N} \cdot 2k\right) \right] \quad (4.102)$$

$$Y_{im}(i) = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} \left[y(i-k) \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{N} \cdot 2k\right) \right] \quad (4.103)$$

iar valoarea efectivă și faza fazorului complex pentru armonica a 2-a se calculează tot cu relațiile (4.100) și (4.101).

Avantajele metodei:

- filtrează armonicile din curba semnalelor analogice;
- precizie remarcabilă, eroarea relativă < 2%;
- permite tratarea unitară a calculului valorii efective a fundamentalei și a armonicilor de ordin superior necesare funcțiilor de protecție;
- permite calculul comod al componentelor directe, inverse și homopolare necesare algoritmilor de protecție;
- permite calculul comod al puterii active, reactive, aparente și a factorului de putere necesare funcțiilor de măsură;
- are un timp de răspuns mai bun decât oricare din metodele descrise mai sus.

Examinând relațiile (4.98) la (4.103) se constată că metoda necesită un volum relativ important de calcule, dar având în vedere că acestea se execută de microprocesorul DSP care oferă facilități create special pentru calculul transformatei Fourier, timpii necesari acestor calcule nu ridică probleme, ținând seama și de frecvența de tact de 50 MHz a DSP utilizat.

Compararea metodelor a condus la alegerea metodei Fourier de calcul a valorilor efective și a defazajelor, pentru implementarea tuturor algoritmilor în cadrul echipamentului.

4.4 Funcția de protecție diferențială de curent

4.4.1 Prezentare generală a funcției de protecție diferențială de curent

Protecția diferențială reprezintă funcția de protecție electrică cea mai importantă pentru un transformator de forță. Principial, protecția diferențială se bazează pe ecuația de egalitate a solenațiilor primare și respectiv secundare ale trafo de forță. Acceptând ipoteza unui curent de magnetizare mult mai mic decât curentul nominal se poate scrie, pentru un transformator monofazat, ecuația de principiu:

$$w_1 \cdot \underline{I}_1 = w_2 \cdot \underline{I}_2 \quad (4.104)$$

În baza acestei ecuații schema de principiu a protecției diferențiale se prezintă în fig. 4.19.

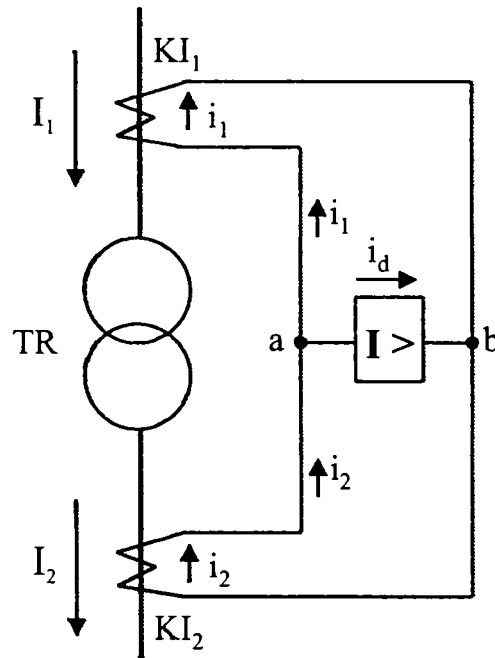


Fig. 4.19 Schema de principiu a protecției diferențiale

Semnificația notațiilor este următoarea:

I_1 : intensitatea curentului care parcurge înfășurarea primară a transformatorului;

I_2 : intensitatea curentului care parcurge înfășurarea secundară a transformatorului;

i_1 : intensitatea curentului în secundarul transformatorului de măsură de curent de pe partea înfășurării primare a transformatorului;

i_2 : intensitatea curentului în secundarul transformatorului de măsură de curent de pe partea înfășurării secundare a transformatorului;

KI_1 : raportul de transformare al transformatorului de măsură de curent de pe partea înfășurării primare a transformatorului;

KI_2 : raportul de transformare al transformatorului de măsură de curent de pe partea înfășurării secundare a transformatorului.

Curenții secundari rezultă imediat, conform ecuației:

$$i_1 = \frac{I_1}{KI_1}; \quad i_2 = \frac{I_2}{KI_2} \quad (4.105)$$

și în ipoteza unui acord perfect al rapoartelor de transformare ale celor două transformatoare de măsură de curent, curentul diferențial este nul, în cazul unei circulații normale prin transformatorul de forță, sau în cazul unui defect exterior transformatorului. Aplicând teorema Kirchhoff în nodul a :

$$i_d = i_2 - i_1 = 0 \quad (4.106)$$

În cazul unui defect în interiorul transformatorului de forță, circulația curenților se modifică, fluxul de energie îndreptându-se spre defect, ca în fig. 4.20.

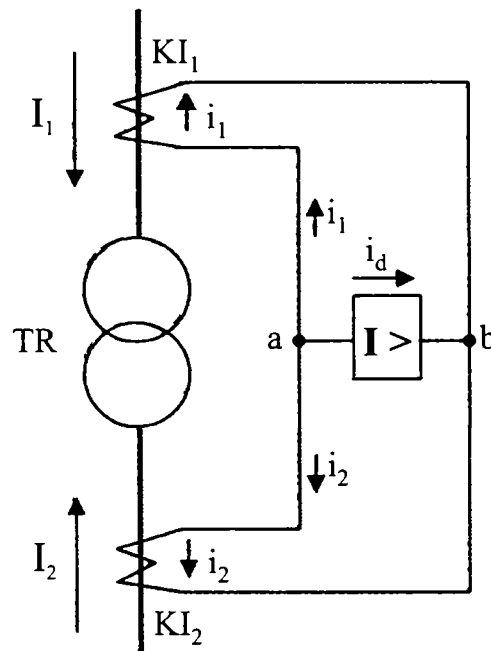


Fig. 4.20 Circulația curenților de defect la defect intern

În acest caz ecuația (4.104) se modifică și devine:

$$|i_d| = i_2 + i_1 = i_{defect} \quad (4.107)$$

Din ecuațiile (4.105) și respectiv (4.106) rezultă posibilitatea utilizării principiului diferențial la protecția transformatorului de forță. De asemenea, se poate defini zona protejată ca fiind zona cuprinsă între cele două transformatoare de curent de pe partea primară și respectiv secundară a transformatorului de forță. De remarcat că schema diferențială este intrinsec selectivă. Astfel, la un defect în zona protejată valoarea curentului diferențial este mare, în timp ce la un defect extern zonei protejate, valoarea curentului diferențial este practic nulă.

4.4.2 Protecția diferențială a transformatoarelor de forță trifazate

Schema de principiu pentru protecția diferențială a unui transformator de forță trifazat se prezintă în fig. 4.21 a).

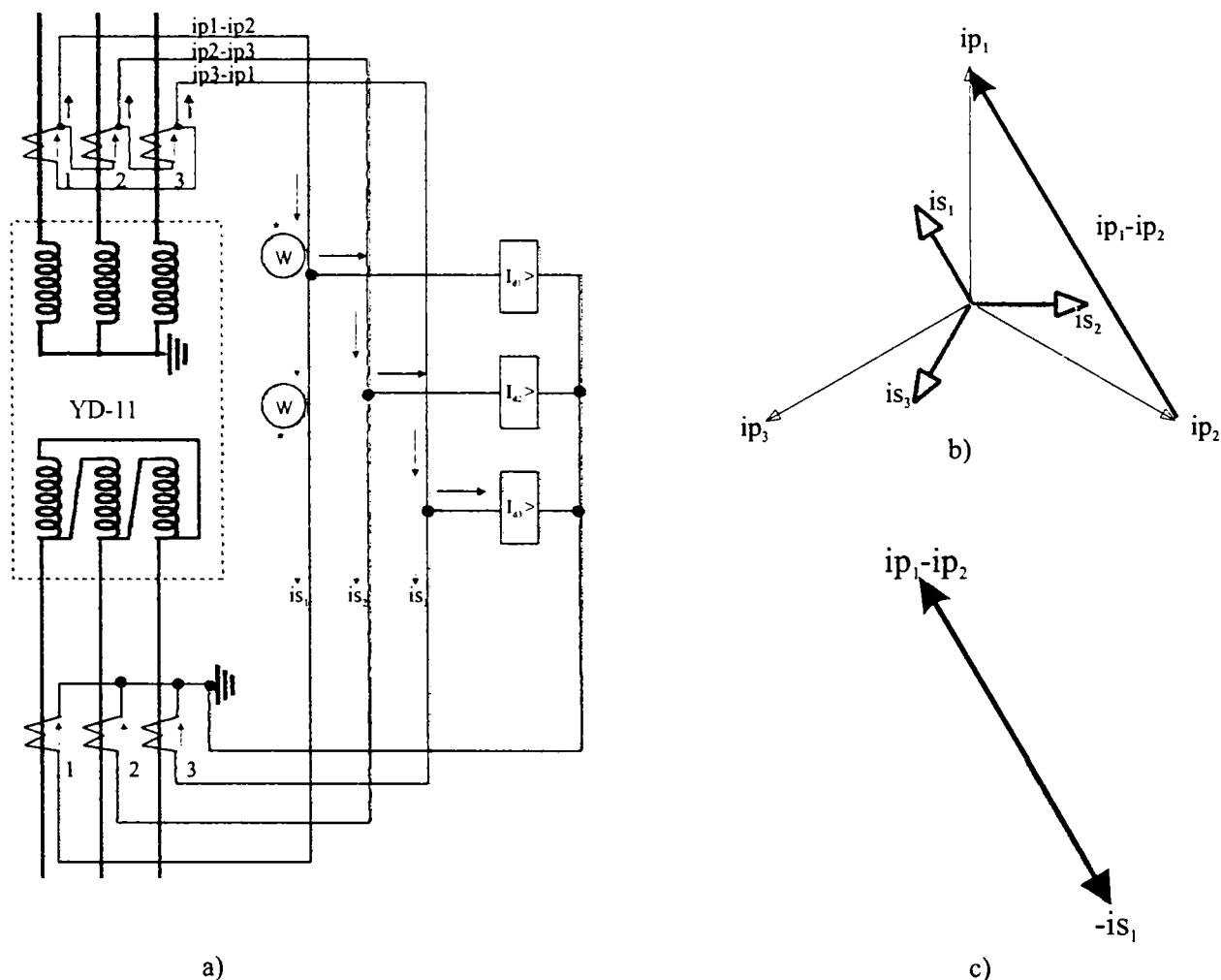


Fig. 4.21 Protecția diferențială a unui trafo trifazat

Protecția diferențială integrală poate fi privită ca fiind realizată din trei protecții diferențiale separate, câte una pentru fiecare fază. Pentru fiecare în parte se pot scrie relații similare cu relațiile (4.104) respectiv (4.105).

În practică este necesar a se rezolva câteva particularități și anume:

- egalizarea valorii curenților secundari;
- compensarea defazajelor curenților secundari;
- minimizarea efectelor erorilor transformatoarelor de măsură de curent, la defecte exterioare zonei protejate;
- minimizarea dezechilibrelor introduse de schimbătorul de ploturi;
- eliminarea componentei homopolare, în cazul defectelor exterioare nesimetrice;
- evitarea acționării protecției diferențiale la șocul curentului de magnetizare, în cazul conectării în gol a transformatorului de forță sau la restabilirea tensiunii după eliminarea unor defecte externe;

4.4.2.1 Egalizarea valorii curenților secundari

Valorile curenților din secundarele transformatoarelor de curent de pe partea primară, respectiv secundară a transformatorului de forță, nu sunt egale. Pentru a putea aplica principiul stabilit prin relația 4.3, este necesar să se egalizeze acești curenți. În cazul releelor diferențiale electromagnetice, egalizarea valorii curenților se face fie prin intermediul unor transformatoare de curent intermediare, fie prin egalizarea solenațiilor în înfășurările de egalizare. În cazul terminalelor de protecție numerice este posibilă egalizarea curenților prin implementarea soft a unor factori de corecție.

Se consideră un transformator U1/U2 kV cu puterea nominală Sn. Rapoartele transformatoarelor de curent sunt KI1 (partea U1 kV) respectiv KI2 (partea U2 kV). Valorile primare ale curenților transformatorului de forță, pentru Sn se obțin astfel:

$$I_{w1} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_1}$$

$$I_{w2} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_2}$$
(4.108)

Valorile secundare la bornele terminalului de protecție devin:

$$i_{w1} = \frac{I_{w1}}{KI1}$$

$$i_{w2} = \frac{I_{w2}}{KI2}$$
(4.109)

Impunând egalizarea celor două valori ale curenților la o valoare de bază $i_{n_{sec}}$, se obțin valorile factorilor de corecție ai valorii amplitudinii curenților (f_{cor_a1} , f_{cor_a2}) după cum urmează:

$$f_{cor_a1} = \frac{i_{n_{sec}}}{i_{w1}} = \frac{i_{w1a}}{i_{w1}}$$

$$f_{cor_a2} = \frac{i_{n_{sec}}}{i_{w2}} = \frac{i_{w2a}}{i_{w2}}$$
(4.110)

Valorilor curenților egalizați, după blocul de corecție a amplitudinii se notează i_{w1a} , respectiv i_{w2a} și au valorile efective egale, dar nu sunt în fază în cazul general.

Exemplu de calcul

Fie un transformator cu Sn=25 MVA, U1=110 kV, U2=20 kV, KI1=150/5=30, KI2=800/5=160. Se obțin succesiv următoarele valori:

$$I_{w1} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131.22[A]$$

$$I_{w2} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 721.69[A]$$

$$i_{w1} = \frac{I_{w1}}{KI1} = \frac{132.22}{30} = 4.374[A]$$

$$i_{w2} = \frac{I_{w2}}{KI2} = \frac{721.69}{160} = 4.511[A]$$

$$f_{cor_a1} = \frac{i_{n_{sec}}}{i_{w1}} = \frac{5}{4.374} = 1.143$$

$$f_{cor_a2} = \frac{i_{n_{sec}}}{i_{w2}} = \frac{5}{4.511} = 1.108$$

4.4.2.2 Compensarea defazajelor

Transformatoarele de forță se caracterizează prin modul de conectare al înfășurărilor (stea, triunghi, zig-zag) și prin grupa de conexiuni, exprimată în multipli de 30° (0, 1, ..., 11). Grupa de conexiune reprezintă defazajul dintre tensiunea de linie primară și tensiunea de linie secundară a transformatorului de forță. Astfel, trafo Yd-11 are înfășurările primare legate în stea, iar cele secundare legate în triunghi. Defazajul între U_{1RS} și U_{2RS} este de 330° ind. Pentru transformatoarele trifazate cu două înfășurări, grupele de conexiune posibile sunt prezentate în tabela 4.1.

Tabela 4.1 Grupe de conexiune la transformatoarele de forță cu două înfășurări

Yy0	Yy2	Yy4	Yy6	Yy8	Yy10
Yd1	Yd3	Yd5	Yd7	Yd9	Yd11
Dy1	Dy3	Dy5	Dy7	Dy9	Dy11
Dd0	Dd2	Dd4	Dd6	Dd8	Dd10

Ca urmare și curenții primari, respectiv secundari ai transformatorului de forță vor fi, în cazul general, defazați cu un unghi de defazaj egal cu un multiplu al numărului grupei de conexiune. De exemplu, pentru transformatorul Yd-11, defazajul între I_{w1R} și I_{w2R} este de 330° ind (fig. 4.21 b, i_{p1} și i_{s1}).

Pentru compensarea defazajului, protecțiile clasice utilizează conexiunea triunghi a secundarului trafo de curent de pe partea trafo de forță legată în stea. În cazul terminalelor de protecție numerice compensarea poate fi realizată soft prin rotirea corespunzătoare a fazorilor curenților.

În cadrul terminalului TPT-100 compensarea defazajului se realizează printr-o operație de multiplicare cu factorul de corecție al unghiului de defazaj (f_{cor_u}), factor care este de fapt o matrice oținută în baza ecuației:

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_{Rwmc} \\ \underline{i}_{Swmc} \\ \underline{i}_{Twmc} \end{bmatrix} = [f_{cor_u}(m)] \cdot \begin{bmatrix} \underline{i}_{Rwma} \\ \underline{i}_{Swma} \\ \underline{i}_{Twma} \end{bmatrix} \quad (4.111)$$

unde: $m=1,2$ nr. înfășurării;

\underline{i}_{nwmc} fazorul curent compensat, fazele $n=R, S, T$;

\underline{i}_{nwma} fazorul curent egalizat, fazele $n=R, S, T$;

Matricile s-au dedus prin simularea legăturilor clasice care se realizează la secundarele transformatoarelor de curent (sau pe transformatoarele de egalizare intermediare). Fie, de exemplu în fig. 4.22, următoarea legătură realizată la un transformator de egalizare.

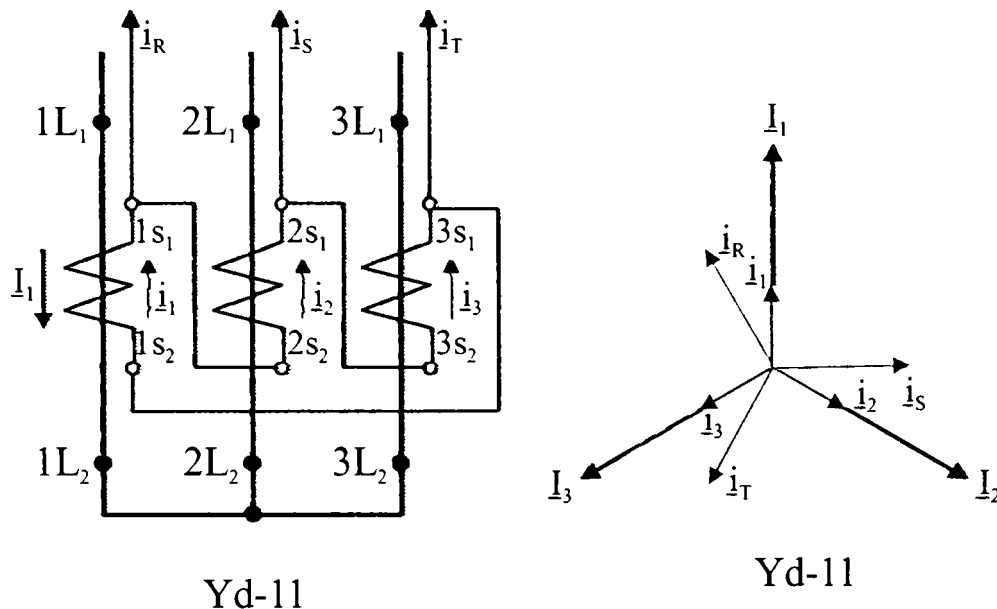


Fig. 4.22 Conexiune Yd-11 la transformatoare de egalizare

Acest mod de legare produce o rotire a sistemului de curenți cu 30° în sens trigonometric. Relația între valorile curenților înainte și după egalizare (pentru un raport de transformare unitar) este următoarea:

$$\begin{aligned} i_R &= i_1 - i_2 \Rightarrow |i_R| = \sqrt{3} \cdot |i_1| \\ i_S &= i_2 - i_3 \Rightarrow |i_S| = \sqrt{3} \cdot |i_1| \\ i_T &= i_3 - i_1 \Rightarrow |i_T| = \sqrt{3} \cdot |i_1| \end{aligned} \quad (4.112)$$

Același rezultat se obține prin aplicarea unei relații similare ecuației (4.109) cu matricea de corecție de forma:

$$fcor_u(1) = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.113)$$

unde s-a eliminat și influența coeficientului de multiplicare datorat conexiunii delta. Ecuația (4.109) devine în acest caz:

$$\begin{bmatrix} i_{Rwmc} \\ i_{Swmc} \\ i_{Twmc} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{Rwma} \\ i_{Swma} \\ i_{Twma} \end{bmatrix} \quad (4.114)$$

În urma aplicării transformărilor din ecuațiile (4.108) și (4.112) curenții sunt egali ca valoare ($i_{n_{sec}}$) și s-a produs o rotire a acestora cu 30° în sens trigonometric (prin $fcor_u(1)$).

Un alt exemplu se prezintă în fig. 4.23, pentru un transformator de egalizare în conexiune Yd-11.

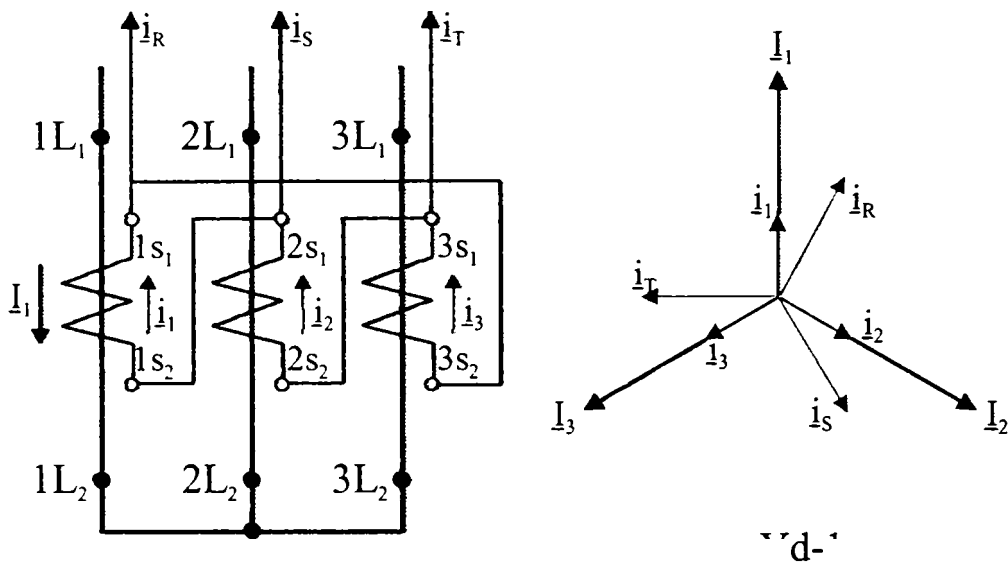


Fig. 4.23 Transformator de egalizare în conexiune Yd-1

Matricea de compensare pentru acest exemplu introduce un defazaj de 330° în sens trigonometric și este prezentată de ecuația (4.115):

$$f_{cor_u(11)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.115)$$

Valorile curenților egalizați și compensați devin:

$$\begin{bmatrix} \underline{i}Rwmc \\ \underline{i}Swmc \\ \underline{i}Twmc \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{i}Rwma \\ \underline{i}Swma \\ \underline{i}Twma \end{bmatrix} \quad (4.116)$$

De remarcat că modul de calcul al valorilor curenților compensați elimină componenta homopolară, atât pentru multipli impari de 30° cât și pentru multipli pari de 30° (cu excepția matricei $f_{cor_u(0)}$ care nu introduce nici o modificare).

Considerând un sistem trifazat de curenți nesimetric și dezechilibrat și aplicând compensarea definită de ecuația (4.114) se obține succesiv:

$$\begin{aligned} \underline{i}Rwma &= \underline{i}_d + \underline{i}_i + \underline{i}_h \\ \underline{i}Swma &= a^2 \cdot \underline{i}_d + a \cdot \underline{i}_i + \underline{i}_h \\ \underline{i}Twma &= a \cdot \underline{i}_d + a^2 \cdot \underline{i}_i + \underline{i}_h \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{i}R_{wmc} &= \underline{i}R_{wma} - \underline{i}T_{wma} = \underline{i}_d \cdot (1 - a) + \underline{i}_i \cdot (1 - a^2) \\ \underline{i}S_{wmc} &= \underline{i}S_{wma} - \underline{i}R_{wma} = \underline{i}_d \cdot (a^2 - 1) + \underline{i}_i \cdot (a - 1) \\ \underline{i}T_{wmc} &= \underline{i}T_{wma} - \underline{i}S_{wma} = \underline{i}_d \cdot (a - a^2) + \underline{i}_i \cdot (a^2 - a) \end{aligned}$$

Se constata absenta componentei homopolare dupa aplicarea matricei de compensare. Matricile de compensare pentru toate celelalte cazurile se prezinta mai jos.

$$f_{cor_u(0)} = 1 \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.117)$$

$$f_{cor_u(1)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.118)$$

$$f_{cor_u(2)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.119)$$

$$f_{cor_u(3)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.120)$$

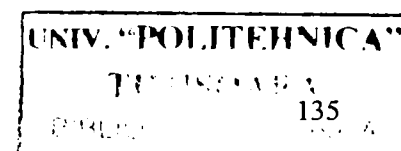
$$f_{cor_u(4)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix} \quad (4.121)$$

$$f_{cor_u(5)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (4.122)$$

$$f_{cor_u(6)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \quad (4.123)$$

$$f_{cor_u(7)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (4.124)$$

$$f_{cor_u(8)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \end{bmatrix} \quad (4.125)$$



$$f_{cor_u(9)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.126)$$

$$f_{cor_u(10)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.127)$$

$$f_{cor_u(11)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.128)$$

$$f_{cor_u(12)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (4.129)$$

4.4.2.3 Minimizarea efectelor erorilor transformatoarelor de măsura de curent

Transformatoarele de măsura de curent de pe cele două părți ale transformatorului de forță nu sunt, în general, identice. Urmare a neidentității caracteristicilor de magnetizare și a erorilor de raport (definite prin clasa de precizie) pot apărea curenți de dezechilibru care să provoace acționarea protecției diferențiale, în mod special la defecte apropiate situate în afara zonei protejate.

Metoda cea mai răspândită pentru evitarea acționării neselective a protecției diferențiale la defecte externe zonei protejate constă în utilizarea caracteristicii de frânare. Curentul diferențial (i_{dif}) este calculat ca modul al sumei valorilor fazoriale, iar componenta de frânare (i_f) este calculată ca semisuma valorilor absolute ale curenților:

$$\begin{aligned} |\underline{i}_{dif}| &= |\underline{i}w1 + \underline{i}w2| \\ i_f &= \frac{|\underline{i}w1| + |\underline{i}w2|}{2} \end{aligned} \quad (4.130)$$

În acest fel la un defect în afara zonei protejate curentul diferențial este practic nul, iar curentul de frânare atinge valori mari fiind egal cu valoarea curentului de scurtcircuit:

$$\begin{aligned} |\underline{i}_{dif}| &= |\underline{i}w1 + \underline{i}w2| \cong 0 \\ i_f &= \frac{|\underline{i}w1| + |\underline{i}w2|}{2} = i_{sc} \end{aligned} \quad (4.131)$$

Pentru un defect în zona protejată, curentul diferențial este egal cu valoarea curentului de scurtcircuit, iar curentul de frânare este egal cu jumătate din valoarea curentului de scurtcircuit:

$$\begin{aligned} |\underline{i}_{dif}| &= |\underline{i}w1 + \underline{i}w2| \cong i_{sc} \\ i_f &= \frac{|\underline{i}w1| + |\underline{i}w2|}{2} = \frac{1}{2} \cdot i_{sc} \end{aligned} \quad (4.132)$$

Schema de principiu de formare a semnalelor pentru protecția diferențială cu acțiune de frânare se prezintă în fig. 4.24.

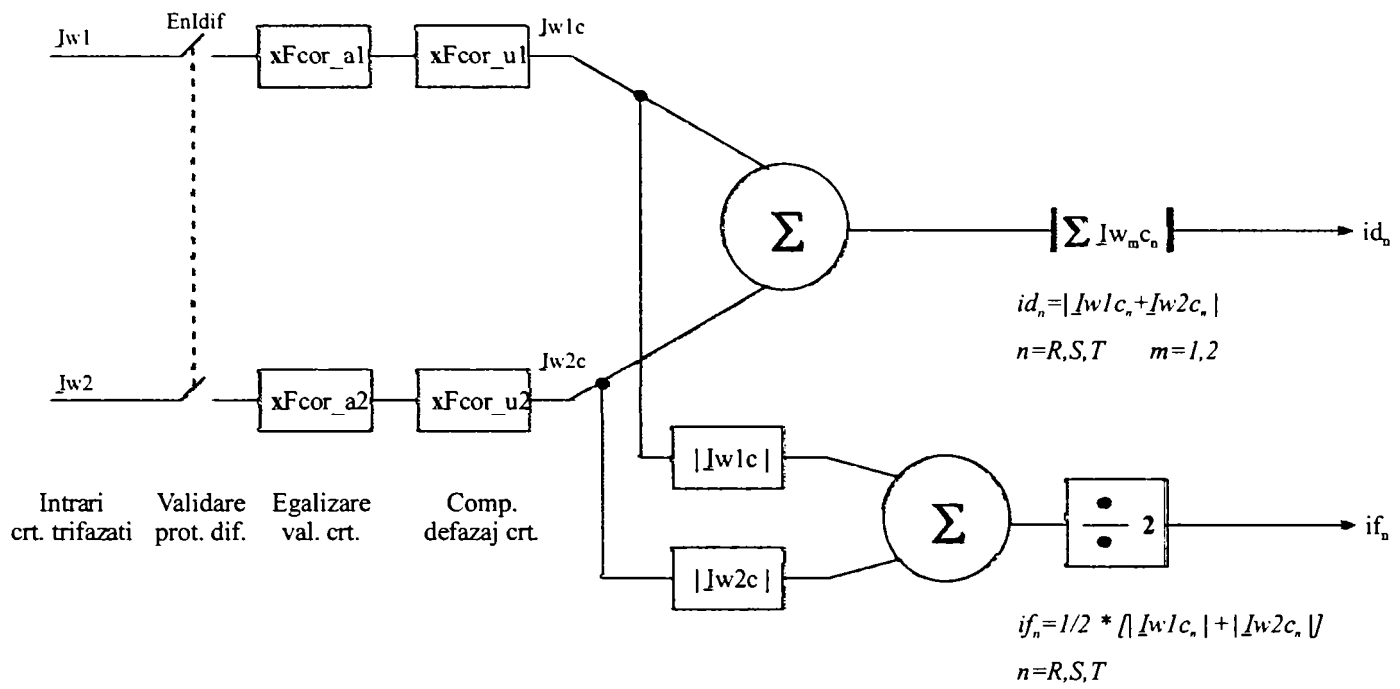


Fig. 4.24 Formarea semnalelor pentru protecția diferențială

Caracteristica de frânare (fig. 4.25) se alege în așa fel încât protecția să acționeze corect:

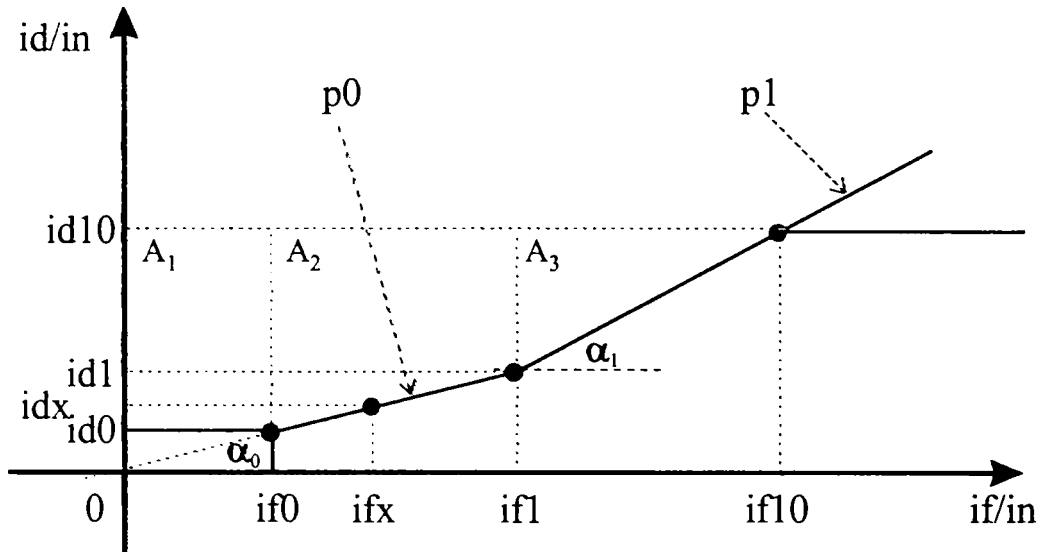


Fig. 4.25 Caracteristica de frânare TPT 100

Caracteristica de frânare se definește prin următoarele condiții de acționare ale protecției diferențiale:

$$id \geq id0, \text{ pentru } if \in [0, if0] \text{ cu } id0 [\text{u.r.}], p0 \text{ valori de reglaj si } if0 = \frac{1}{p_0} \cdot id0[\text{u.r.}] \quad (4.133)$$

$$id \geq p_0 \cdot if, \text{ pentru } if \in (if0, if1] \text{ cu } if1 [\text{u.r.}], p0 \text{ valori de reglaj} \quad (4.134)$$

$$id \geq p_1 \cdot if + (p_0 - p_1) \cdot if1, \text{ pentru } if > if1 \text{ cu } p1, p0 \text{ valori de reglaj} \quad (4.135)$$

$$id \geq id10, \text{ indiferent de } if \text{ cu } id10 [\text{u.r.}] \text{ valoare de reglaj} \quad (4.136)$$

Valorile reglabile, $id0$, $if1$ se definesc în raport cu in – curent nominal al infășurărilor de protecție ($in = 5 \text{ A}$). Valorile reglabile $p0$, respectiv $p1$ reprezintă panta dreptelor caracteristicii de frânare:

$$p_0 = tg\alpha_0 \text{ respectiv } p_1 = tg\alpha_1 \quad (4.137)$$

Relația (4.134) definește ecuația de acționare a funcției de protecție diferențială fără acțiune de frânare. Valoarea reglabilă $id10$ este definită tot în raport cu in și, de regulă, are valori cuprinse între 7 ... 15.

Condiția de acționare, a funcției de protecție diferențială cu acțiune de frânare, obținută în baza relațiilor (4.131), (4.132) și (4.133) este determinată de trecerea în '1' a funcției logice:

$$(id \geq id0) \cdot (if \leq if0) + (id \geq p_0 \cdot if) \cdot (if \geq if0) \cdot (if \leq if1) + (id \geq p_1 \cdot if + (p_0 - p_1) \cdot if1) \cdot (if > if1) \quad (4.138)$$

4.4.2.4 Minimizarea efectelor erorilor introduse de schimbătorul de ploturi

Calculul valorilor coeficienților de egalizare se execută, de regulă, funcție de valorile nominale ale tensiunilor primare, respectiv secundare ale transformatorului de forță. Tensiunea secundară este însă afectată de poziția schimbătorului de ploturi. De exemplu, pentru transformatorul de la punctul 4.2.1, cu tensiunea secundară $U_{2n} \pm 9 \times 1.78\%$, se obține un curent maxim de dezechilibru, la sarcina

nominală, de cca. 19%. Acest curent de dezechilibru poate provoca acționarea nedorită a funcției de protecție diferențială la defecte externe zonei protejate.

Principial se poate compensa acest curent de dezechilibru prin:

- corectarea factorilor de egalizare printr-o informație externă referitoare la poziția schimbătorului de ploturi;
- considerarea erorii de dezechilibru introduse la stabilirea reglajelor și alegerea corespunzătoare a pantei caracteristicii de frânare.

4.4.2.5 Eliminarea componentei homopolare

În cazul defectelor monofazate externe zonei protejate, la transformatoarele de forță având conexiunea Y_d , se poate produce acționarea nedorită a funcției protecției diferențiale, deoarece componenta homopolară nu poate fi compensată prin aportul de pe partea secundară conectată în triunghi.

Modul de compensare al defazajului de unghi, prezentat la punctul 4.4.2.2, conduce la eliminarea componentei homopolare pentru orice matrice de compensare (cu excepția matricei $f_{cor_u}(0)$).

4.4.2.6 Blocajul la șocul curentului de magnetizare

Curentul de magnetizare influențează negativ funcționarea protecției diferențiale, neputând fi compensat. Blocajul funcției de protecție diferențială se poate realiza prin două metode:

- prin utilizarea armonicilor din curba curentului de magnetizare;
- prin utilizarea recunoașterii formei specifice a curbei curentului de magnetizare.

În mod tradițional blocajul utilizând armonicile doi și cinci se realizează printr-o schemă logică ca cea din fig. 4.26.

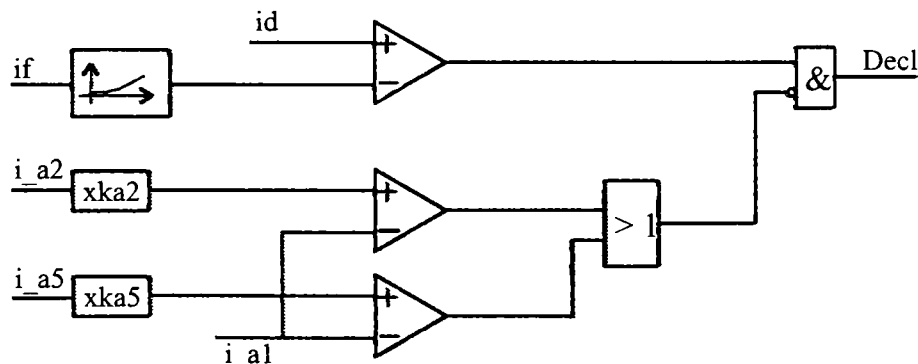


Fig. 4.26 Principiul blocajului la armonicile superioare

Primul comparator realizează funcția de protecție diferențială cu acțiune de frânare, prin verificarea condiției de acționare $id > if \cdot p$. Procente din armonicile doi și cinci, reprezentate prin factorii $ka2$ respectiv $ka5$, sunt comparate cu nivelul fundamentale și dacă depășesc acest nivel produc blocarea acționării protecției diferențiale cu acțiune de frânare. Blocajul poate afecta doar faza având condițiile îndeplinite sau poate bloca toate cele trei faze.

[10] recomandă utilizarea armonicilor a patra alături de armonicile a doua pentru blocajul acționării protecției diferențiale cu acțiune de frânare. În acest fel ecuația de acționare devine:

$$id \geq p \cdot if + ka2 \cdot i_{a2} + ka4 \cdot i_{a4} \quad (4.139)$$

iar schema principală este similară celei din fig. 4.26. Valorile coeficienților ka_2 și ka_4 sunt în gama:

$$\begin{aligned} ka_2 &= 0.10 \dots 0.60 \\ ka_4 &= 0.10 \dots 0.50 \end{aligned} \quad (4.140)$$

Principial funcția de protecție diferențială procesează semnalele analogice conform schemei din fig. 4.27.

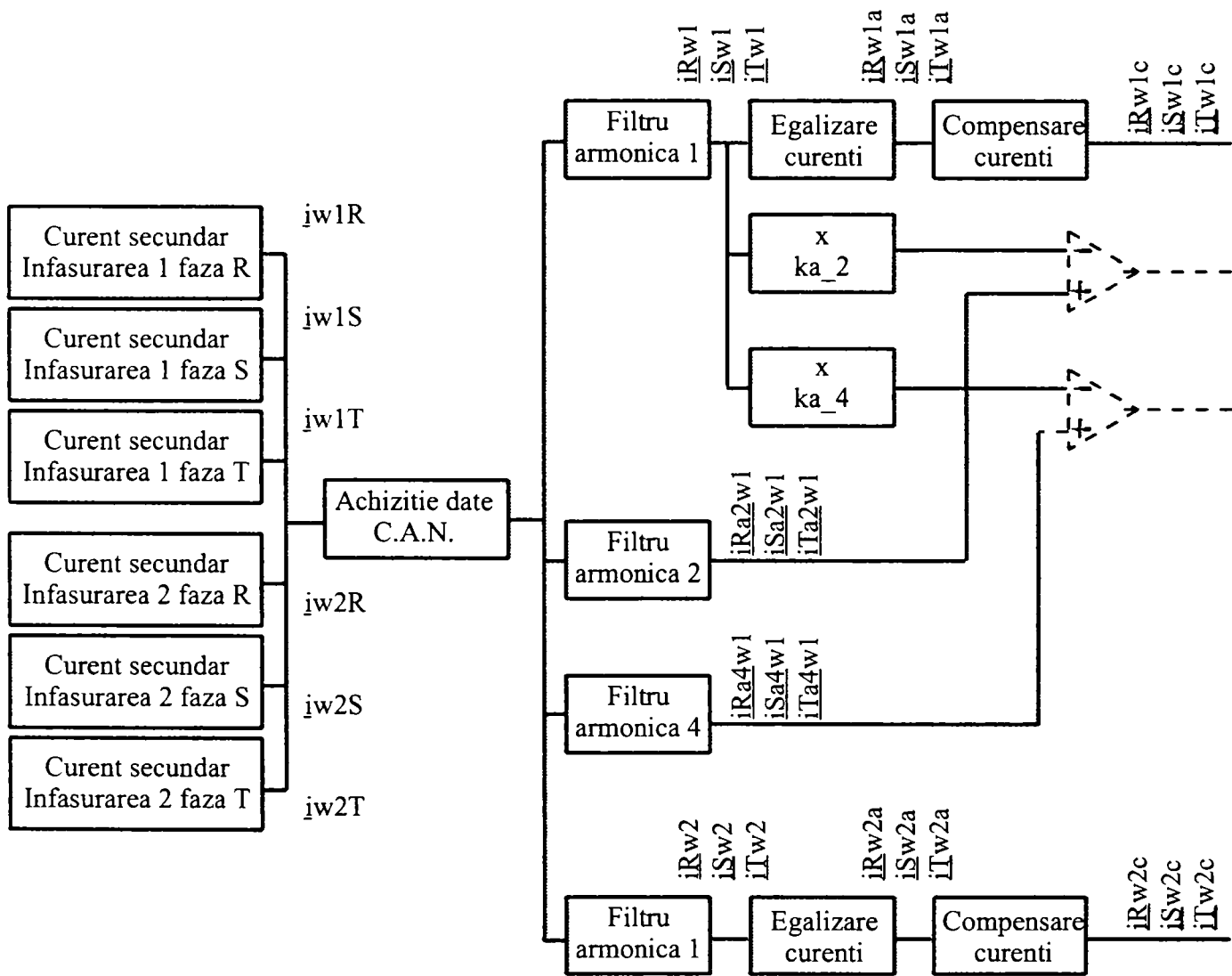


Fig. 4.27 Schema procesării semnalelor analogice

Fazorii curenților din secundarele transformatoarelor de măsură care se racordează la intrările terminalului de protecție sunt notați i_{wmn} , cu $n=R,S,T$ (fazele) și $m=1,2$ (nr. înfășurării). După blocul de achiziție mărimi analogice și conversia analog-numerică se procesează analiza armonică pentru fundamentală (armonică 1) și armonicile doi (FA2), respectiv patru (FA4) prin filtrele de armonici corespunzătoare. Analiza armonică se efectuează numai pentru fazorii curenților pe partea primară a transformatorului de forță (înfășurarea w_1). Mărimile la ieșirea filtrului pentru componenta fundamentală (FA1) sunt fazorii notați i_{nwm} , cu $n=R,S,T$ (fazele) și $m=1,2$ (nr. înfășurării). Mărimile de la ieșirea FA2, aplicat numai pentru înfășurarea w_1 sunt fazorii notați i_{na2w1} , cu $n=R,S,T$ (fazele). Mărimile de la ieșirea FA4, aplicat numai pentru înfășurarea w_1 sunt fazorii notați i_{na4w1} , cu $n=R,S,T$ (fazele).

Componentele fundamentale ale fazorilor curenților din înfășurarea w_1 , respectiv w_2 sunt egalizate prin blocul de egalizare și apoi compensate prin blocul de compensare, conform schemei de principiu din fig. 4.24. Ieșirile blocului de egalizare sunt notate i_{nwma} , cu $n=R,S,T$ (fazele) și $m=1,2$ (nr. înfășurării). Ieșirile blocului de compensare sunt notate i_{nwmc} , cu $n=R,S,T$ (fazele) și $m=1,2$ (nr. înfășurării).

Schema bloc a protecției diferențiale cu acțiune de frânare și blocaj pe armonicile doi și patru se prezintă în fig. 4.28.

Funcția cuprinde trei secțiuni independente corespunzătoare celor trei faze. Pentru fiecare fază în parte se calculează curentul diferențial (idn , $n=R,S,T$) și curentul de frânare (ifn , $n=R,S,T$). Calculul curentului diferențial respectiv al curentului de frânare se efectuează prin aplicarea relației (4.128) asupra curenților egalizați și compensați. Compararea curentului diferențial cu cel de frânare se face în baza relațiilor (4.131), (4.132) și (4.133) conform caracteristicii de frânare (fig. 4.25). Dacă este satisfăcută condiția de acționare, atunci variabila logică $idn >$ trece în '1' ($n=R,S,T$). În caz contrar $idn \geq '0'$ ($n=R,S,T$). Comutatorul $kdifn$ ($n=R,S,T$) este comandat prin variabila $Endifn$ ($n=R,S,T$) în următorul mod:

- pentru $Endifn = '1'$, $kdifn$ ($n=R,S,T$) este închis
- pentru $Endifn = '0'$, $kdifn$ ($n=R,S,T$) este deschis

Variabila $Endifn$ se parametrizează în meniul de parametrizare prin 'Validare protecție diferențială fază n ($n=R,S,T$) = DA'. Rolul comutatorului $kdifn$ ($n=R,S,T$) este de-a permite testarea funcției de protecție diferențială cu acțiune de frânare și blocaj pe armonici, utilizând testarea independenta pe fiecare fază. Astfel, la testarea fazei R se va valida numai funcția protecției diferențiale de pe această fază. Similar se va proceda pentru fazele S și T.

Variabila logică idn_dem ($n=R,S,T$) devine '1' dacă există condiție de acționare a funcției de protecție diferențială și dacă s-a validat acționarea pe fază n ($n=R,S,T$). În caz contrar variabila menține valoarea logică '0'.

Secțiunea schemei funcției diferențiale legată de blocajul pe armonici utilizează blocuri comparatoare pentru valorile efective ale armonicilor unu, doi și patru numai pentru înfășurarea $w1$. Ieșirea comparatoarelor pentru armonica doi trece în '1' numai dacă este satisfăcută relația:

$$i_{n2w1} \geq k_{a2} \cdot i_{nw1} \quad (4.141)$$

cu $n=R,S,T$.

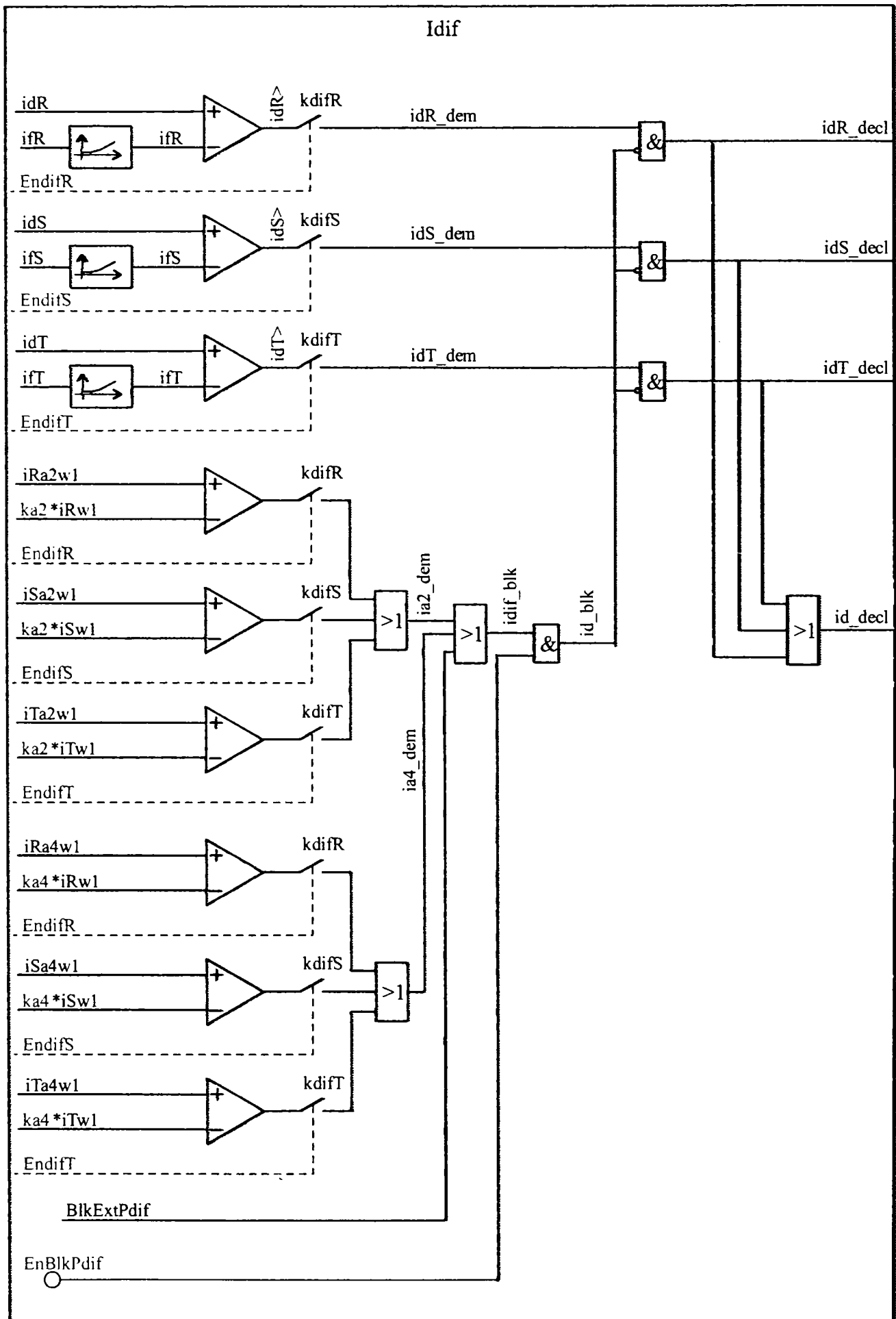


Fig. 4.28 Schema protecției diferențiale cu acțiune de frânare

Ieșirea comparatoarelor pentru armonica patru trece în '1' numai dacă este satisfăcută relația:

$$ina4w1 \geq ka4 \cdot inw1 \quad (4.142)$$

cu $n=R,S,T$.

Starea comutatoarelor $kdifn$ ($n=R,S,T$) este comandată de aceleași variabile logice $Endifn$ ($n=R,S,T$) ca și în cadrul secțiunii prezentate mai sus.

Variabila logică $ia2_dem$ trece în '1' numai dacă cel puțin una din ieșirile comparatoarelor pentru armonica doi trece în '1'.

Variabila logică $ia4_dem$ trece în '1' numai dacă cel puțin una din ieșirile comparatoarelor pentru armonica patru trece în '1'.

Variabila logică $idif_blk$ trece în '1' numai dacă cel puțin una din ieșirile comparatoarelor pentru armonica doi sau armonica patru trece în '1' sau dacă apare semnal extern de blocare protecție diferențială pe intrarea logică $BlkExtPdif$.

Blocajul acționării protecției diferențiale se realizează prin condiționarea semnalului de blocaj (id_blk) de variabila logică $EnBlkPdif$.

$EnBlkPdif = '1'$, dacă în meniul de parametrizare 'Validare blocaj prot dif = DA'.

$$id_blk = EnBlkPdif * (BlkExtPdif + ia4_dem + ia2_dem) \quad (4.143)$$

În aceste condiții variabilele logice de declanșare prin funcția de protecție diferențială cu acțiune de frânare și blocaj bazat pe armonici devin:

$$\begin{aligned} idR_decl &= idR_dem * id_blk \\ idS_decl &= idS_dem * id_blk \\ idT_decl &= idT_dem * id_blk \\ id_decl &= idR_decl + idS_decl + idT_decl \end{aligned} \quad (4.144)$$

Mărimile marcate în roșu conțin valori parametrizabile sau reglabile prin meniul de parametrizare/reglare.

Variabilele logice de ieșire ale blocului funcției de protecție diferențială cu acțiune de frânare și blocaj la armonici sunt:

- idR_decl
- idS_decl
- idT_decl
- id_decl

4.4.3 Protecția diferențială instantanee

Schema bloc a protecției diferențiale cu acționare instantanee este prezentată în fig. 4.29.

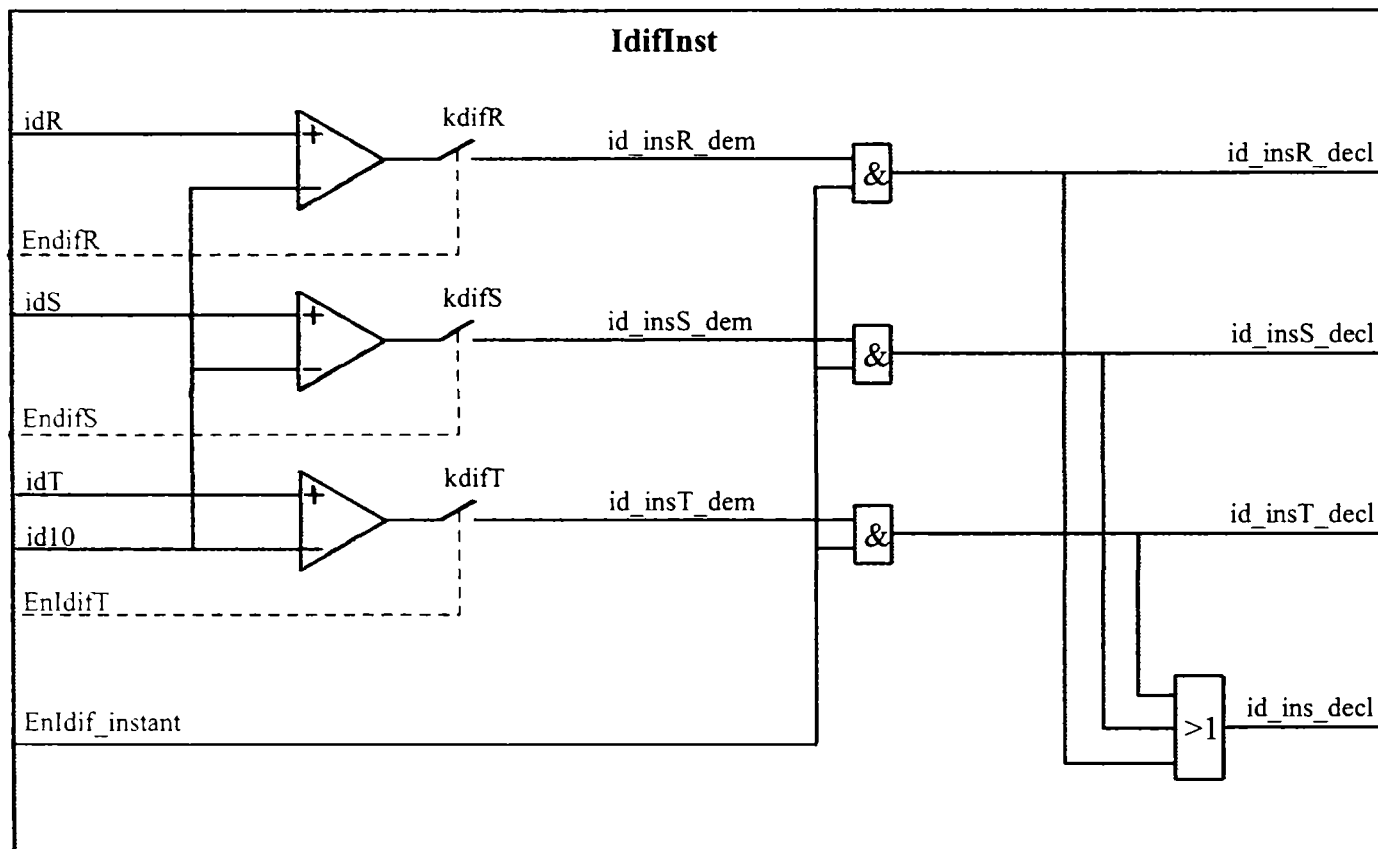


Fig. 4.29 Schema protecției diferențiale instantanee

Funcția de protecție diferențială instantanee este destinată eliminării defectelor însoțite de curenți mari de defect din zona protejată. Această funcție este similară funcției de protecție diferențială cu acțiune de frânare, cu excepția:

- nu are acțiuni de frânare
- nu este afectată de blocajul la șocul curenților de magnetizare
- nu este afectată de blocajul extern.

Funcția de protecție diferențială instantanee îndeplinește ecuația (4.134) prin prelucrarea curenților egalizați și compensați de pe cele două înfășurări ale transformatorului de forță. Comutatoarele $kdifn$ ($n=R, S, T$) au aceeași funcție ca cele pentru protecția diferențială cu acțiune de frânare și sunt comandate de aceleași variabile logice în cadrul aceluiași meniu de parametrizare. Variabila logică $Enldif_instant$ permite acționarea funcției protecției diferențiale instantanee dacă $Enldif_instant = DA$ în cadrul meniului de parametrizare a protecției diferențiale (cu acțiune de frânare și instantanee). Dacă $Enldif_instant = NU$ funcția nu este activă.

Pragul de acționare ($id10$) trebuie reglat suficient de ridicat pentru a nu conduce la declanșări neselective la șocul curentului de magnetizare, dar suficient de scăzut pentru a permite acționarea funcției la defecte interne violente. Valori uzuale $id10 = 8 \dots 10 in$.

4.5 Funcția de protecție maximală de curent

4.5.1 Funcția de protecție maximală de curent nr. 1 pentru înfășurarea nr. 1 a transformatorului

Schema logică echivalentă pentru funcția de protecție maximală de curent nr. 1 aferentă înfășurării nr.1 a transformatorului (de regulă înfășurarea 110 kV) se prezintă în fig. 4.30.

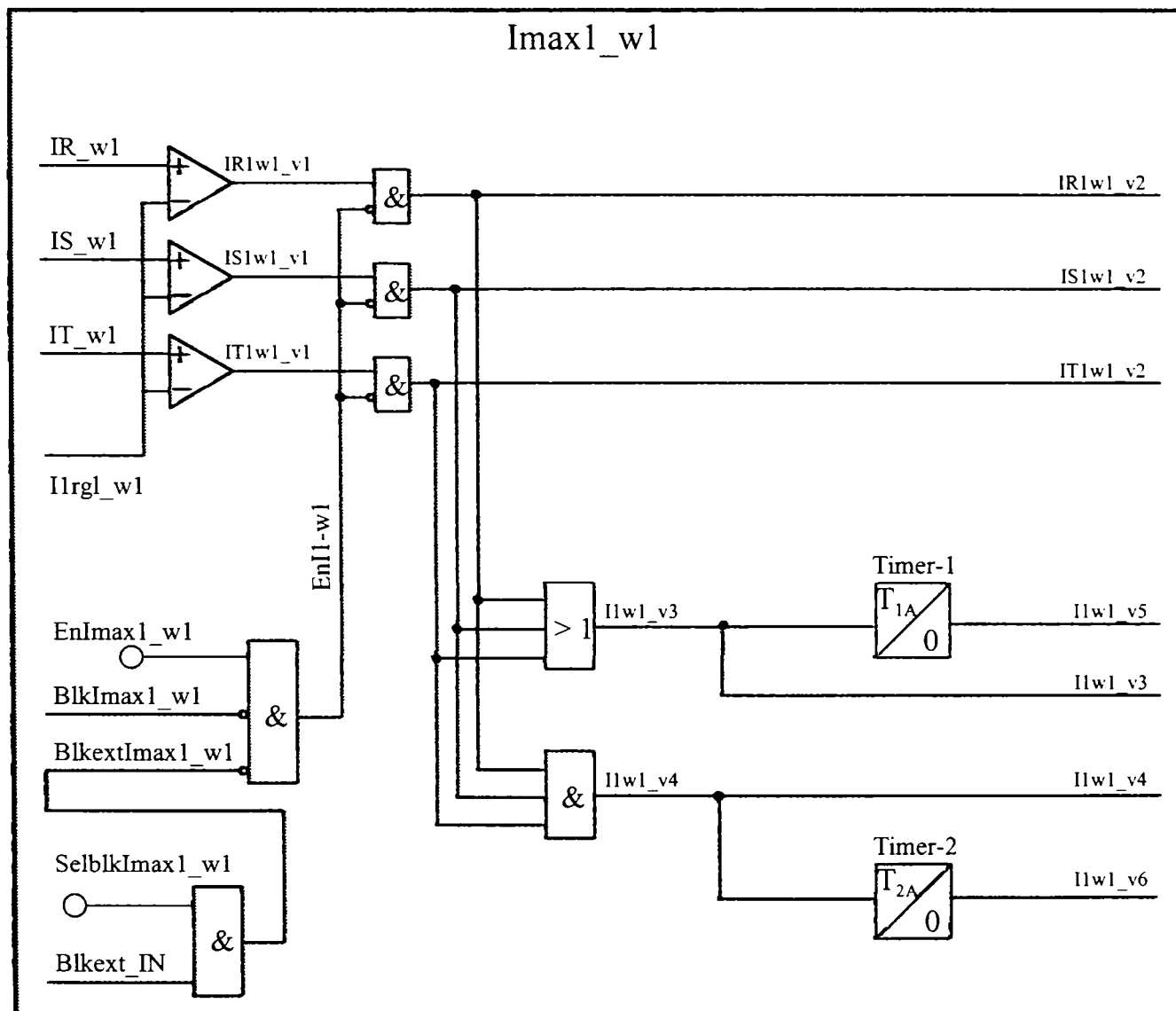


Fig. 4.30 Maximala de curent nr. 1, înfășurarea nr.1

Semnificația notațiilor:

IR_w1 (IS_w1 , IT_w1) – valoarea efectivă (sau componenta 50 Hz, dacă se obține prin Fourier) a intensității curentului prin faza R (S,T) a înfășurării nr. 1 (110 kV) a transformatorului;

$I1regl_w1$ – valoarea reglată pentru acționarea protecției maxime de curent nr. 1, pentru înfășurarea nr. 1 a transformatorului de forță (w1);

IR1w1_v1 (IS1w1_v1, IT1w1_v1) – variabila logică egală cu '1', dacă valoarea intensității curentului faza R (S, T) este mai mare decât I1regl_w1. Variabilă logică trece în '0', dacă valoarea intensității curentului faza R (S, T) este mai mică decât $0.95 \cdot I1regl_w1$;

IR1w1_v2 (IS1w1_v2, IT1w1_v2) – variabilă logică de ieșire, cu semnificația conform schemei din figură;

IR1w1_v3 (IS1w1_v3, IT1w1_v3) – variabilă logică de ieșire, cu semnificația conform schemei din figură;

IR1w1_v4 (IS1w1_v4, IT1w1_v4) – variabilă logică de ieșire, cu semnificația conform schemei din figură;

IR1w1_v5 (IS1w1_v5, IT1w1_v5) – variabilă logică de ieșire, cu semnificația conform schemei din figură;

IR1w1_v6 (IS1w1_v6, IT1w1_v6) – variabilă logică de ieșire, cu semnificația conform schemei din figură;

EnImax1_w1 – variabilă logică egală '1', dacă se validează prin soft acționarea protecției Imax1_w1 (simbolul colorat în roșu semnifică validări soft în meniul de parametrizare);

BlkImax_w1 – variabilă logică de intrare pentru blocul funcției Imax1_w1. Este destinată blocării acționării Imax1_w1 prin conectare soft cu o ieșire a unui bloc de protecție sau cu o variabilă logică parametrizabilă;

BlkextImax_w1 – variabilă logică de intrare pentru blocul funcției Imax1_w1. Este destinată blocării acționării Imax1_w1 prin conectare soft cu o intrare fizică (de exemplu DI5) a terminalului. Variabila BlkextImax1_w1 este condiționată de variabila SelBlkImax1_w1;

SelBlkImax1_w1 – variabila logică egală '1', dacă se validează prin soft asignarea intrării fizice pentru blocaj extern în scopul blocării externe a funcției Imax1_w1;

Blkext_IN – variabilă logică de intrare pentru blocul funcției Imax1_w1, destinată conectării soft la intrarea fizică a terminalului în scopul blocării din exterior a funcției Imax1_w1;

EnI1_w1 – variabilă logică care în starea '0' blochează orice acționare a funcției Imax1_w1;

Timer-1 – element de temporizare la acționare. Temporizarea la acționare 'T1A' se reglează în cadrul meniului de parametrizare a funcției Imax1_w1;

Timer-2 – element de temporizare la acționare. Temporizarea la acționare 'T2A' se reglează în cadrul meniului de parametrizare a funcției Imax1_w1;

Schema logică echivalentă pentru funcția de protecție maximală de curent nr. 2 aferentă înfășurării nr.1 a transformatorului (de regulă înfășurarea 110 kV) se prezintă în fig. 4.31.

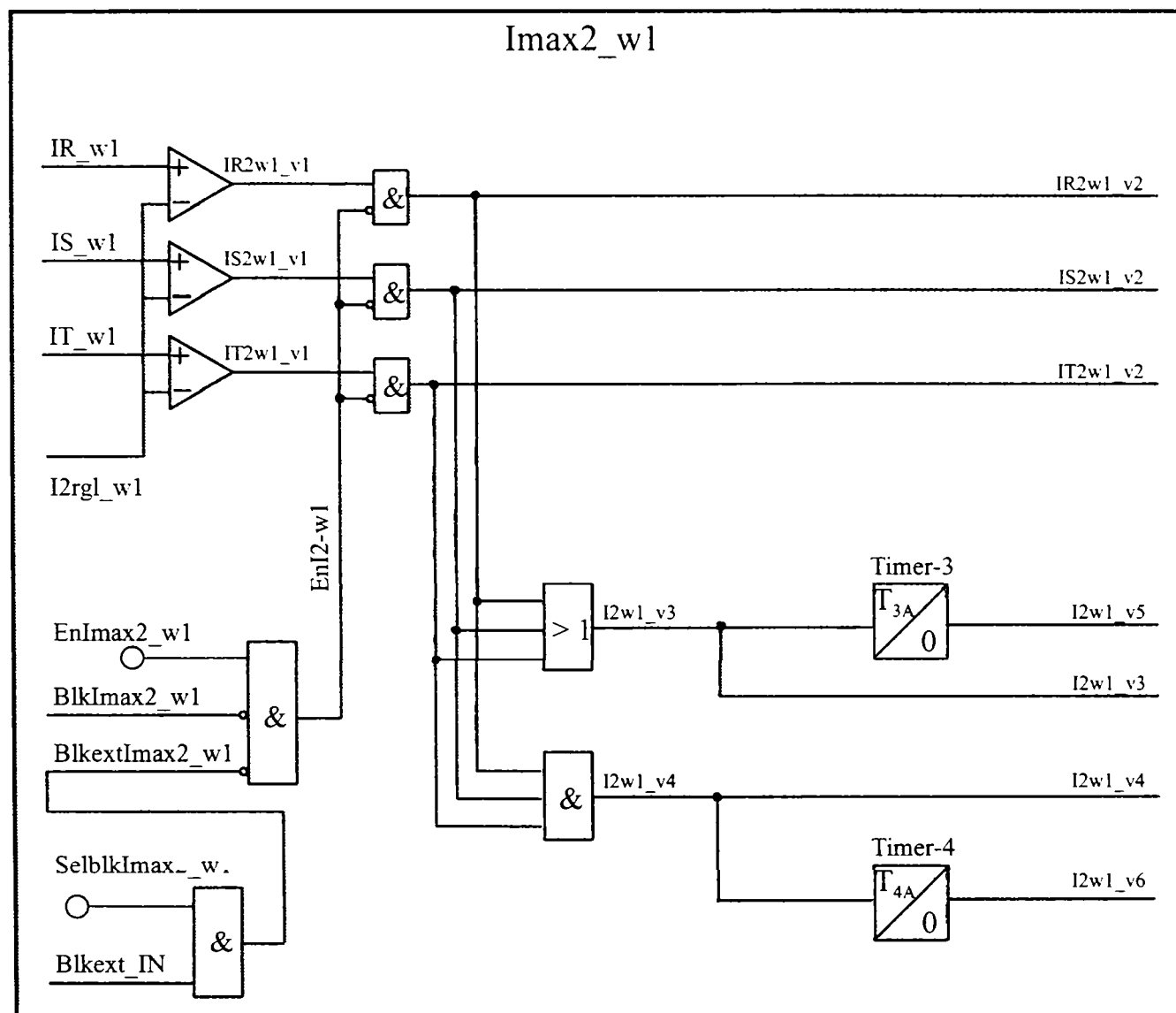


Fig. 4.31 Maximala de curent nr. 2, înfășurarea nr. 1

Semnificația notațiilor este similară cu cea pentru I_{max1_w2} .

4.6 Blocuri funcționale auxiliare

Blocurile funcționale auxiliare sunt destinate adaptării semnalelor logice pentru declanșări, semnalizări, respectiv declanșări externe de alte instalații din stație.

4.6.1 Blocul de declanșare

Blocul **DECL** al logicii de declanșare se prezintă în fig. 4.32.

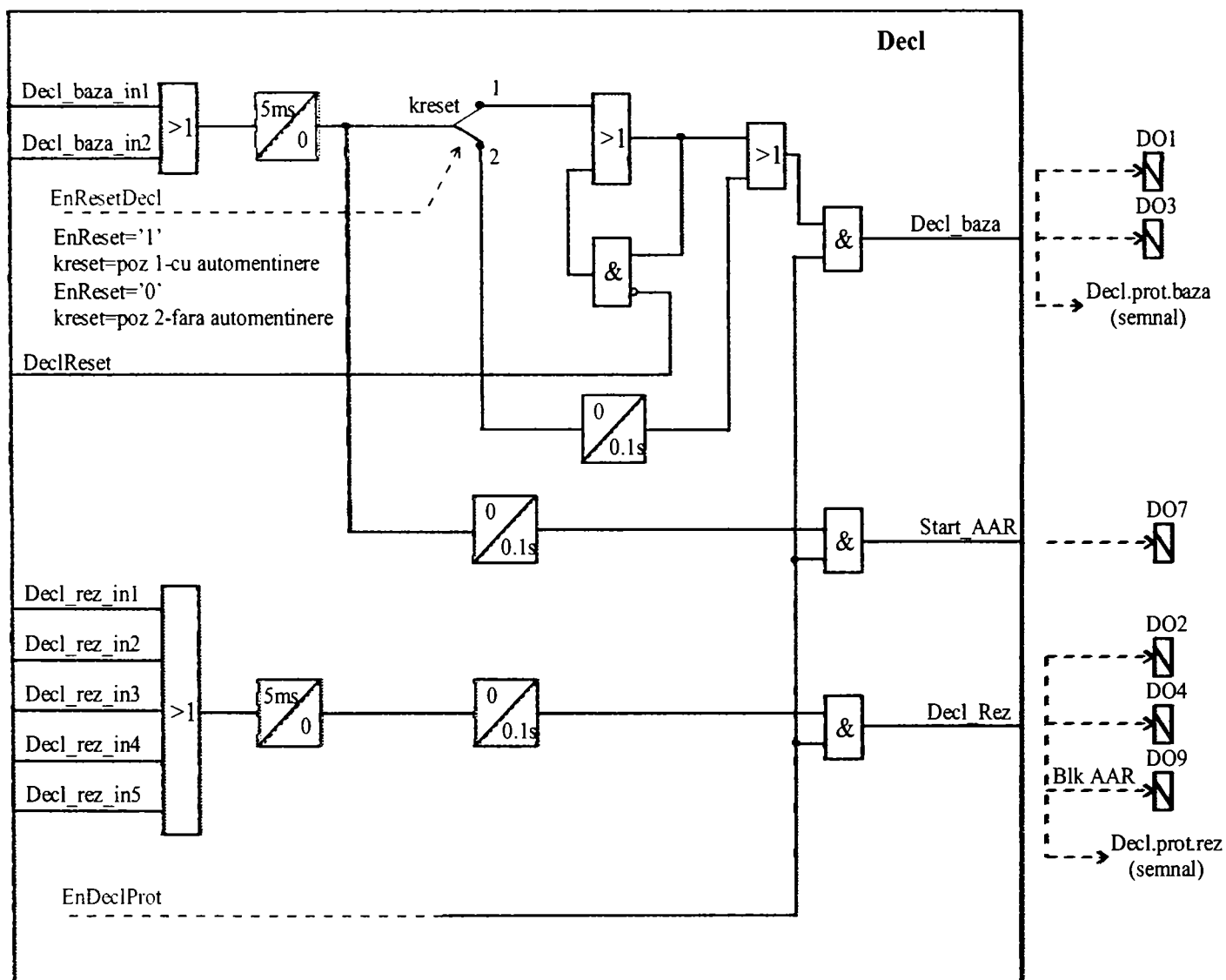


Fig. 4.32 Blocul logicii de declanșare

Blocul conține două secțiuni de intrare: secțiunea declanșărilor prin protecțiile de bază (Decl_baza_in1 (2), condiție SAU) și secțiunea declanșărilor prin protecțiile de rezervă (Decl_rez_in1...5 condiție SAU). Declanșările prin protecțiile de bază sunt considerate declanșările prin protecția diferențială cu acțiune de frânare, protecția diferențială instantanee și protecția de gaze. Informația privind acționarea protecției de gaze se obține print-una din intrările numerice. Blocul de temporizare la acționare ($t=5$ ms) are rolul de a filtra anumite acționari intempestive. Comutatorul *kreset* are două poziții și anume:

- poziția 1 asigură automenținerea impulsului de declanșare până la activarea întării *DeclReset*;
- poziția 2 asigură o durată minimă a impulsului de declanșare de 0,1 s;

Alegerea poziției comutatorului se face în cadrul meniului de parametrizare prin variabila logică *EnResetDecl*. *EnResetDecl=DA* fixează *kreset* pe poziția 1 – cu automenținere. *EnResetDecl=NU* fixează *kreset* pe poziția 2 – fără automenținere.

Ieșirea blocului *Decl_baza* se activează condiționat și de variabila logică *EnDeclProt*, parametrizabilă în cadrul meniului de parametrizare prin *EnDeclProt=DA*. Este destinată acționării releelor de declanșare (prezentate punctat) prin intermediul blocului de ieșiri numerice.

Ieșirea *Start_AAR* este destinată pornirii instalației AAR (externă TPT-100) în cazul declanșării transformatorului prin protecțiile de bază.

Secvența declanșărilor prin protecțiile de rezervă cuprinde cinci întări în logică SAU pentru declanșările prin protecțiile maxime de curent (*w1* și *w2*), protecția maximală de curent de secvență inversă, protecția maximală de tensiune, protecția minimală de tensiune și declanșarea de rezervă a protecțiilor plecărilor de mt (*DRPmt*), respectiv declanșarea de rezervă la refuzul de declanșare al bateriei de condensatoare (*BC*).

După filtrare, semnalul este directat spre ieșirea *Decl_Rez* condiționat de *EnDeclProt*. Impulsul de declanșare are o durată minimă de 0,1 s. Ieșirea *Decl_Rez* trebuie directată spre blocul ieșirilor numerice pentru a putea acționa unul din releele de acționare. Aceeași ieșire se poate utiliza pentru blocarea instalației AAR la declanșări prin protecțiile de rezervă.

4.6.2 Blocul de semnalizări

Blocul **ALARM** este destinat preluării variabilelor logice destinate semnalizării externe prin relele de semnalizare. Schema logică se prezintă în fig. 4.33 și are prevăzute șase intrări:

- *AL_in1* ... *AL_in5*
- *ALReset*

Există un număr de cinci ieșiri *AL_out1*...*AL_out5* destinate asignării spre relele de semnalizare prin intermediul blocului ieșirilor numerice.

Fiecare intare este filtrată, prin intermediul blocului de temporizare la acționare și este automenținută până la activarea intrării *ALReset*. Ieșirea corespunzătoare este activată condiționat de variabila logică *EnAlarm*, acivabilă în cadrul meniului de parametrizare prin *EnAlarm = DA*.

De menționat că invalidarea ieșirilor prin *EnAlarm = NU* blochează și automenținerea semnalizărilor.

Asignarea variabilelor logice la întările blocului, respectiv asignările spre blocul ieșirilor numerice se face prin ecuațiile logice de asignare.

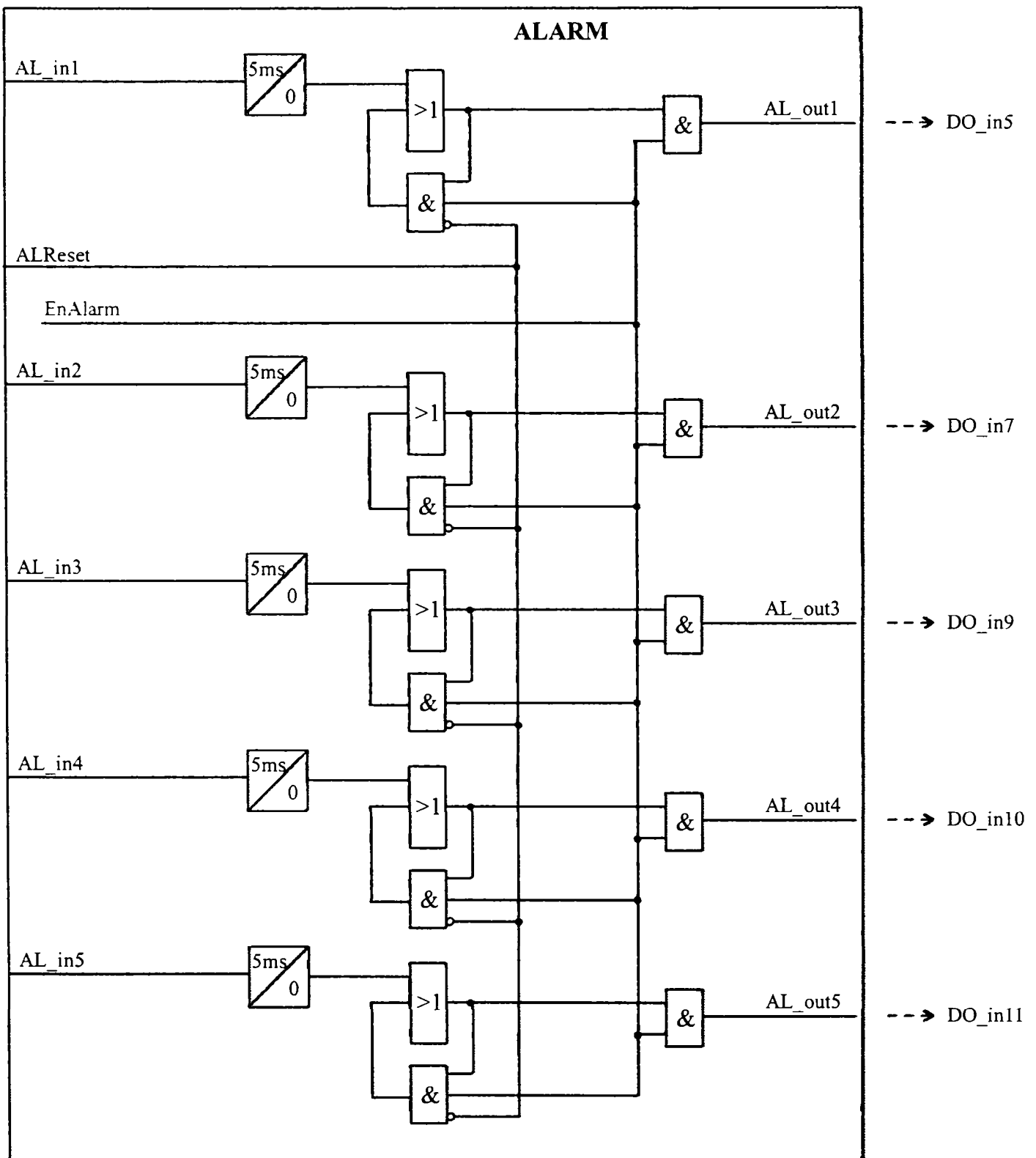


Fig. 4.33 Blocul de semnalizări prin releu

4.6.3 Blocul semnalizărilor optice

Schema logică a blocului **LED** de semnalizări optice prin LED-uri se prezintă în fig. 4.34.

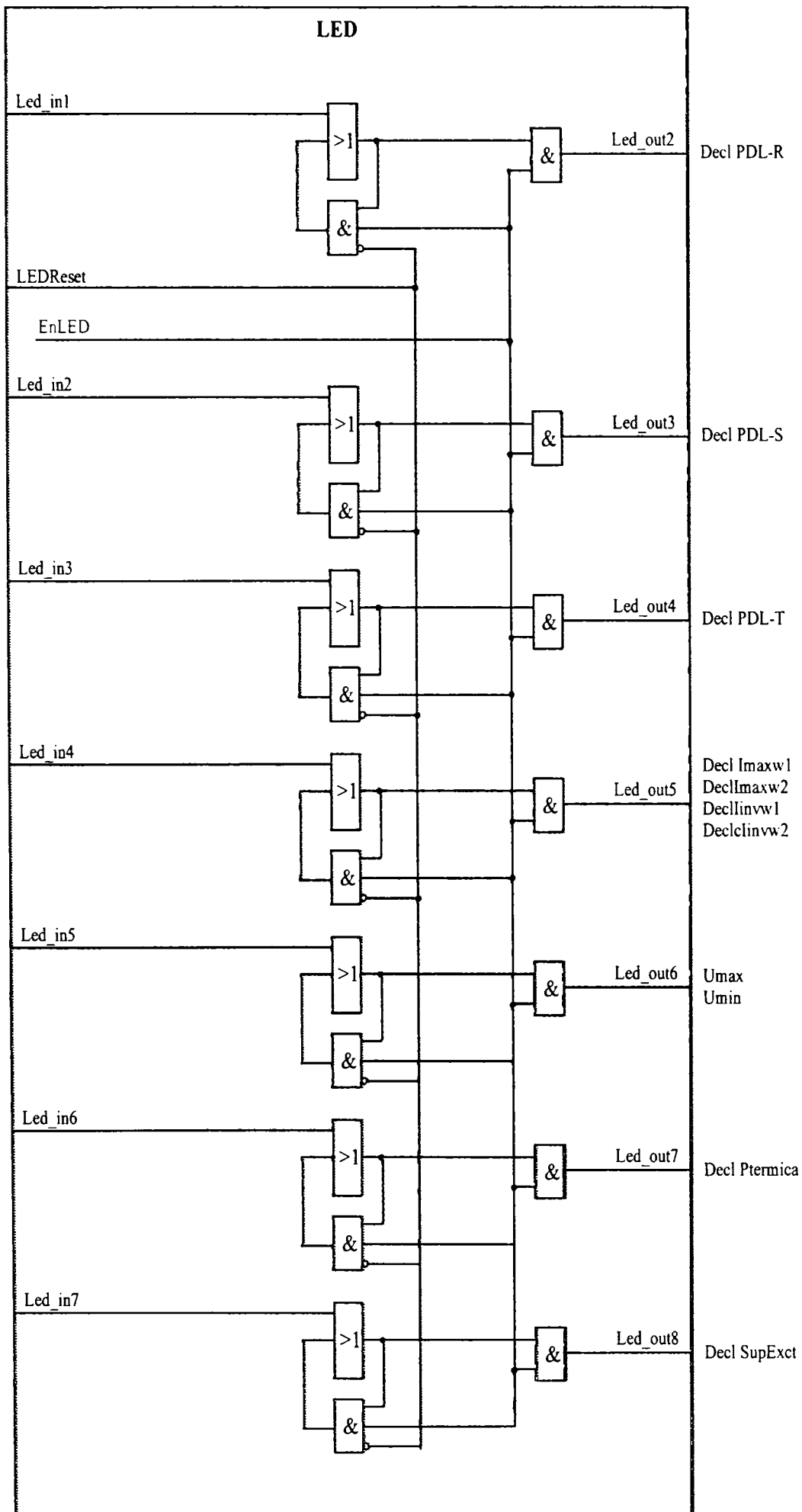


Fig. 4.34 Blocul semnalizărilor optice (LED-uri)

Blocul dispune de opt intrări $Led_in1 \dots Led_in7$, $LEDReset$ și șapte ieșiri $Led_out1 \dots Led_out7$. Fiecare intrare este automentinută până la activarea intrării $LEDReset$. Această intrare trebuie asignată unei intrări fizice, prin intermediul blocului intrărilor numerice, pentru a putea anula semnalizările optice. Toate ieșirile sunt condiționate de variabila logică $EnLED = '1'$. Variabila se parametrizează în cadrul meniului de parametrizare prin $EnLED=DA$. Ca și în cazul celorlalte blocuri activarea ieșirilor prin soft este utilă în cadrul operațiilor de mentenanță din instalații de protecție. Schema nu cuprinde logica LED cu semnificația "*TPT în funcție*".

4.6.4 Blocul $DRPmt$

Blocul logic al declanșării de rezervă al protecțiilor de mt este destinat declanșării transformatorului în cazul unui defect pe barele de medie tensiune. În acest scop trebuie realizată extern o logică SAU între toate contactele de demaraj ale protecțiilor tuturor plecărilor de medie tensiune, care se aplică intrării $DRPmt_in1$, prin intermediul blocului intrărilor numerice. Intrarea $DRPmt_in2$ poate fi asignată unei ieșiri cu semnificația demaraj al unuia din blocurile protecției maxime de curent al înfășurării $w2$. În acest fel, la demaraj al $Imax1(2)w2$ și lipsă demaraj al tuturor protecțiilor plecărilor de medie tensiune, după temporizarea dată de Timer-15, se poate produce rapid declanșarea transformatorului.

Ieșirea $DRPmt_out$ se asignează, în acest caz, unui releu de declanșare prin intermediul logicii de declanșare și al blocului ieșirilor numerice.

În cazul în care este necesară inhibarea declanșării prin această funcție se trece $EnDRPmt='0'$ prin $EnDRPmt=NU$ în cadrul meniului de parametrizare.

Schema logicii $DRPmt$ se prezintă în fig. 4.35.

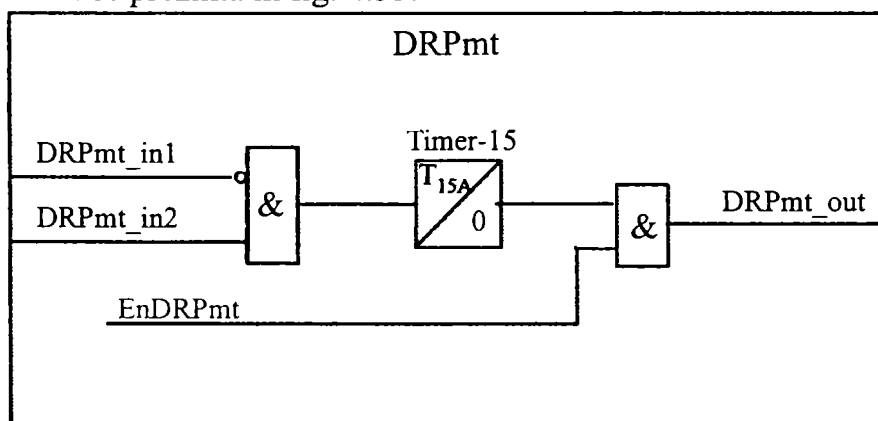


Fig. 4.35 Blocul declanșării de rezervă al protecțiilor plecărilor de medie tensiune

4.6.5 Blocul $DRBC$

Blocul $DRBC$, al logicii de declanșare la refuzul de declanșare al bateriei de condensatoare se prezintă în fig. 4.36.

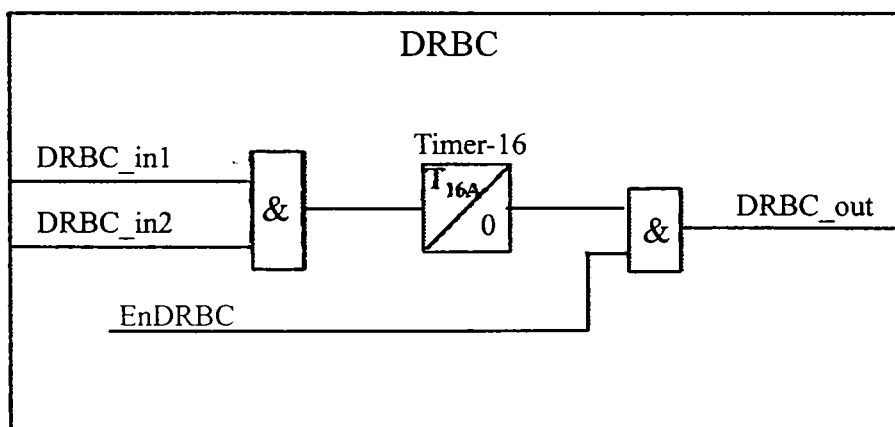


Fig. 4.36 Blocul declanșării de rezervă la refuz de declanșare al bateriei de condensatoare (BC)

Impulsul extern de declanșare de rezervă al BC se aplică unei intrări fizice a terminalului, apoi prin intermediul blocului de intrări numerice se aplică intrării $DRBC_in1$. Semnalul este condiționat de intrarea logică $DRBC_in2$, care se poate asigna, de exemplu, semnalului de demaraj $I_{max1(2)}w2$. În cazul în care nu se dorește condiționarea declanșării de alt semnal, se va activa $DRBC_in2='1'$. Ieșirea $DRBC_out$ este activată la expirarea temporizării oferite de blocul Timer-16, condiționat de validarea variabilei logice $EnDRBC$. Validarea se face prin $EnDRBC=DA$ în cadrul meniului de parametrizare.

4.6.6 Blocul intrărilor numerice

Blocul **DINPUT** este destinat preluării semnalelor de la intrările fizice $IN-1 \dots IN-9$, filtrării și transmiterii la ieșire condiționat de activarea variabilei logice $EnDInput='1'$. Prin parametrizare $EnDInput=DA$ în cadrul meniului de parametrizare $EnDInput$ este activat.

Blocul dispune de nouă intrări notate $DI_in1 \dots DI_in9$ și nouă ieșiri logice notate $DI_out1 \dots DI_out9$. Fiecare intrare este filtrată separat prin intermediul temporizatoarelor la acționare (reglaj fix de 5 ms) și este aplicată ieșirii corespunzătoare, dacă $Dinput='1'$. Schema logică se prezintă în fig. 4.37 împreună cu asignările implicite ale intrărilor fizice.

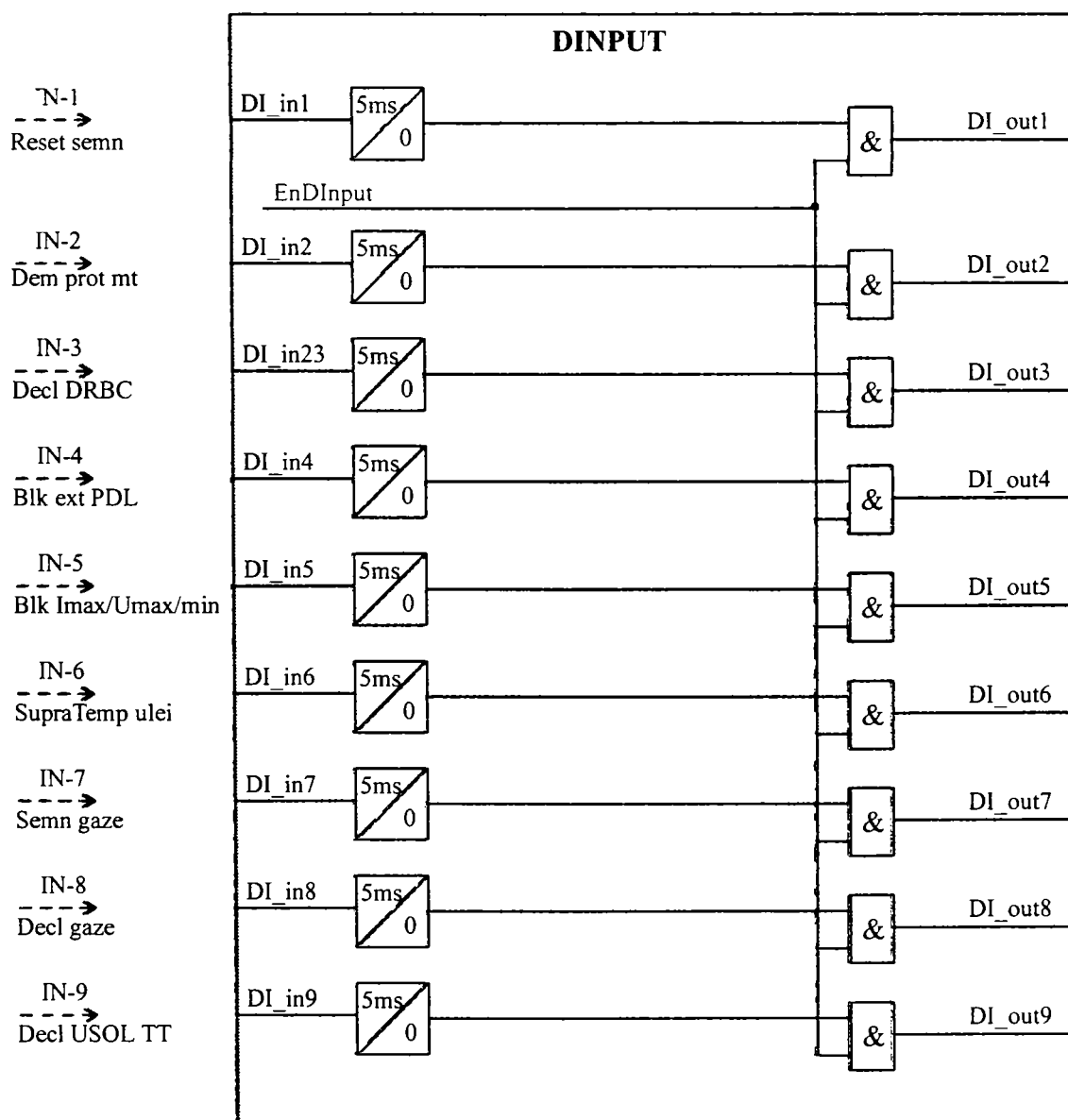


Fig. 4.37 Blocul intrărilor numerice

Blocul **DOput** este destinat preluării semnalelor de la diversele variabile logice și transmiterii acestora spre releele de ieșire de declanșare, respectiv de semnalizare. Transmiterea semnalelor spre ieșire este condiționată de activarea variabilei logice $EnReleeIesire='1'$. Prin parametrizare $EnReleeIesiret=DA$ în cadrul meniului de parametrizare variabila $EnReleeIesire$ este activată.

Blocul dispune de nouă intrări notate $DO_in1 \dots DO_in9$ și nouă ieșiri logice notate $DO_out1 \dots DO_out9$. Ieșirile sunt legate spre releele de execuție $DO1 \dots DO9$. Semnalele spre releele de ieșire pot fi blocate prin opțiunea $EnReleeIesire=NU$. Aceasta este cea mai sigură măsură de evitarea acționării nedorite a TPT100 în cazul verificărilor în instalații aflate în funcțiune. Schema logică se prezintă în fig. 4.38 împreună cu asignările implicite ale ieșirilor fizice.

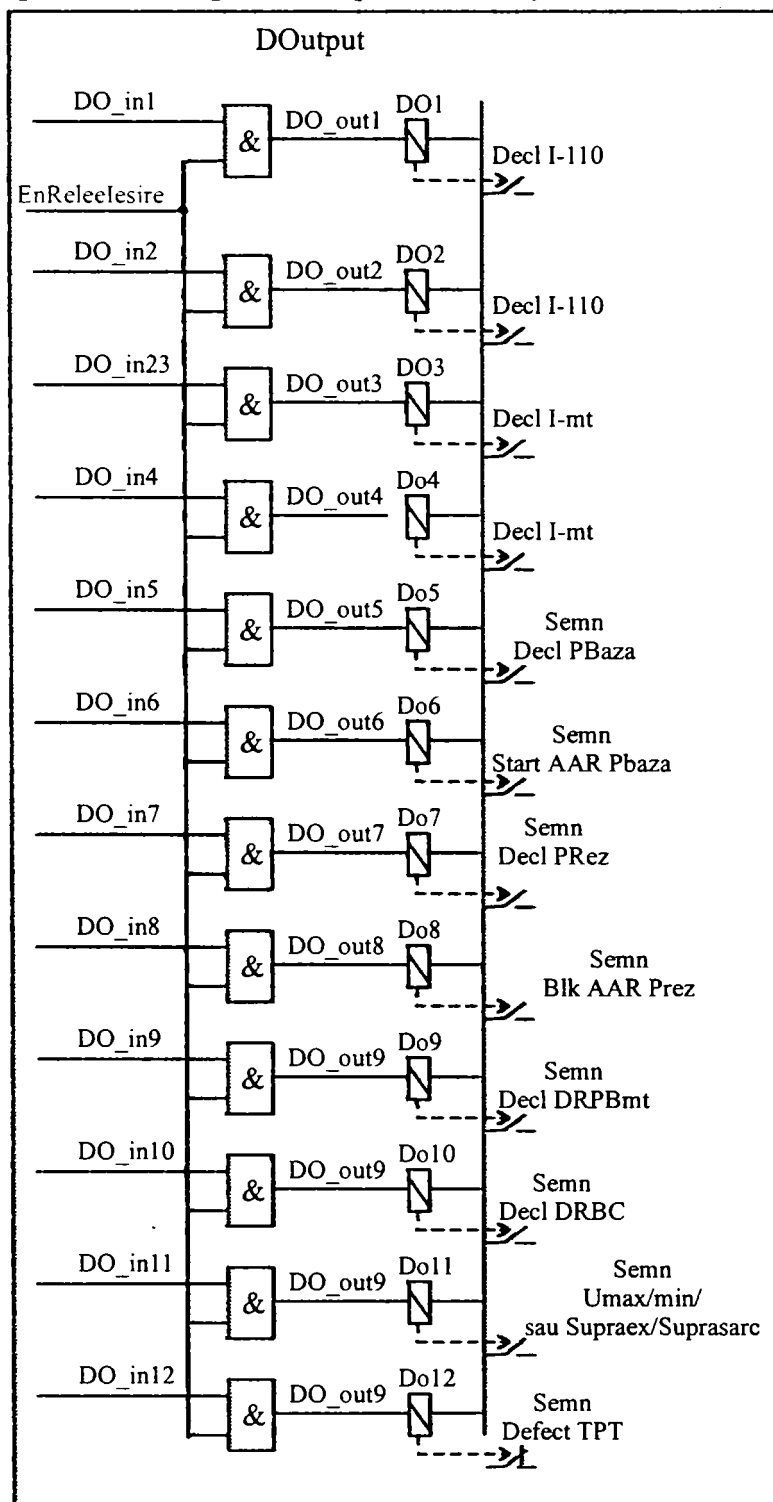


Fig. 4.38 Blocul ieșirilor numerice

4.7 Ecuțiile de asignare a variabilelor logice

Prin intermediul ecuațiilor logice se realizează legăturile între diferitele blocuri de protecție și respectiv blocuri logice, asigurându-se funcționarea protecției.

4.7.1 Blocul intrărilor numerice DINPUT:

Asigură conectarea la intrările fizice IN-1 ... IN-9. Ecuțiile logice pentru ieșirile DI_out1 ... DI_out9 sunt următoarele:

$$\begin{aligned}
 DI_out1 &= DI_in1 * EnDInput \\
 DI_out2 &= DI_in2 * EnDInput \\
 DI_out3 &= DI_in3 * EnDInput \\
 DI_out4 &= DI_in4 * EnDInput \\
 DI_out5 &= DI_in5 * EnDInput \\
 DI_out6 &= DI_in6 * EnDInput \\
 DI_out7 &= DI_in7 * EnDInput \\
 DI_out8 &= DI_in8 * EnDInput \\
 DI_out9 &= DI_in9 * EnDInput
 \end{aligned}
 \tag{4.145}$$

Asignările la intrările fizice sunt asigurate prin ecuațiile logice:

$$\begin{aligned}
 DI_in1 &= IN - 1 \\
 DI_in2 &= IN - 2 \\
 DI_in3 &= IN - 3 \\
 DI_in4 &= IN - 4 \\
 DI_in5 &= IN - 5 \\
 DI_in6 &= IN - 6 \\
 DI_in7 &= IN - 7 \\
 DI_in8 &= IN - 8 \\
 DI_in9 &= IN - 9
 \end{aligned}
 \tag{4.146}$$

Asignări implicite pentru acest bloc, conform tabelului nr. 4.2

Tabela 4.2 Asignarea implicită pentru blocul intrărilor numerice DINPUT

Nr. intrare fizică	Nr. Intrare bloc	Semnificație
IN-1	DI in1	Reset semnalizări (relee de semnalizare sau LED-uri)
IN-2	DI in2	Demaraj protecției mt (pentru funcția DRPBmt)
IN-3	DI in3	Declanșare rezervă BC (pentru funcția DRBC)
IN-4	DI in4	Blocare externă pentru protecția diferențială cu acțiune de frânare
IN-5	DI in5	Blocarea externă a funcțiilor I _{max} sau U _{max} sau U _{min}
IN-6	DI in6	Semnal extern de supratemperatură ulei
IN-7	DI in7	Semnal extern preventiv de prezentă gaze transformator

Nr. intrare fizică	Nr. Intrare bloc	Semnificație
IN-8	DI in8	Semnal extern de declanșare prin protecția de gaze
IN-9	DI in9	Semnal extern de declanșare USOL TT. Blocare afișare măsură U.

4.7.2 Blocul ieșirilor numerice DOUTPUT:

Asigură legatura spre releele de declanșare, respectiv de semnalizare DO1 ... DO12. Ecuțiile logice sunt următoarele:

$$\begin{aligned}
 DO_out1 &= DO_in1 * EnReleeIesire \\
 DO_out2 &= DO_in2 * EnReleeIesire \\
 DO_out3 &= DO_in3 * EnReleeIesire \\
 DO_out4 &= DO_in4 * EnReleeIesire \\
 DO_out5 &= DO_in5 * EnReleeIesire \\
 DO_out6 &= DO_in6 * EnReleeIesire \\
 DO_out7 &= DO_in7 * EnReleeIesire \\
 DO_out8 &= DO_in8 * EnReleeIesire \\
 DO_out9 &= DO_in9 * EnReleeIesire \\
 DO_out10 &= DO_in10 * EnReleeIesire \\
 DO_out11 &= DO_in11 * EnReleeIesire \\
 DO_out12 &= DO_in12 * EnReleeIesire
 \end{aligned}
 \tag{4.147}$$

Asignările la releele de ieșire se asigură prin ecuații logice de forma:

$$\begin{aligned}
 DO_m &= DO_outm \\
 m &= 1, \dots, 12
 \end{aligned}
 \tag{4.148}$$

Asignări implicite pentru acest bloc, conform tabelului nr. 4.3

Tabela 4.3 Asignările implicite pentru blocul ieșirilor numerice DOUTPUT

Nr. releu de ieșire	Nr. ieșire bloc	Semnificație
DO1	DO_out1	Releu declanșare I-110
DO2	DO_out2	Releu declanșare I-110
DO3	DO_out3	Releu declanșare I-mt
DO4	DO_out4	Releu declanșare I-mt
DO5	DO_out5	Releu semnalizare pentru declanșare prin prot. baza (gaze sau diferențială cu frânare sau diferențială instantanee)
DO6	DO_out6	Releu semnalizare pentru pornire instalație AAR la declanșarea prin protecțiile de baza
DO7	DO_out7	Releu de semnalizare pentru declanșarea prin prot. de rezervă (maximale de curent sau maximale de curent de secvență inversă)
DO8	DO_out8	Releu de semnalizare pentru blocarea instalației AAR la declanșarea prin protecțiile de rezervă sau declanșarea prin DRPBmt sau declanșarea prin DRBC
DO9	DO_out9	Releu de semnalizare pentru declanșarea prin DRPBmt

DO10	DO_out10	Releu de semnalizare pentru declanșarea prin DRBC
DO11	DO_out11	Releu de semnalizare pentru alarmare U _{max} sau U _{min} sau Supraexcitație sau Supratemperatură sau acționare protecție termică
DO12	DO_out12	Releu de semnalizare defect TPT

4.7.3 Blocul de alarme ALARM:

Asigură semnalizările externe pe relele de semnalizare comandate prin blocul ieșirilor numerice. Ecuțiile logice ale blocului de alarmare:

$$AL_outm = AL_inm * EnSemnal$$

$$m = 1, \dots, 5$$
(4.149)

Asignări implicite pentru acest bloc, conform tabelii nr. 4.4

Tabela 4.4 Asignarea implicită pentru blocul de alarme ALARM

Nr. intrare bloc	Nr. ieșire bloc	Semnificație
AL_in1	AL_out1	Semnalizare externă de declanșare prin prot. de bază (gaze, diferențială cu frânare, diferențială instantanee)
AL_in2	AL_out2	Semnalizare externă de declanșare prin pot. de rezervă (I_{max1w1}, I_{max1w2}, I_{max2w2} sau I_{invw2})
AL_in3	AL_out3	Semnalizare externă acționare DRPmt
AL_in4	AL_out4	Semnalizare externă acționare DRBC
AL_in5	AL_out5	Semnalizare externă de alarmare U_{max}, U_{min}, Suprasarcină, Supratemperatură, Supraexcitație sau Protecție termică.

4.7.4 Blocul de declanșare DECL:

Asigură prelucrarea impulsurilor de declanșare spre blocurile de rele de declanșare, rele de semnalizare (alarme) și semnalizări optice (LED).

Ecuțiile logice de asignare implicită a intrărilor blocului:

$$Decl_Baza_in1 = id_decl + id_ins_decl$$

$$Decl_baza_in2 = DI_out8$$

$$Decl_rez_in1 = I1w1_v5$$

$$Decl_rez_in2 = I1w2_v5 + I2w2_v5$$
(4.150)

$$Decl_rez_in3 = iinvw2_v3$$

$$Decl_rez_in4 = DRPmt_out$$

$$Decl_rez_in5 = DRBC_out$$

În acest fel intrarea declanșărilor prin protecțiile de bază nr. 1 este asignată declanșărilor prin protecția diferențială (cu frânare sau instantanee), intrarea declanșărilor prin protecțiile de bază nr. 2 este asignată declanșării prin protecția de gaze (preluată din exterior prin DI_{in8}), intrarea declanșărilor prin protecțiile de rezervă nr.1 este asignată declanșării prin protecția maximală de curent temporizată aferentă înfășurării w1, intrarea declanșărilor prin protecțiile de rezervă nr.2 este asignată declanșării prin protecția maximală de curent temporizată treapta 1, aferentă înfășurării w2 sau declanșării prin protecția maximală de curent temporizată treapta 2, aferentă înfășurării w2. Intrarea declanșărilor prin protecțiile de rezervă nr.3 este asignată declanșării prin protecția

maximală de curent de secvență inversă temporizată aferentă înfășurării w2. Intrarea declanșărilor prin protecțiile de rezervă nr.4 este asignată declanșării prin protecția de rezervă a protecțiilor (barelor) de medie tensiune, iar intrarea declanșărilor prin protecțiile de rezervă nr.5 este asignată declanșării prin protecția de rezervă a bateriilor de condensatoare.

Asignările implicite pentru acest bloc, sunt prezentate sintetic în tabela nr. 4.5

Tabela 4.5 Asignarea implicită pentru blocul de declanșare DECL

Intrare/ieșire bloc	Semnificație
Decl baza in1	Intrare, declanșare prin I_{max1w1}
Decl baza in2	Intrare, declanșare prin I_{max1w1} sau I_{max2w2}
Decl rez in3	Intrare, declanșare prin I_{inv1w2}
Decl rez in4	Intrare, declanșare prin DRPmt
Decl rez in5	Intrare, declanșare prin DRBC
DeclReset	Intrare resetare automenținere impuls de declanșare prin protecțiile de bază
Decl baza	Ieșire, declanșare prin protecțiile diferențiale sau de gaze
Start_AAR	Ieșire, pornire instalație AAR la declanșare prin protecțiile diferențiale sau de gaze
Decl_Rez	Ieșire, declanșare prin protecțiile racordate la intrările Decl_rez_in1...5

4.7.5 Blocul de declanșare de rezervă pentru protecția barelor mt DRPmt

Se asignează intrările logice după cum urmează:

$$\begin{aligned} DRPmt_in1 &= DI_out2 \\ DRPmt_in2 &= I2w2_v3 \end{aligned} \quad (4.151)$$

În acest fel demarajul protecțiilor plecărilor de medie tensiune este aplicat intrării nr. 1, iar demarajul protecției maxime de curent nr. 2 aferentă w2 este aplicat intrării nr. 2. Ieșirea blocului se asignează la declanșarea întreruptoarelor, respectiv la alarmare, prin intermediul ecuațiilor logice următoare:

$$\begin{aligned} Decl_rez_in4 &= DRPmt_out \\ AL_in3 &= DRPmt_out \\ DO_in9 &= AL_out3 \end{aligned} \quad (4.152)$$

4.7.6 Blocul de declanșare de rezervă pentru bateriile de condensatoare DRBC

Se asignează intrările logice după cum urmează:

$$\begin{aligned} DRBC_in1 &= DI_out3 \\ DRBC_in2 &= High \end{aligned} \quad (4.153)$$

În acest fel semnalul de declanșare transformator la refuz de declanșare al BC se aplică intrării nr. 1. Intrarea logică nr. 2 este activată permanent prin variabila logică *High* = '1'.

Ieșirea blocului se asignează la declanșarea întreruptoarelor, respectiv la alarmare, prin intermediul ecuațiilor logice următoare:

$$\begin{aligned} Decl_rez_in5 &= DRBC_out \\ AL_in4 &= DRBC_out \\ DO_in10 &= AL_out4 \end{aligned} \quad (4.154)$$

4.7.7 Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 1, înfășurarea 1 I_{max1_w1} :

Se asignează intrările și ieșirile logice după cum urmează:

$$\begin{aligned} Blkext_IN &= DI_out5 \\ BlkI_{max1_w1} &= Low \\ Decl_rez_in1 &= I1w1_v5 \\ Led_in5 &= I1w1_v5 \\ AL_in2 &= I1w1_v5 \end{aligned} \quad (4.155)$$

În acest fel blocajul funcției de protecție maximală înfășurarea $w1$ poate fi realizat din exterior dacă sunt asigurate validările soft corespunzătoare. Blocajul intern este invalidat prin asignarea la variabila logică $Low = '0'$. Ieșirea $I1w1_v5$ (logică SAU) se asignează intrării $Decl_rez_in1$ din logica de declanșare, asigurându-se declanșarea întreruptoarelor. Semnalizarea optică pe LED-uri este realizată pe LED-ul nr. 5. Semnalizarea externă este asigurată prin blocul de alarmare, intrarea AL_in2 . Funcția blochează AAR.

4.7.8 Blocul de semnalizare prin protecția maximală de curent tr. 2 (semnalizare suprasarcină transformator, înfășurarea $w1$), înfășurarea 1 I_{max2_w1}

Se asignează intrările și ieșirile logice după cum urmează:

$$\begin{aligned} Blkext_IN &= Low \\ BlkI_{max2_w1} &= Low \\ Led_in8 &= I2w1_v5 \\ AL_in5 &= I2w1_v5 \end{aligned} \quad (4.156)$$

În acest fel blocajul extern al funcției de semnalizare suprasarcină înfășurarea $w1$ este invalidat, prin $Blkext_IN=Low$. Blocajul intern este invalidat prin asignarea la variabila logică Low . Ieșirea $I2w1_v5$ (logica SAU) se asignează pe Led_in8 , pentru semnalizare optică pe LED nr. 8, iar semnalizarea externă este asigurată prin blocul de alarmare, intrarea AL_in5 . Funcția nu afectează instalația AAR.

4.7.9 Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 1, înfășurarea 2 I_{max1_w2} :

Se asignează intrările și ieșirile logice după cum urmează:

$$\begin{aligned}
Blkext_IN &= DI_out5 \\
Blk\ Imax1_w2 &= Low \\
Decl_rez_in2 &= I1w2_v5 \\
Led_in5 &= I1w2_v5 \\
AL_in2 &= I1w2_v5
\end{aligned}
\tag{4.157}$$

In acest fel blocajul funcției de protecție maximală treapta 1 înfășurarea w2 poate fi realizat din exterior dacă sunt asigurate validările soft corespunzătoare. Blocajul intern este invalidat prin asignarea la variabila logică *Low*. Ieșirea *I1w2_v5* (logică SAU) se asignează intrării *Decl_rez_in2* din logica de declanșare, asigurându-se declanșarea întreruptoarelor. Semnalizarea optică pe LED-uri este realizată pe LED-ul nr. 5. Semnalizarea externă este asigurată prin blocul de alarmare, intrarea *AL_in2*. Funcția blochează AAR.

4.7.10 Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent tr. 2, înfășurarea 2 *I_{max2_w2}*

Se asignează intrările și ieșirile logice după cum urmează:

$$\begin{aligned}
Blkext_IN &= DI_out5 \\
Blk\ Imax2_w2 &= Low \\
Decl_rez_in2 &= I2w2_v5 \\
Led_in5 &= I2w2_v5 \\
AL_in2 &= I2w2_v5
\end{aligned}
\tag{4.158}$$

In acest fel blocajul funcției de protecție maximală treapta 2 înfășurarea w2 poate fi realizat din exterior dacă sunt asigurate validările soft corespunzătoare. Blocajul intern este invalidat prin asignarea la variabila logică *Low*. Ieșirea *I2w2_v5* (logică SAU) se asignează intrării *Decl_rez_in2* din logica de declanșare, asigurându-se declanșarea întreruptoarelor. Semnalizarea optică pe LED-uri este realizată pe LED-ul nr. 5. Semnalizarea externă este asigurată prin blocul de alarmare, intrarea *AL_in2*. Funcția blochează AAR.

4.7.11 Blocul de declanșare prin protecția maximală de curent de secvență inversă, *înfășurarea 2 I_{inv_w2}*

Se asignează intrările și ieșirile logice după cum urmează:

$$\begin{aligned}
Decl_rez_in3 &= Iinvw2_v3 \\
AL_in2 &= Iinvw2_v3
\end{aligned}
\tag{4.159}$$

Ieșirea *Iinvw2_v3* se asignează intrării *Decl_rez_in3* din logica de declanșare, asigurându-se declanșarea întreruptoarelor. Semnalizarea externă este asigurată prin blocul de alarmare, intrarea *AL_in2*. Funcția blochează AAR.

4.8 Integrarea echipamentului TPT 100 în subsistemul secundar al stațiilor de transformare

4.8.1 Direcții de integrare în subsistemul secundar

Dezvoltarea sistemelor de protecție și automatizare a instalațiilor electroenergetice și în mod special apariția echipamentelor digitale de automatizare și protecție este un fenomen de actualitate.

Unele protecții au nevoie nu numai de informații locale, din zona de proces cu care se interfațează în mod direct, dar și de informații globale, care pot fi cunoscute numai prin prelungiri ale interfațării în alte zone ale procesului tehnologic. Astfel echipamentul de protecție devine foarte complicat, odată cu luarea în considerare a unei mai mari cantități de informații globale, pierzându-se din flexibilitate și disponibilitate. Multiplicarea interfețelor de achiziție precum și răspândirea lor în spațiu este un fenomen nedorit, cu atât mai mult cu cât diferitele sisteme de protecție folosesc adesea aceleași mărimi de intrare dinspre proces.

În mod normal relele numerice au o interfață serială. Sistemele de control al stației bazate pe microprocesor prevăd deopotrivă informații globale despre proces cât și legături de comunicație. Apare astfel naturală preocuparea pentru conlucrarea între sistemele de protecție și cele de control.

Preocupările actuale privind tratarea unitară a protecției și controlului, se pot împărți în două categorii majore, și anume:

a) *Sisteme coordonate de protecție și de control.* Sistemele de control și de protecție își păstrează autonomia unele față de celelalte, însă prevăd funcțiuni de "colaborare" reciprocă. Într-un asemenea concept, funcția de protecție este localizată în general în echipamente distincte de cele de comandă / control. Cele două subsisteme sisteme comunică însă, transmițându-și reciproc informații globale, în general rezultate în urma prelucrării mărimilor din proces.

b) *Sisteme integrate de protecție și control.* Subsistemele de control și de protecție sunt concepute ca un tot unitar, utilizând în comun anumite resurse hardware și software. În acest caz asistăm la o descentralizare foarte puternică a funcțiilor de comandă, control și protecție, elementul cheie în acest concept fiind comunicația de mare viteză între modulele componente.

4.8.2 Sisteme de supraveghere- control (SCADA)

Sistemele de supraveghere-control, între care EMS (Energy Management System), DMS (Distribution Management System) și SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) reprezintă instrumente asistate de calculator, utilizate de dispecerii energetici pentru a-i sprijini în controlul și supravegherea funcționării sistemelor energetice (Fig. 4.46). Baza întregului sistem [61] care concurează la supravegherea, controlul și monitorizarea echipamentelor electrice din stații și rețele este constituită din echipamentele de protecție și automatizare precum și din cele de achiziție date și comandă. Pe de altă parte, între instrumentele enumerate mai sus există o strânsă colaborare. Practic nu se pot concepe funcțiuni EMS sau DMS fără a avea la dispoziție un sistem SCADA care să ofere informații din procesul tehnologic și posibilități de comandă dar și informații asupra funcționalității echipamentelor de protecție și automatizare.

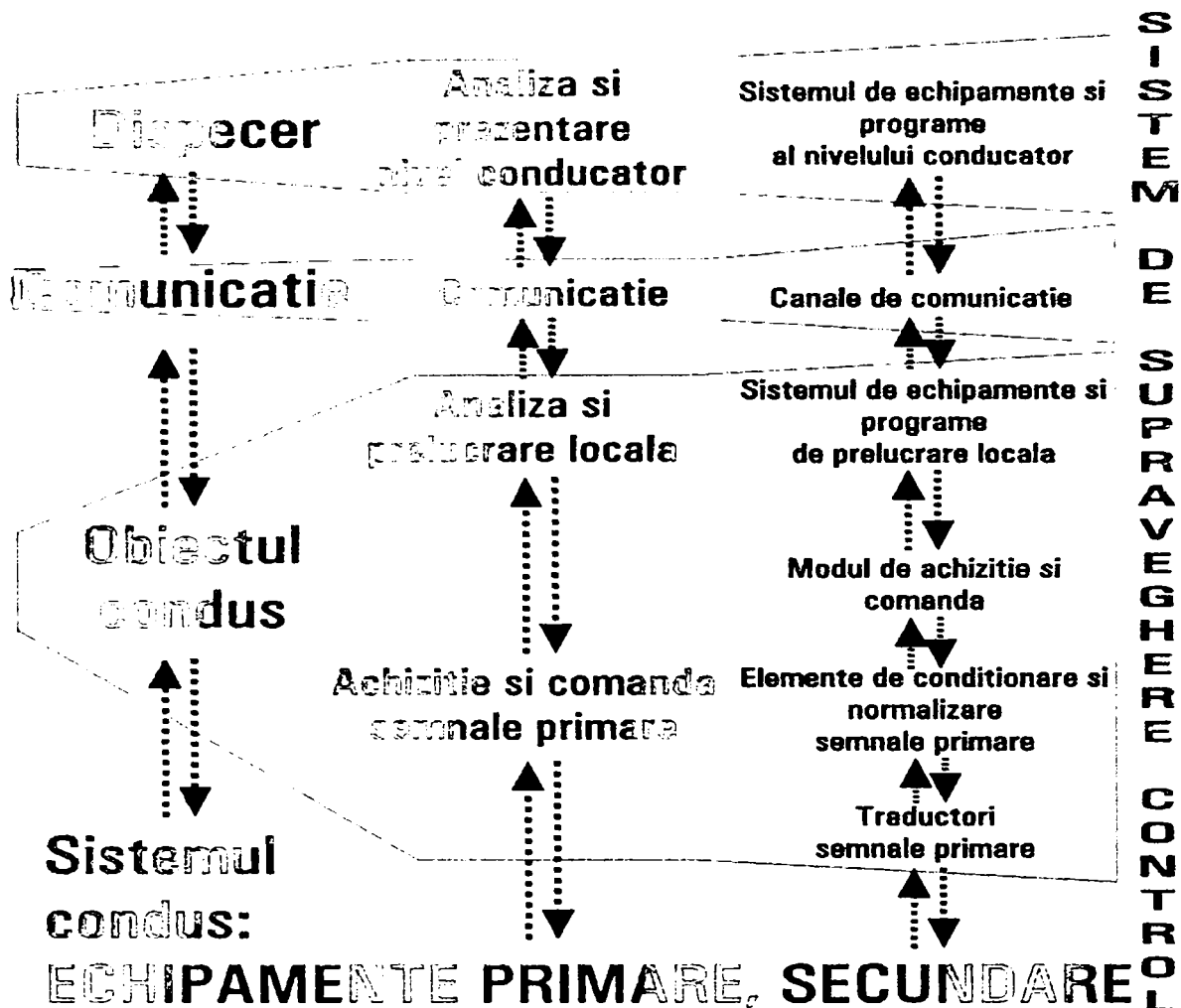


Fig. 4.46 Schema funcțională a unui sistem de supraveghere-control

Funcțiile principale ale unui sistem SCADA pentru supravegherea instalațiilor și echipamentelor electroenergetice cuprind:

1. *Supravegherea și controlul de la distanță al instalațiilor și releelor electroenergetice.*

În acest scop, se realizează:

- culegerea de informații asupra stării sistemului energetic, prin intermediul interfețelor de achiziție corespunzătoare;
- transferul informațiilor către punctele de comandă și control;
- comanda de la distanță a proceselor electroenergetice;
- înregistrarea modificărilor semnificative ale procesului controlat.

Operațiunile de comutare (conectare/deconectare, închidere/ deschidere) ale echipamentelor primare pot fi comandate de la distanță de la un centru de control (dispecer energetic). Stările întreruptoarelor și separatoarelor, valorile măsurilor de tensiuni, curenți etc. sunt permanent cunoscute la centrul de control, fiind la îndemâna dispecerului energetic. Acest lucru face să crească eficiența operațională la postul de dispecer, prin creșterea numărului de informații disponibile și prin reducerea timpilor de actualizare a acestor informații. Informațiile provenite de la instalațiile electroenergetice pot fi grupate și dirijate către postul de comandă sub autoritatea căruia se găsesc aceste instalații, de asemenea ele pot fi utilizate pentru analize globale ale rețelelor electrice.

2. *Alarmarea.* Sistemul recunoaște stările de funcționare necorespunzătoare ale echipamentelor și rețelelor electrice (suprasarcini, nivele de tensiune în afara limitelor, acționarea sistemelor de

protecție, modificarea nedorită a stării întreruptoarelor și separatoarelor, etc. și avertizează optic / acustic dispecerul asupra celor întâmplate.

3. Analiza post avarie.

Sistemul întreține un istoric al modificării stărilor echipamentelor și rețelelor electrice, punând la dispoziția dispecerului informațiile necesare unei analize pertinente a evenimentelor petrecute. Toate evenimentele sunt memorate alături de localizarea lor în timp și spațiu, fiind prezentate dispecerului, în general, în ordine cronologică, grupate pe categorii de instalații. Totodată, aceste informații pot constitui "sursa" pentru sisteme expert de analiză post avarie asistată de calculator precum și pentru sisteme expert de restaurare a sistemelor electrice după căderi (care pot asista dispecerul sau pot intra în funcțiune în mod automat).

4. Informarea de ansamblu a dispecerului asupra topologiei și stării sistemului energetic condus, prin intermediul interfețelor om-operator.

Funcția de interfațare cu operatorul uman este de o importanță deosebită în asigurarea unei activități eficiente a dispecerului. Sunt urmărite cu deosebire: claritatea și conciziunea prezentării informațiilor despre procesul tehnologic condus, comoditatea în obținerea informațiilor dorite, comoditatea și inconfundabilitatea comenzii către proces. Toate aceste deziderate sunt bazate pe utilizarea unei interfețe grafice puternice la postul de lucru dispecer.

5. Urmărirea încărcării rețelelor.

În scopul optimizării funcționării rețelelor electrice, este memorată evoluția circulațiilor de puteri. Aceste informații pot asista la o mai bună planificare a resurselor și a schemelor rețelei sau a reglajelor tensiunii transformatoarelor.

6. Planificarea și urmărirea reviziilor și reparațiilor în scopul evitării căderilor.

Monitorizarea evoluției funcționării diferitelor echipamente oferă informații care analizate corespunzător pot duce la necesitatea reviziilor / reparațiilor acestor echipamente sau instalații. Aceasta analiză poate fi asistată de sisteme expert.

Elementul esențial în prelucrarea distribuită a datelor îl constituie conectarea nodurilor informaționale prin intermediul canalelor de comunicație. Tipul și caracteristicile acestora depind de locul în care acestea sunt folosite, de tipul și funcțiunile asigurate de noduri.

În cazul sistemelor SCADA distribuite, se disting următoarele situații specifice în ceea ce privește transmisia datelor:

- comunicația în interiorul stației de transformare - care are scopul interconectării interfețelor de achiziție și comandă din stație. Specific pentru acest caz sunt perturbațiile electromagnetice puternice într-o stație de transformare.
- transmisia de date la distanță - care are scopul interconectării echipamentelor din stații cu nivelul conducător. Din cauza distanțelor mari (zeci - sute de km) suportul comunicațional oferă debite reduse și este supus unor multiple perturbații.
- comunicația la nivelul conducător, bazată de regulă pe rețele locale de mare viteză. Problema principală în acest din urmă caz o reprezintă capacitatea rețelei locale de a răspunde la necesitățile de trafic și de timp de răspuns, întrucât componentele aplicațiilor de la punctul central folosesc intens comunicația în rețea.

4.8.3 *Comunicația la nivelul stației de transformare*

În cazul specific al conectării echipamentelor într-o magistrală locală la nivelul stației de transformare, trebuie considerate următoarele elemente:

- debitul maxim de informații care poate fi vehiculat între un echipament și nivelul ierarhic superior;
- debitul maxim de informații vehiculate în cazul unor modificări de stare ale procesului în diferite puncte, modificări care sunt preluate și transmise de mai multe echipamente;
- nivelul perturbațiilor electromagnetice din stațiile electrice de transformare și necesitatea imunizării comunicației la aceste zgomote.

Distribuirea fizică a nodurilor (Echipamente de Achiziție și Control - EAC, calculatoare la nivelul stației) impune de la început utilizarea comunicației seriale. Astfel, putem lua în considerare standardele de comunicație serială:

- RS232C pentru conexiuni între EAC și un calculator portabil (conexiune temporară pe distanțe mici). Acest standard oferă o imunitate mică la perturbații și poate asigura numai conexiuni punct la punct. Vitezele practice de transmisie se situează în gama 1200 - 9600 bit/sec;
- RS485 - pentru realizarea unei conectări multipunct, cu o bună imunitate la zgomot și cu distanțe practice între noduri de ordinul zecilor de metri. Vitezele de transmisie pot fi în gama 1200 - 14.400 bit/sec;
- bucla de curent - ca și RS485 poate asigura conexiuni multipunct, cu o foarte bună imunitate la zgomote și cu viteze de comunicație practice între 1200 - 9600 bit / sec;
- fibra optică - cu care se pot implementa conexiuni punct la punct și multipunct cu o imunitate excepțională la perturbații și viteze de transmisie foarte ridicate (până la zeci de Mbit/sec). Vitezele mari de transmisie reclamă însă utilizarea unor procesoare de comunicație specializate.

Cerințele concrete la care trebuie să răspundă comunicația în interiorul stației de transformare sunt foarte variate și depind în cea mai mare măsură de nivelul de integrare al echipamentelor secundare. În condițiile în care magistrala de comunicație la nivelul stației este folosită în special pentru funcțiuni SCADA și în mică măsură pentru funcțiuni de protecție și automatizare, se consideră suficiente performanțele realizate de suportul tradițional de transmisie - fir fizic. Atunci când distribuirea funcțiilor este mai puternică, și în special când pe magistrala de comunicație circulă informații necesare realizării funcțiilor de protecție, se impune un suport de transmisie mult mai performant - fibra optică. În acest din urmă caz, trebuie luate măsuri deosebite și la celelalte nivele din lanțul de transmisie, pentru a răspunde cerințelor deosebite de timp, de ordinul milisecundelor.

În concluzie, ținând cont de situația actuală din stațiile de transformare pot fi luate în considerare pentru nivelul legăturii fizice, standardele de comunicație RS485 și bucla de curent a căror utilizare asigură traficul de informații la vitezele necesare și o bună imunitate la perturbații. În perspectiva următorilor ani însă, trebuie considerate soluțiile de conectare prin fibră optică, a caror capacitate de transfer a informației poate asigura traficul în cazul introducerii masive a dispozitivelor numerice în stațiile de transformare (protecții și automatizări digitale, echipamente de comutație și unități de transformare supravegheate de module inteligente încorporate).

Protocoalele de comunicație utilizate trebuie să permită integrarea în perspectivă a echipamentelor digitale de protecție și automatizare. Trebuie subliniat că pentru respectarea principiilor sistemelor deschise, aspectul comunicational este de o extremă importanță. Problemele de compatibilitate hardware se transferă în aspecte ale compatibilității legăturilor de date între

componentele sistemului, în care protocoalele utilizate joacă un rol major. Astfel trebuie să se permită conectarea de echipamente de la fabricanți diferiți, din generații diferite, care implementează noi și noi funcțiuni. Majoritatea producătorilor de dispozitive electronice inteligente propun protocoale de comunicație proprietar, a caror specificații nu sunt făcute publice întotdeauna. Impactul sistemelor informatice distribuite a condus însă la necesitatea utilizării unor protocoale de comunicație care să corespundă cerințelor tuturor participanților dintr-un sistem SCADA.

Verificările complicate, necesare în sistemele clasice pentru a avea siguranța unei funcționări corespunzătoare a sistemului de protecție și control, sunt acum înlocuite de conceptele de autosupraveghere și autotestare a sistemului numeric. Acest concept diferă fundamental de cel tradițional. Datorită autosupravegherii funcțiunilor și posibilităților de afișare a valorilor actuale (măsurate și calculate) corespunzătoare funcțiunilor implementate, sistemul de protecție și control nu mai are nevoie de a fi testat periodic ca și dispozitivele tradiționale ci depind numai de rezultatele autotestului continuu și de supravegherea condițiilor.

Reglajul releelor numerice dotate cu interfață serială se efectuează după o nouă procedură: reglajele pot fi calculate și testate în laborator, iar apoi pot fi transmise direct spre releul de protecție folosind comunicația sistemului de comandă și control. Acest mod de lucru previne în bună măsură reglajele incorecte datorate erorilor umane și prevede o documentare completă a stării fiecărui releu.

Parametrizarea (schimbarea reglajelor, în funcție de diferitele condiții de lucru ale rețelei) poate fi de mare interes pentru performanța globală a rețelei electrice. Dacă se iau măsuri de siguranță ca parametrizarea (schimbarea propriu-zisă) să aibă loc în afara condițiilor de defect atunci se poate considera că această funcțiune îmbunătățește semnificativ funcționarea rețelei prin performanța mai bună a elementelor care depind de încărcarea liniilor și transformatoarelor sau de topologii particulare ale rețelei.

Obiectivul noului standard, [142], este proiectarea și dezvoltarea sistemului de comunicații pentru a putea oferi interoperativitate între funcțiile care trebuiesc implementate în stațiile electrice, realizate cu ajutorul echipamentelor de la diferiți producători, pentru aceleași funcții și cerințe operaționale. Aceste funcții ale sistemului de automatizare a stațiilor electrice sunt controlul și supervizarea, protecția și monitorizarea echipamentelor primare și a rețelei electrice și de asemenea funcții referitoare la sistemul însuși, ca de exemplu, supervizarea comunicațiilor.

[142] oferă o soluție standardizată, de actualitate și cu o posibilă reducere de costuri în ansamblul sistemului de teleconducere respectiv. Ca urmare, se pot pune bazele realizării cu ajutorul sistemelor distribuite actuale și a noilor echipamente inteligente, realizare noii generații de sisteme de monitorizare, comandă și protecție.

Interfețele de comunicație serială între nivelul proces și nivelul stație electrice asigură un număr de avantaje pentru proiectarea și configurarea stațiilor electrice. Cu introducerea magistralelor de proces standardizate bazate pe Ethernet, infrastructura de comunicații a stației electrice este considerabil extinsă. Obiectivul este realizarea atât a transmiției eşantioanelor de date măsurate, cât și accesul către toate componentele inteligente prin intermediul protocolului TCP/IP Ethernet și asigurarea mai multor informații pentru îmbunătățirea managementului sistemului de energie și asigurarea mentenanței a stației electrice [137].

Din punct de vedere tehnologic, noua soluție depinde de existența interfețelor de comunicații seriale standardizate pe același protocol. IEC a precizat încă de la început necesitatea unor astfel de interfețe, dar impunerea standardului va mai dura o perioadă de timp, acesta trebuind agreat în egală măsură de toți producătorii și de utilizatorii de echipamente.

4.8.4 Opțiuni și implicații ale sistemelor moderne de protecție, control și monitorizare

Într-un sistem inteligent de protecție, control și monitorizare echipamentele primare și cele secundare devin din ce în ce mai strâns legate. La această dată există senzori pentru supravegherea tuturor funcțiilor importante ale echipamentelor primare și aceștia devin parte integrantă din echipament. Datorită acestui fapt, cele mai probabile schimbări pe care le va aduce viitorul apropiat pentru echipamentul primar sunt:

Includerea senzorilor de măsură de curent și tensiune. Noile tehnologii de realizare a senzorilor de curent și tensiune reduc foarte mult dimensiunile acestora și fac posibilă integrarea lor în echipamentul primar. Transmiterea valorilor măsurate se face prin intermediul unor canale de comunicație numerice către subsistemele externe.

Apariția echipamentelor primare inteligente. Includerea senzorilor de măsură și a capacităților de prelucrare a datelor în echipamentele primare va provoca transformarea acestora în subsisteme inteligente, capabile să ducă la îndeplinire toate sarcinile de control și supraveghere. Acest subsistem inteligent este platforma ideală pentru implementarea funcțiilor de monitorizare și diagnostic, inclusiv autotestarea echipamentului. Totodată devin posibile noi facilități cum ar fi conectarea / deconectarea sincronizată a întreruptorului la trecerea prin zero a curentului cu profunde implicații asupra duratei de viață a întreruptorului și chiar a rețelei prin reducerea nivelului supratensiunilor.

Integrarea. Echipamentele primare și cele secundare vor deveni mult mai compacte datorită noilor tehnologii de realizare. În cele mai multe cazuri fabricanții de echipamente vor putea asambla și testa celule complete - inclusiv subsistemul secundar - înainte de expedierea lor la locul de montaj.

Descentralizarea funcțiilor subsistemului secundar. Ideea principală a sistemelor integrate este de a descentraliza componentele subsistemului secundar ca efect al dezvoltării echipamentelor primare inteligente. Acestea din urmă vor asigura funcțiile care reclamă informații locale, provenite de la senzorii proprii și vor colabora prin intermediul legăturilor de comunicație de mare viteză pentru realizarea funcțiilor care necesită informații externe echipamentului.

Tab. 4.6. Implicațiile sistemelor integrate asupra costului global

Componenta evaluată	Efectul asupra costului global
Control și protecție	Reducere cu 5÷10%
Mentenanță preventivă	Reducere cu 5÷10%
Reparație	Reducere cu 5÷10%
Exploatare	Reducere cu 5÷10%
Retrageri din exploatare	Reducere semnificativă > 10%

Reducerea costurilor globale de instalare și exploatare. Efortul tehnologic de realizare a echipamentelor primare inteligente și de integrare a funcțiilor subsistemului secundar este pe deplin răsplătit de reducerea costurilor globale. În Tab. 4. sunt prezentate în extras implicațiile sistemelor integrate de protecție, control și monitorizare asupra costurilor globale, considerate pe întreaga durată de viață a sistemelor.

4.8.5 Integrarea echipamentului TPT100 în sistemele SCADA

O caracteristică importantă a TPT100 este posibilitatea interfațării directe, fără un alt echipament suplimentar, cu sistemul de supraveghere-control al stației de transformare. Astfel, se realizează un sistem complet și unitar de supraveghere-control și protecție la nivelul stației. Din punct de vedere hard, TPT100 se integrează în sistemul de supraveghere-control prin interfața serială field - bus sau interfața specială pentru fibra optică. Din punct de vedere software integrarea se realizează prin implementarea unui protocol de comunicație care respectă recomandările OSI - ISO, comun echipamentului de protecție și dispozitivelor de supraveghere - control.

TPT 100 deține și funcțiile de înregistrator secvențial de evenimente și osciloperturbograf care constituie unelte deosebit de utile în analiza post-avarie și analiza funcționării echipamentului.

Schema de principiu utilizată pentru integrarea echipamentelor de protecție în sistemul de supraveghere-control al stației se prezintă în fig.4.47, remarcându-se modul diferit de implementare pentru echipamentele de protecție pentru medie tensiune, respectiv pentru protecțiile rețelei de înalta tensiune. Acest mod de tratare a integrării reprezintă la ora actuală și la posibilitățile actuale concrete, un optim sub aspectul raportului preț/ performanță.

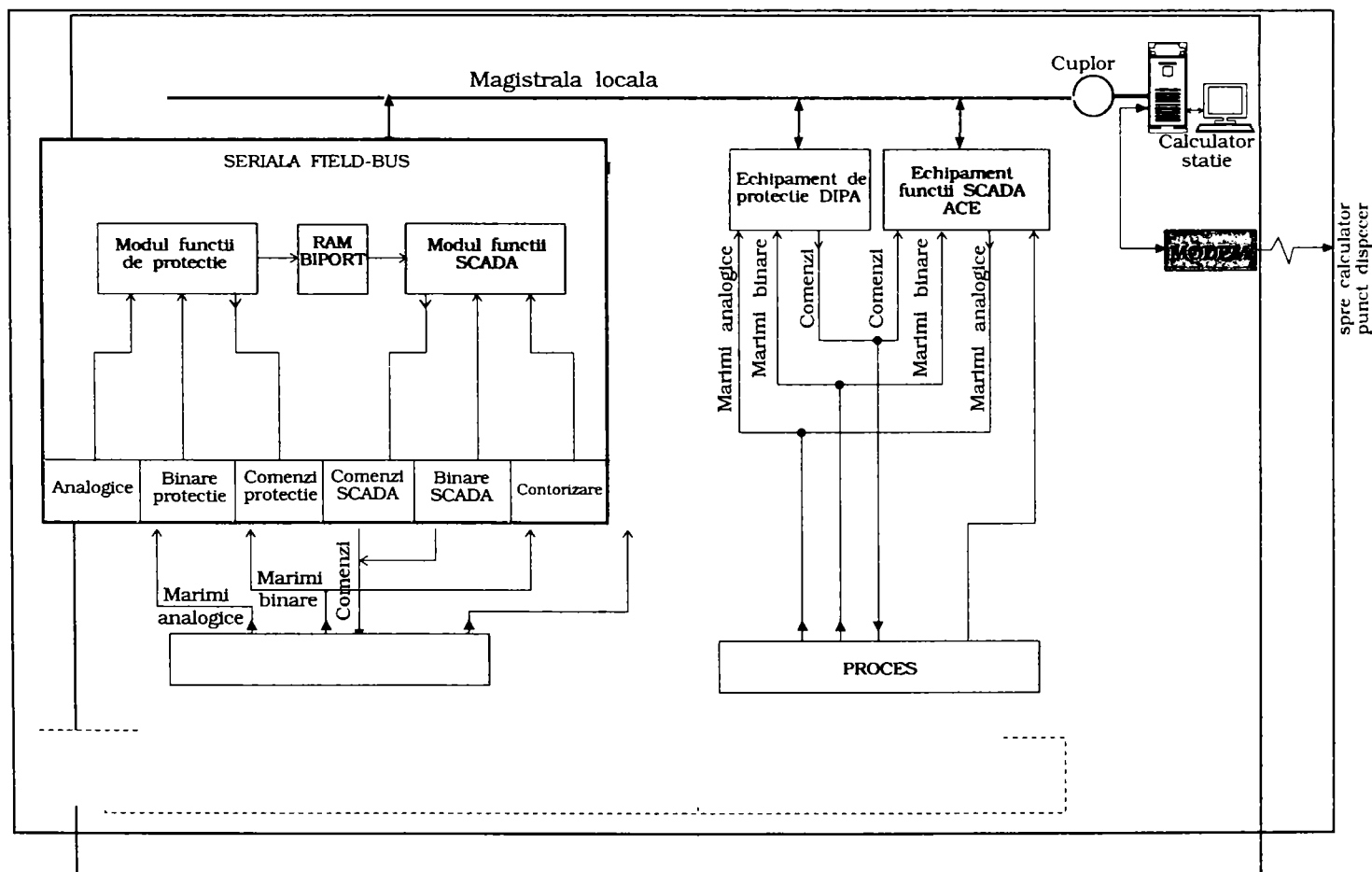


Fig. 4.47 Integrarea echipamentului de protecție în sistemul de supraveghere-control

Pentru protecțiile dedicate nivelului de medie tensiune, funcțiile SCADA specifice sistemului de supraveghere-control s-au inclus în cadrul echipamentului TPT100 sub forma unui modul hardware distinct de cel al funcțiilor de protecție. Comunicația între cele două module majore s-a realizat prin intermediul unei zone de memorie RAM - biport.

În acest fel există o delimitare netă între cele două module, iar printr-o tratare software corespunzătoare se exclude orice condiționare a funcțiilor de protecție de funcțiile specifice SCADA, funcțiile de protecție fiind prioritare.

Echipamentul de protecție preia din proces:

- mărimi analogice;
- mărimi binare (de tip contact de releu);
- impulsuri binare (de la contoare echipate cu generatoare de impulsuri);

și le procesează pe de o parte conform algoritmilor de protecție, iar pe de altă parte le pune la dispoziția modului SCADA pentru prelucrare și transmitere spre nivelele superioare ale sistemului de supraveghere-control al stației.

Echipamentul transmite spre proces:

- comenzi de acționare întrerupător (impuls de declanșare, impuls de anclanșare);
- semnalizări locale (de demaraj, de declanșare, etc.);
- comenzi de acționare a echipamentului primar, recepționate de la nivelele superioare (calculator stație sau calculator punct de dispecer).

Pentru nivelul de înalta tensiune funcțiile de protecție și respectiv SCADA sunt implementate în echipamente distincte: pentru protecție și respectiv pentru supraveghere-control.

4.9 Calculul fiabilității echipamentelor numerice utilizând lanțul Markov

4.9.1 Noțiuni generale

Secțiunea prezintă estimarea fiabilității echipamentelor de protecție prin prisma conceptelor markoviene de stare și tranziție. Astfel, un echipament sau un sistem se poate găsi într-una din stările de funcționare: normală, defect, etc. Starea echipamentului se poate modifica în timp în urma unei tranziții.

Principalele premise de utilizare a metodei lanțurilor Markov sunt:

- sistemele tehnice și elementele componente evoluează printr-o succesiune de stări, care compun timpul calendaristic (de analiză):

$$T_C = \sum_{i=1}^n t_{fi} + \sum_{i=1}^n t_{di} + \sum_{i=1}^m t_{MPi} + \sum_{i=1}^r t_{RZi} \quad (4.160)$$

unde:

T_C = timpul calendaristic;

t_{fi} , t_{di} - timpii de funcționare (t_{fi}) și respectiv de defect (t_{di}) sunt variabile aleatoare;

t_{MPi} , t_{RZi} - timpii de mentenanță (reparație) preventivă respectiv de rezervă - sunt mărimi deterministe;

- intervalele de timp (t_{fi} , t_{di}) au succesiune alternativă pe durata ($T_A \leq T_C$) reprezentând o succesiune de stări, unde T_A = timpul de analiză;
- perioada de timp în care se analizează sistemul (elementul) este cea de maturitate;
- funcțiile de distribuție ale perioadelor de funcționare și respectiv de defectare sunt exponențiale;
- proprietatea esențială a legii exponențiale este că, probabilitatea funcționării fără defecte în intervalul (t_1 , t_2), $t_2 > t_1$ este dependentă doar de mărimea intervalului ($dt = t_2 - t_1$) și este independentă de timpul anterior de funcționare ($t < t_1$);
- în intervalul (dt) poate avea loc o singură trecere (tranziție) dintr-o stare în alta (Fig. 4.48).

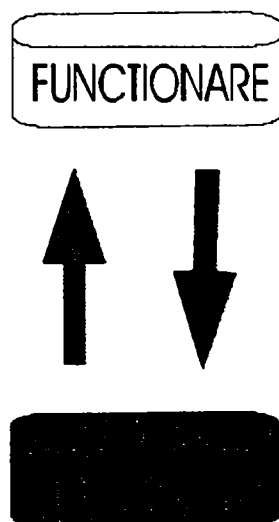


Fig. 4.48 Lanțul Markov pentru un element simplu, reparabil

Modelul bazat pe lanțul Markov este descris de ecuațiile Kolmogorov:

$$\begin{aligned} \frac{dP_i}{dt} &= \sum_j (P_j \lambda_{ji}) - P_i \sum_j \lambda_{ij} & (i \neq j = 1..n) \\ F_{ij} &= P_j \lambda_{ij} = \frac{1}{T_{ij}} & (i \neq j = 1..n) \\ F_i &= \sum_j F_{ji} & (i \neq j = 1..n) \\ T_i &= \frac{P_i}{F_i} = \frac{1}{\sum_j \lambda_{ij}} & (i \neq j = 1..n) \\ \sum_i P_i &= 1 & (i \neq j = 1..n) \end{aligned} \quad (4.161)$$

unde: P_i = probabilitatea stării i ; F_i = frecvența stării i ; T_i = durata stării i ; F_{ij} = frecvența de tranziție din starea i în starea j ; λ_{ij} = rata de tranziție din starea i în starea j ; n = numărul stărilor.

Integrarea ecuațiilor diferențiale se poate face cu ajutorul unui program utilizând metoda Runge-Kutta de ordin 4, pentru calculul dependenței de timp a probabilității fiecărei stări. Metoda este definită prin extinderea expresiilor următoare la sistemul ecuațiilor diferențiale:

$$\begin{aligned} \frac{dp}{dt} &= f(t, p) \\ p_{n+1} &= p_n + \frac{1}{6}k_1 + \frac{1}{3}k_2 + \frac{1}{3}k_3 + \frac{1}{6}k_4 + O(h^5) \\ k_1 &= hf(t_n, p_n) \\ k_2 &= hf\left(t_n + \frac{1}{2}h, p_n + \frac{1}{2}k_1\right) \\ k_3 &= hf\left(t_n + \frac{1}{2}h, p_n + \frac{1}{2}k_2\right) \\ k_4 &= hf(t_n + h, p_n + k_3) \end{aligned} \quad (4.162)$$

Pentru determinarea pasului de timp care urmează a fi utilizat în procesul iterativ de integrare a ecuațiilor ce descriu procesul Markov, este utilizat următorul criteriu:

$$h = \min\{\theta, \lambda_i\} \quad (4.163)$$

unde: θ = precizia minimă definită de utilizator;

λ_i = rata de tranziție.

Expresia de mai sus este aplicată numai pentru rate de tranziție diferite de zero. Totodată, pot fi definiți pașii minimi (h_{\min}) și maximi (h_{\max}), astfel încât:

$$h = \begin{cases} h_{\min} & \text{daca } h < h_{\min} \\ h_{\max} & \text{daca } h > h_{\max} \end{cases} \quad (4.164)$$

Pentru estimarea erorii de calcul, este utilizată următoarea metodologie: rezolvarea sistemului de ecuații se face în două treceri - o primă trecere utilizează pașii de timp calculați ca mai sus, iar în cea de a doua trecere sunt utilizați pași de timp înjumătățiți față de relațiile (4.160) și (4.161). Pentru fiecare moment de timp, se calculează factorii de eroare:

$$\varepsilon = 2 \frac{|q_0 - q_1|}{|q_0 + q_1|} \quad (4.165)$$

unde q_0, q_1 reprezintă valorile calculate ale coeficientului de indisponibilitate în prima, respectiv a doua trecere.

Sunt definiți astfel trei factori de eroare:

- ε_1 , reprezintă valoarea maximă a lui ε peste toate valorile lui t
- ε_2 , reprezintă valoarea ε la $t=T_C$
- ε_3 , reprezintă diferența maximă între suma probabilităților de la momentul $t=t_0$ și suma probabilităților stărilor la un moment t oarecare.

4.9.2 Modelarea fiabilității echipamentelor de achiziție și comandă aflate în exploatare

Pentru exemplificarea calculului fiabilității în exploatare a echipamentelor de achiziție și comandă vom utiliza modelul din Fig. 4.49

Echipamentul se găsește în starea “Funcționare”, de unde trece periodic în starea “Autotest”. Datorită unor căderi ale tensiunii de alimentare, sau la repunerea în funcțiune după o cădere, echipamentul de achiziție și comandă se reinițializează prin colaborarea nivelului ierarhic superior (starea “Reinițializare”).

În cazul apariției unui defect identificat corect de rutinele autotest, defectul este comunicat nivelului ierarhic superior, iar echipamentul trece în starea “Reparație” unde este supus efectiv operațiunilor de reparare.

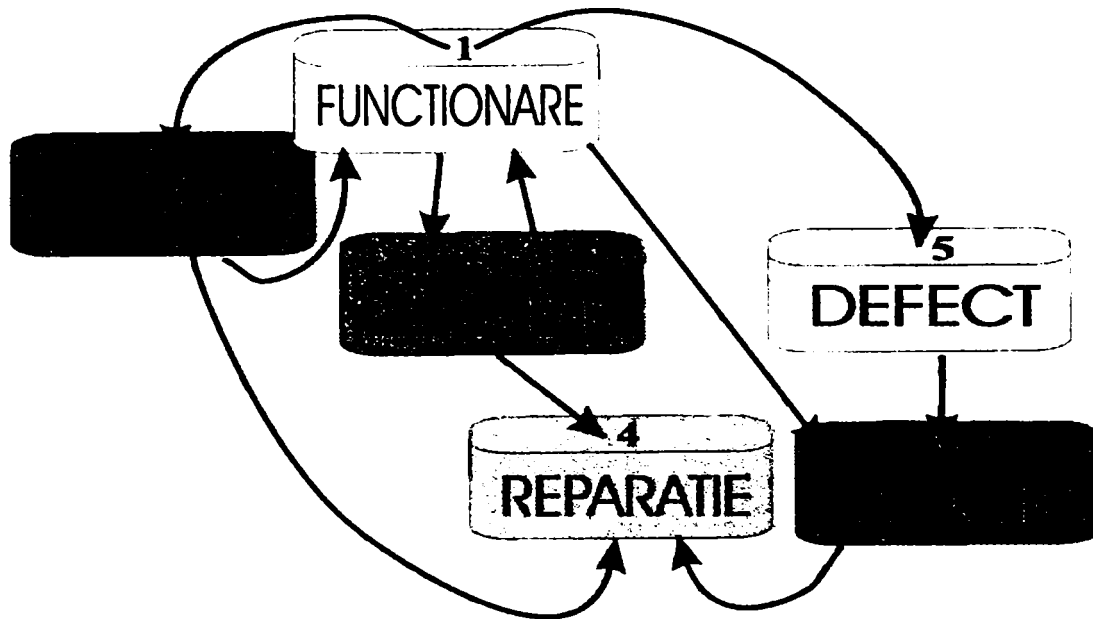


Fig. 4.49 Modelul Markov pentru echipamente aflate în exploatare

Defectele neidentificate de rutinele autotest se împart și aici în două categorii: defecte care pot fi sesizate de nivelul ierarhic superior - caz în care se parcurg operațiunile de diagnosticare (starea "Diagnostic") apoi de reparare propriuzisă, respectiv defecte care nu au fost sesizate nici de nivelul ierarhic superior - care provoacă trecerea în starea "Defect". În acest din urmă caz, starea de defecțiune este sesizată numai cu prilejul manevrelor de exploatare care fac apel la funcțiunile echipamentului de achiziție și comandă defect.

Indicatorii luați în calcul pentru modelarea fiabilității în exploatare a echipamentelor de achiziție și comandă sunt prezentați în Tab. 4.7 iar în Tab. 4.8 sunt prezentate ratele de tranziție între stările modelului.

Probabilitățile absolute ale stărilor au fost calculate prin trecerea la limită:

$$P_i = \lim_{t \rightarrow \infty} P_i(t) \quad (i=1..6)$$

Cele 6 stări se împart în stări de bună funcționare (stările 1 și 2) respectiv de defect (stările 3...6). În consecință, coeficienții de disponibilitate K_D respectiv de indisponibilitate K_I se obțin prin însumarea probabilităților absolute ale stărilor corespunzătoare:

$$K_D = \sum_{i=1}^2 P_i = \sum_{i=1}^2 \lim_{t \rightarrow \infty} P_i(t) \quad (4.166)$$

$$K_I = \sum_{i=3}^6 P_i = \sum_{i=3}^6 \lim_{t \rightarrow \infty} P_i(t) \quad (4.167)$$

Tab. 4.7 Indicatorii de fiabilitate în exploatare a echipamentelor de achiziție și comandă

Indicator	Semnificație	u.m.	Valoare
b1	interval autotest echipament	[ore]	1
b2	durata autotest	[ore]	0.01
b3	eficacitate autotest echipament	[0...1]	0.5
b4	durată reparație	[ore]	8
b5	durată diagnostic	[ore]	8
b6	rata căderi echipament	[ore ⁻¹]	1.141*10 ⁻⁵
b7	rata reinițializări echipament	[ore ⁻¹]	0.006
b8	durata reinițializare echipament	[ore]	0.017
b9	eficacitatea sesizării defecțiunii de către nivelul superior	[0...1]	0.5
b10	rata defecțiuni instalații primare supravegheate	[ore ⁻¹]	1.141*10 ⁻³
b11	rata manevrelor de exploatare instalații primare supravegheate	[ore ⁻¹]	2.283*10 ⁻³
b12	interval mentenanță	[ore]	8760

Tab 4.8 Ratele de tranziție pentru modelul Markov din Fig. 4.49

În starea	Din starea					
	1	2	3	4	5	6
1		$1/b_2$	$1/b_8$			
2	$1/b_1$					
3	b_7			$1/b_4$		
4		$b_6 b_3$				$1/b_5$
5	$b_6(1-b_3)(1-b_9)$					
6	$b_6(1-b_3)b_9$				$b_{10}+b_{11}+1/b_{12}$	

Rezultatele modelării sunt prezentate în Tab. 4.9 și Fig. 4.50. Pentru comparație calculele s-au efectuat pentru diferite valori ale eficacității rutinelor de autotestare.

Tab. 4.9 Coeficienții de disponibilitate funcție de MTBF

MTBF [ore]	b3=0	b3=0.25	b3=0.5	b3=0.75
100	0.390952	0.461123	0.561994	0.719354
200	0.56212	0.63117	0.71956	0.836737
500	0.762397	0.810501	0.865085	0.927551
1000	0.865144	0.895293	0.92762	0.962367
2000	0.927654	0.944709	0.962404	0.980774
5000	0.969691	0.977067	0.984556	0.99216
10000	0.984563	0.988351	0.992168	0.996015
20000	0.992172	0.994092	0.996019	0.997953
50000	0.996794	0.997568	0.998343	0.99912
100000	0.998344	0.998732	0.999121	0.999509
200000	0.999121	0.999315	0.99951	0.999704
500000	0.999588	0.999665	0.999743	0.999821
1000000	0.999743	0.999782	0.999821	0.99986

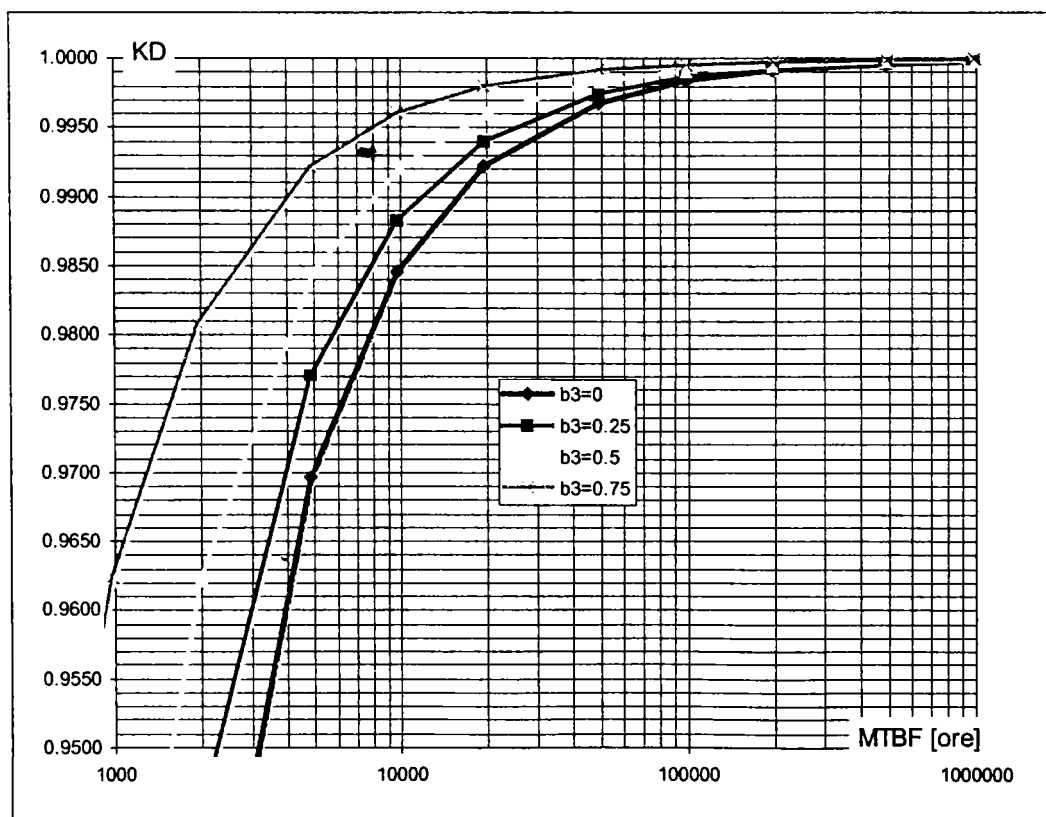


Fig. 4.50 Coeficientul de disponibilitate a echipamentului de achiziție și comandă funcție de MTBF

4.9.3 Fiabilitatea predictivă în contextul elementului protejat

Protecțiile prin relee din cadrul rețelelor electrice permit detectarea și eliminarea selectivă și într-un interval de timp cât mai scurt a avariilor. În fig. 4.51 se prezintă situațiile posibile în funcționarea protecțiilor pentru cazul protecțiilor clasice de tip electromagnetic.

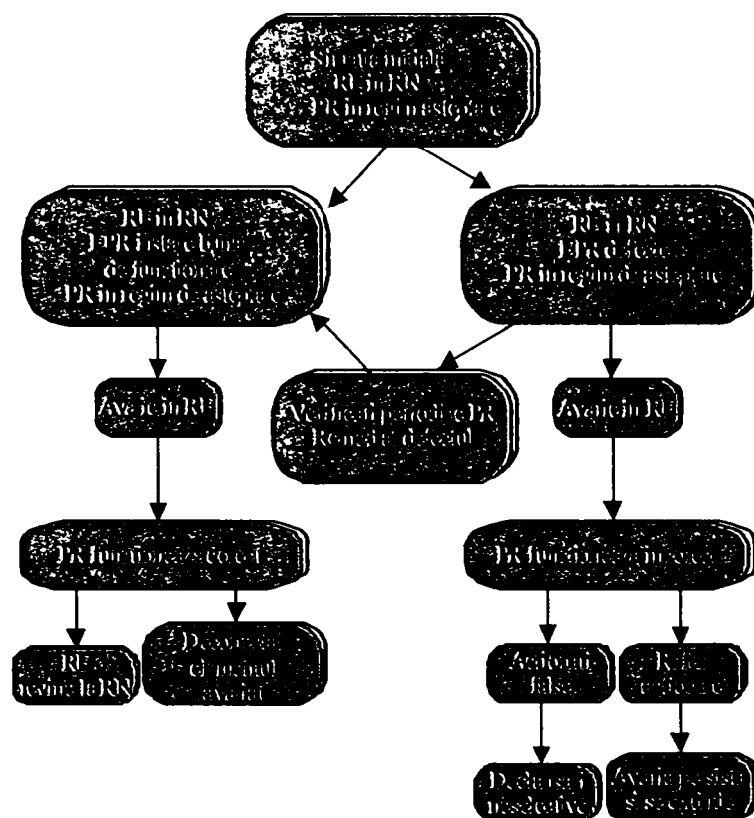


Fig. 4.51 Situații posibile privind funcționarea protecțiilor clasice

În Fig. 4.51 s-au notat:

- RE - rețeaua protejată
- EPR - elemente de protecție
- PR - protecție prin relee clasice
- RN - regim normal.

Evaluarea indicatorilor de fiabilitate a instalațiilor de protecție implică unele particularități. Astfel, în cazul protecțiilor clasice există regimul “în așteptare” legat de elementele de curent continuu aflate în repaus până la apariția defectului spre deosebire de elementele de curent alternativ majoritatea fiind solicitate cu tensiuni respectiv curenți. În cazul protecțiilor numerice funcția de autestare face ca solicitările elementelor să poată fi considerate din punct de vedere fiabilistic ca fiind fără timp de așteptare.

Să considerăm schema monofilară a unei zone de rețea protejate ca în Fig. 4.52, în care TPT 100 reprezintă echipamentul de protecție al transformatorului, iar EPAM reprezintă echipamentul de protecție și automatizare pentru LEA de medie tensiune.

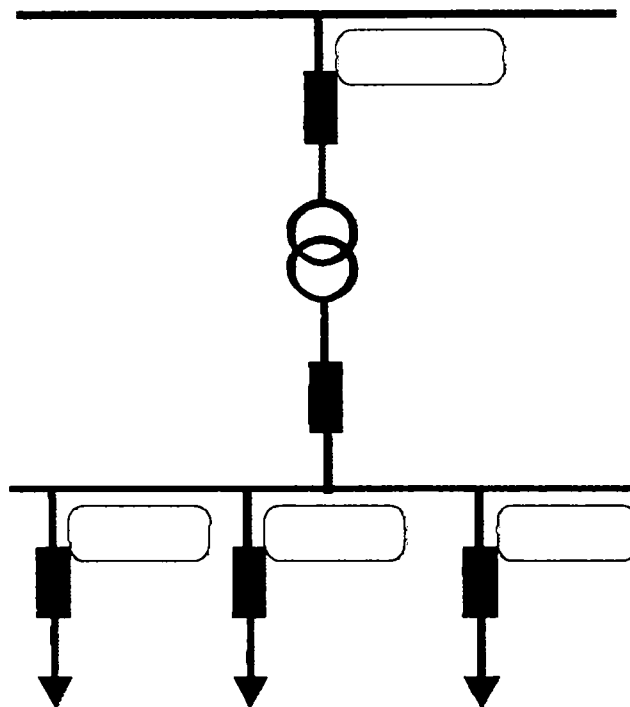


Fig. 4.52 Rețea medie tensiune protejată de EPAM și TPT100

Plecând de la această schemă se poate stabili modelul Markov al protecției și elementului protejat printr-un model cu opt stări. Trebuie subliniat că în cazul protecțiilor numerice un rol important îl are funcția de autotest. În general, chiar într-o variantă minimală, autotestul protecțiilor numerice include teste ale:

- memoriei nonvolatile (EPROM)
- memoriei bazei de date (EEPROM)
- memoriei volatile (RAM)
- ansamblului de conversie analog-numerică (adaptoare de intrare de curent și tensiune, multiplexor, convertor);
- sursei de alimentare cu tensiune operativă
- releelor de declanșare și semnalizare;

Detectarea unor erori conduce la emiterea unei semnalizări spre exterior și blocarea funcției de declanșare. Cum aceste teste se execută în mod repetat și la intervale scurte de timp, se sesizează imediat defectul. Desigur este greu de admis că orice defecțiune poate fi sesizată de rutinele de autotest, astfel încât se poate vorbi de un coeficient de eficiență al rutinelor de autotest. Spre exemplu un coeficient de 0,5 presupune că numai 50% din erorile ce pot apărea sunt detectate de sistemul de autotest. Se va arăta în continuare că de mărimea acestui coeficient depinde decisiv fiabilitatea echipamentului.

Modelul stabilit pentru studiul fiabilității predictive în contextul elementului protejat se prezintă în fig. 4.53. Modelul poate fi divizat în patru cadrane bazate pe starea echipamentului de protecție (P) și respectiv pe starea elementului protejat (EP).

Starea 1 reprezintă starea de funcționare normală în care transformatorul (EP) este în funcție și în sarcină, iar echipamentul de protecție (P) funcționează corect. La apariția unui defect EP are o tranziție spre starea 2. În starea 2, linia este cu defect, dar P funcționează corect și sesizează defectul acționând corect la declanșare. Declanșarea trece modelul în starea 6 stare în care transformatorul este fără tensiune prin declanșarea întreruptorului. Transformatorul este reparat și trece în starea normală, starea 1.

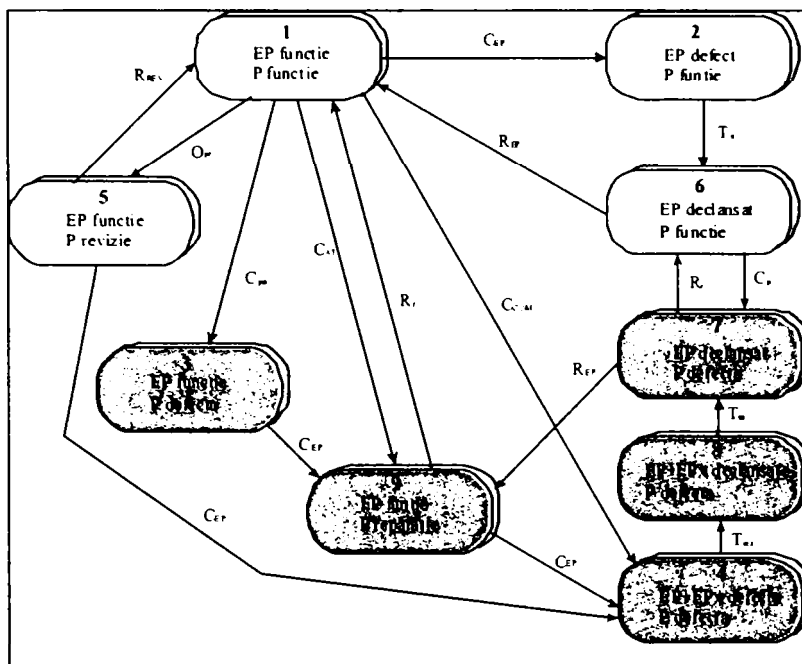


Fig. 4.53 Modelul Markov al TPT 100

Stările 3, 5, 9 reprezintă condiții de defect pentru P, echipamentul este indisponibil și deci inapt pentru a declanșa în caz de nevoie. Starea 5 ține seama de operațiile de mentenanță de rutină. În această stare echipamentul se află în revizie. În stările 3 și 9 releul este indisponibil datorită unor defecte sesizate de rutinele de autotest (starea 9) respectiv nesesizate de aceste rutine (starea 3). Modelul trece din starea 3 în starea 9 atunci când se sesizează un defect în cadrul reviziilor periodice. Coeficientul de eficiență al rutinelor de autotest poate fi variat în cadrul acestui model pentru a urmări efectul global asupra modelului.

Starea 4 reprezintă starea în care intră modelul în cazul în care P este indisponibilă sau în cazul unor defecte comune ale P și EP. Modelul admite că în cazul apariției unui defect al transformatorului, în timp ce P este indisponibil, conduce la acționarea protecției de rezervă și eliminarea defectului de întreruptorul din amonte. Deci, la un defect pe linia L1 (fig. 4.52) care apare în timp ce protecția acestei linii este indisponibilă, apare declanșarea corectă a întreruptorului de medie tensiune al transformatorului. Acționarea protecțiilor din amonte conduce în general la scoaterea din funcție a unei porțiuni importante de rețea. Acest lucru este modelat prin trecerea din starea 4 în starea 8 stare în care protecția este indisponibilă iar EP și echipamentul declanșat ca rezerva (EPx) sunt scoase de sub tensiune.

Pe baza acestui model s-au putut calcula probabilitățile de stare, indisponibilitatea protecției și s-a studiat influența eficienței rutinelor de autotest asupra fiabilității echipamentului.

La această modelare s-au admis următoarele ipoteze:

1. Detectarea unor defectele ale echipamentului se face fie de rutinele de autotest fie pe baza reviziilor periodice;
2. Echipamentul de protecție se revizuieste cu echipamentul protejat în funcție;
3. Revizia periodică a protecției scoate în evidență întotdeauna defectele și nu provoacă defectarea echipamentului;
4. Operațiile de reparație readuc întotdeauna echipamentul la starea de funcționare ca și când acesta ar fi nou.

Se prezintă în continuare definițiile ratelor de tranziție:

1. Rate de cădere:

C_p - rata căderilor protecției (inversul mediei timpului de bună funcționare, MTBF);

AT - coeficient de eficiență al rutinelor de autotest;

CAT - rata căderilor protecției sesizate de rutinele de autotest ($C_p \cdot AT$), căderi / an;

C_{pn} - rata căderilor protecției nesesizate de rutine autotest ($C_p \cdot [1 - AT]$), căderi / an;

CEP - defectări ale echipamentului protejat, defecte / an;

CCOM - căderi P+EP datorate cauzelor comune, defecte / an.

2. Rate de reparație:

REP - număr de EP reparate (restabilite) pe oră;

RREV - număr de revizii pe oră al P;

Rr - număr de reparații pe oră ale P.

3. Rate de tranziție:

Tn - număr de acționări normale pe oră ale P (inversul timpului normal de acționare al protecției);

Trez - număr de acționări normale pe oră ale P de rezervă (inversul timpului normal de acționare al protecției de rezervă);

Tm - număr de operații pe oră de izolare manuală a defectelor.

4. Rate de revizie protecție:

Opr - rata de revizie a protecției (inversul intervalului de timp necesar reviziei).

Tabela 4.10 prezintă valorile considerate în calcule.

Tab. 4.10 Valorile considerate la modelul Markov din fig. 4.53			
Nr. crt.	Denumire parametru	Valoare considerată	Observații
1	C_p	1/10 ... 1/50	S-a variat MTBF de la 10 la 50 ani
2	AT	0 ... 0.9	S-a variat de la 0 (corespunzător protecțiilor clasice, fără autotestare) la 0.9 (corespunzătoare unei eficiențe de 90% a rutinelor de autotest)
3	C_{AT}	$C_{AT}=C_p \cdot AT$	
4	C_{pn}	$C_{pn}=C_p(1-AT)$	
5	C_{EP}	3 căderi/an	Din evidențele ST Sibiu, perioada 2000-2005
6	C_{COM}	0.00001 căderi/an	S-a considerat un defect comun la 10 ani
7	R_{EP}	0.5 reparații / oră	Din evidențele ST Sibiu, timpul mediu de revenire la schemă normală cu o celulă de linie de medie tensiune 2 ore
8	R_{REV}	0.2 rele / oră	Revizia protecției unei celule de linie de mt se execută în 5 ore
9	R_r	0.125 / oră	Se admite reparația unui releu în 8 ore
10	T_n	7200 acționări / oră	S-a considerat timpul normal de acționare al protecției liniei de mt $t=0.5$ s
11	T_{rez}	3600 acționări / oră	S-a considerat timpul normal de acționare al protecției de rezervă $t=1$ s
12	T_m	0.33	Timpul mediu de revenire după defecte majore însoțite de funcționarea protecției de rezervă este de cca. 3 ore, conform evidențelor ST Sibiu.
13	O_{pr}	0.000141	O revizie tehnică pe an, deci la 8760 ore.

Rezultatele obținute se prezintă în fig. 4.54 ... 4.62

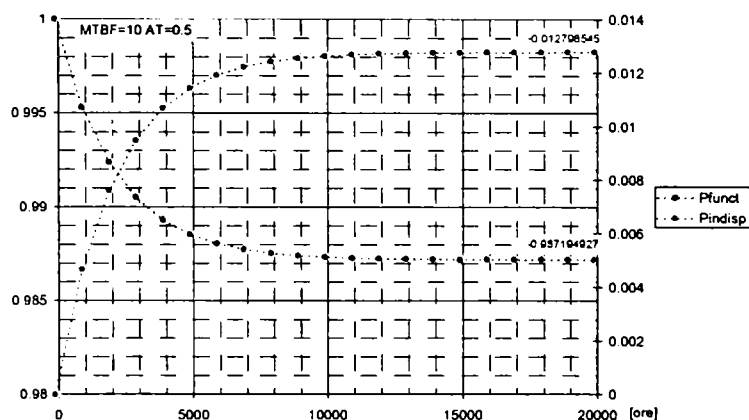


Fig. 4.54 Rezultate pentru MTBF=10, AT=0.5

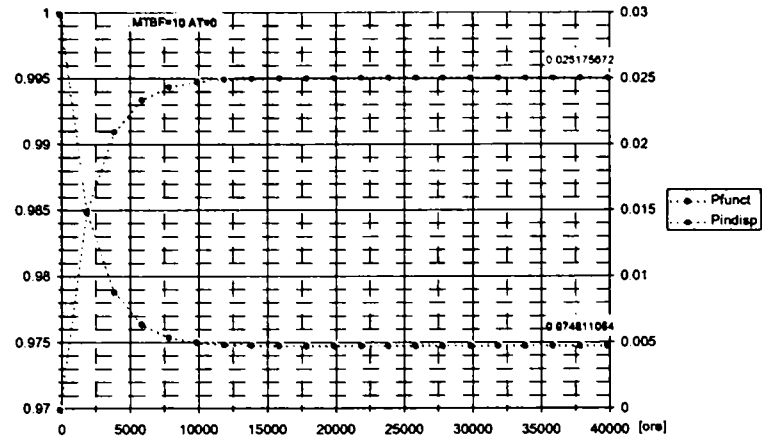


Fig. 4.55 Rezultate pentru MTBF=10, AT=0

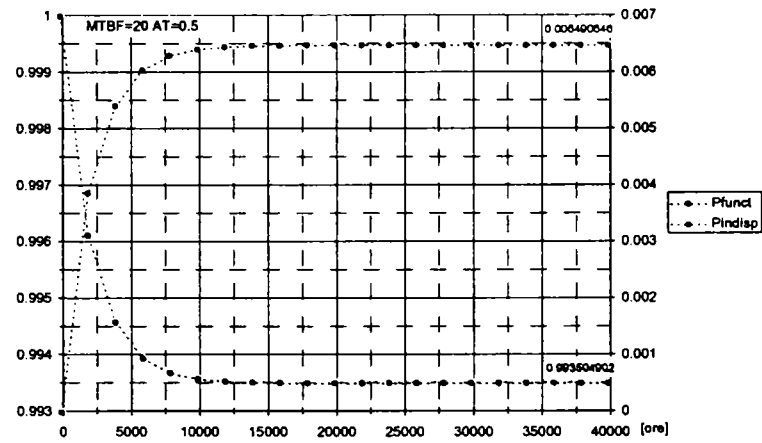


Fig. 4.56 Rezultate pentru MTBF=20, AT=0.5

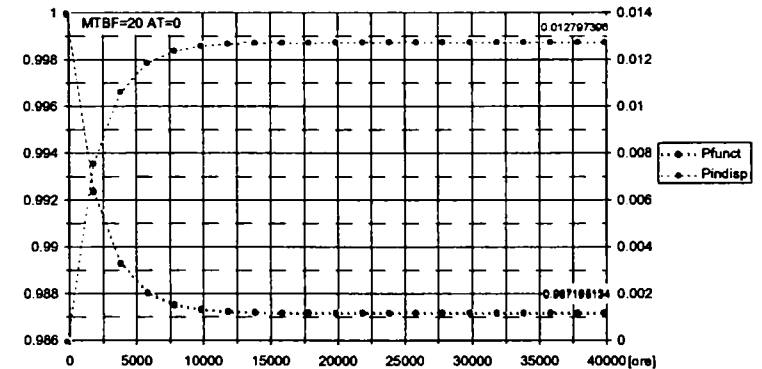


Fig. 4.57 Rezultate pentru MTBF=20, AT=0

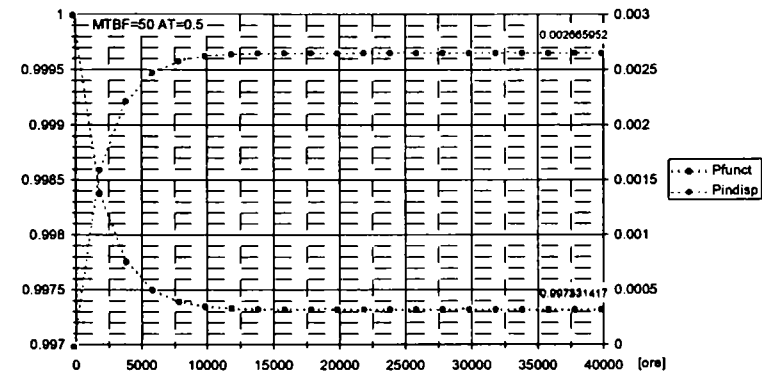


Fig. 4.58 Rezultate pentru MTBF=50, AT=0.5

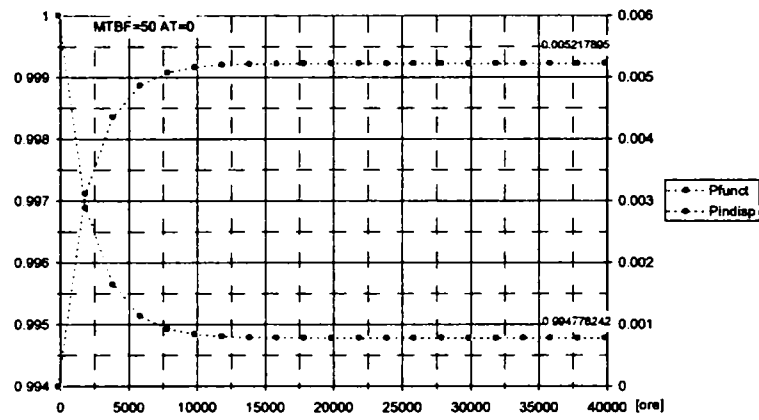


Fig. 4.59 Rezultate pentru MTBF=20, AT=0

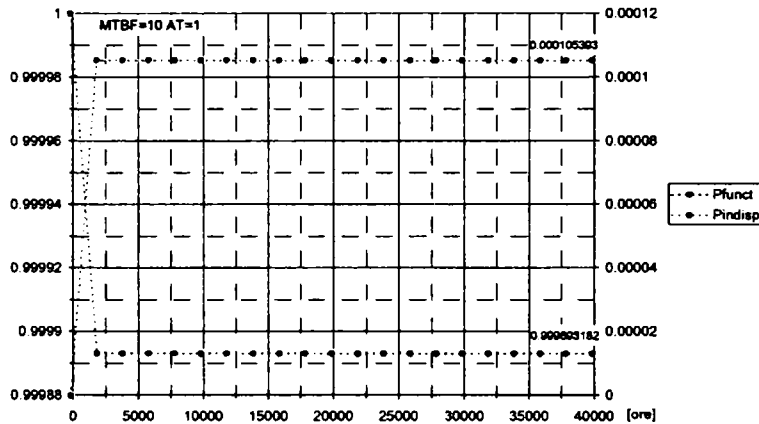


Fig. 4.60 Rezultate pentru MTBF=10, AT=1

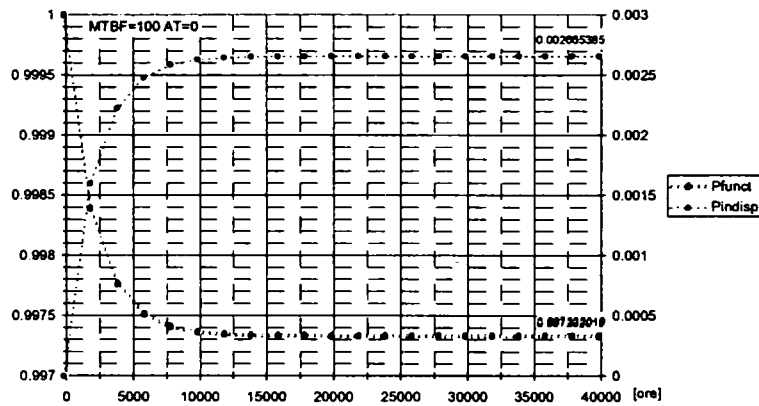


Fig. 4.61 Rezultate pentru MTBF=100, AT=0

Calculând pentru CAT = 0; 0.3; 0.5; și 0.8 și pentru MTBF=10; 20 și 50 ani se obține diagrama din fig. 4.62

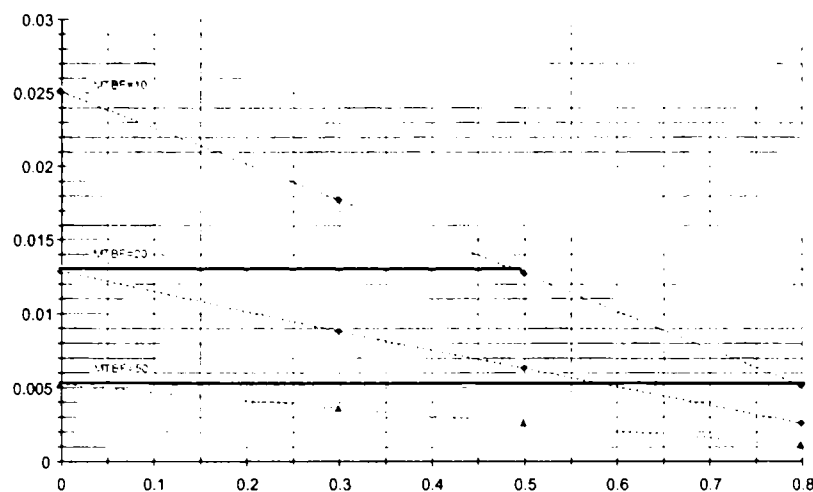


Fig. 4.62 Sinteza rezultatelor

Se constată că un releu numeric cu o eficiență de 60% a rutinelor de autotest și cu un MTBF=20 ani are același coeficient de indisponibilitate ca un releu clasic (CAT = 0), dar cu un MTBF=50 ani. De asemenea se observă că același releu numeric având de data aceasta o eficiență a rutinelor de autotest de 80% are același coeficient de indisponibilitate ca un releu clasic cu MTBF=50 ani. Din fig. 4.60 și fig. 4.61 se constată că în cazul unei eficiențe maxime a rutinelor de autotest, pentru o MTBF=10 ani, probabilitatea de bună funcționare a releului numeric (99,98%) este mai mare decât în cazul unui releu clasic cu MTBF = 100 ani (99,73%).

În concluzie, se constată că probabilitatea de bună funcționare a protecției numerice depinde esențial de eficacitatea rutinelor de autotest. Cu cât coeficientul de eficiență este mai aproape de unitate cu atât MTBF este mai mare pentru o probabilitate de bună funcționare dată. Pe de altă parte o protecție numerică cu o eficiență a rutinelor de autotest medie (0.8) și cu un MTBF de 20 ani sunt echivalente din punct de vedere al probabilității de bună funcționare cu un releu clasic având un MTBF foarte ridicat de cca. 100 ani. Deci, eforturile de mărire a fiabilității releelor numerice trebuie concentrate spre maximizarea eficienței rutinelor de autotestare.

4.9.4 Predicția fiabilității hardware a TPT 100

Predicția fiabilității hardware a echipamentelor numerice poate fi făcută dacă sunt cunoscuți principalii parametri de fiabilitate a elementelor componente. Dacă se acceptă lipsa erorilor de proiectare și a celor de realizare practică, care ar putea conduce la căderea echipamentului indiferent de fiabilitatea componentelor, atunci parametrii globali de fiabilitate pentru echipament se pot estima construind un model de fiabilitate adecvat.

În scopul estimării fiabilității echipamentului de protecție s-a utilizat programul MilStress V4.1 care este bazat pe metoda descrisă de standardul [136]. Programul permite dezvoltarea modelului de fiabilitate al unui echipament realizat în tehnologie digitală, bazat pe parametrii de fiabilitate ai elementelor componente și calculează dependența ratei globale de defectare a echipamentului precum și dependența acesteia de temperatura ambiantă.

Modelul are la baza o ierarhie de blocuri, fiecare bloc grupând la rândul lui alte blocuri sau componente. Calculul ratei de defectare al unui bloc se face cu relația:

$$\lambda_b = \pi_A N \left(\sum_{i=1}^n \lambda_i + \sum_{j=1}^9 n_j \lambda_j \right) \quad (4.168)$$

în care: λ_b =rata de defect a blocului;

π_A =factor de ajustare;

N =numărul de blocuri de același fel;

λ_i =rata de defectare a componentei sau blocului inclus i ;

n_j =numărul de conexiuni de tipul j ;

λ_j =rata de defectare a conexiunii de tip j .

Programul recunoaște un număr de 9 tipuri de conexiuni. Pentru simplificare s-a utilizat pentru toate blocurile conexiunea tip 1, lipire manuală a terminalului în gaura metalizată.

Calculul se poate efectua dacă sunt cunoscute ratele de defectare ale elementelor componente. Informațiile au fost obținute, de regulă, din datele de catalog ale componentelor, iar acolo unde acestea nu au fost disponibile s-au utilizat valorile din biblioteca MilStress pentru componentele din categoria comercială de calitate medie.

Luarea în considerare a influenței temperaturii ambiante este un element de extremă importanță în estimarea căderii echipamentelor electronice. Programul MilStress ofera 6 moduri de calcul în acest sens, funcție de tehnologia de realizare a componentelor. Pentru calculul temperaturii joncțiunilor semiconductoare (T_J) s-a utilizat modelul bazat pe conductivitățile joncțiune-capsulă (θ_{JC}) respectiv capsulă - mediu ambiant (θ_{CA}), definit de relația:

$$T_j = T_C + (T_C - T_A) \frac{\theta_{JC}}{\theta_{CA}} \quad (4.169)$$

Calculul fiabilității rezultante s-a efectuat în baza relațiilor cunoscute din metoda diagramelor echivalente de fiabilitate.

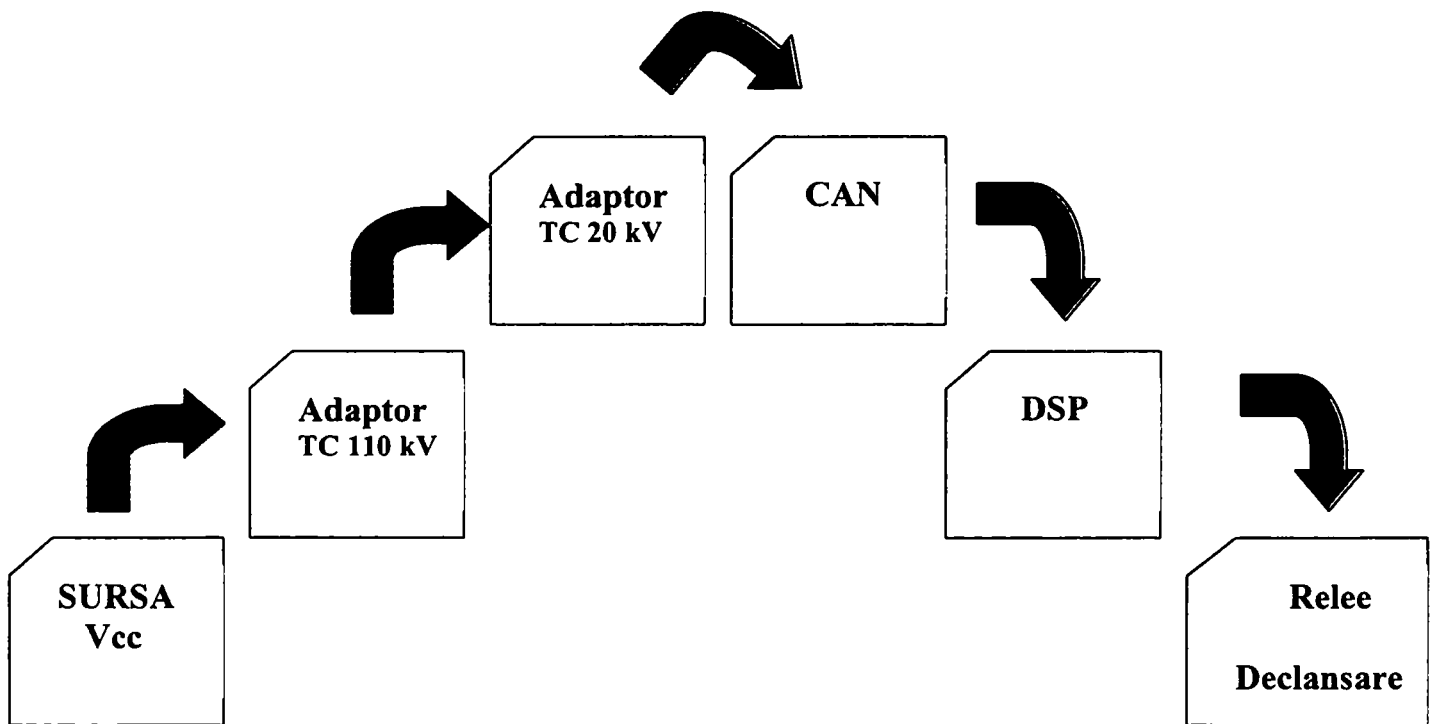


Fig. 4.63 Diagrama echivalentă de fiabilitate a echipamentului TPT 100

Schema bloc pentru calculul fiabilității este prezentată în Anexa 14.

Pentru efectuarea calculelor s-au parcurs următorii pași:

1. întocmirea schemei de principiu a echipamentului (fig. 4.63), bazata pe punerea în evidență a blocurilor funcționale dedicate funcțiilor de protecție;

2. întocmirea în baza schemei de mai sus a diagramei echivalente de fiabilitate a echipamentului (Anexa 14);
3. calculul indicatorilor de fiabilitate ai echipamentului, utilizând programul MilStress, în baza indicatorilor de fiabilitate a componentelor. S-a admis că defecțiunile au caracter independent.

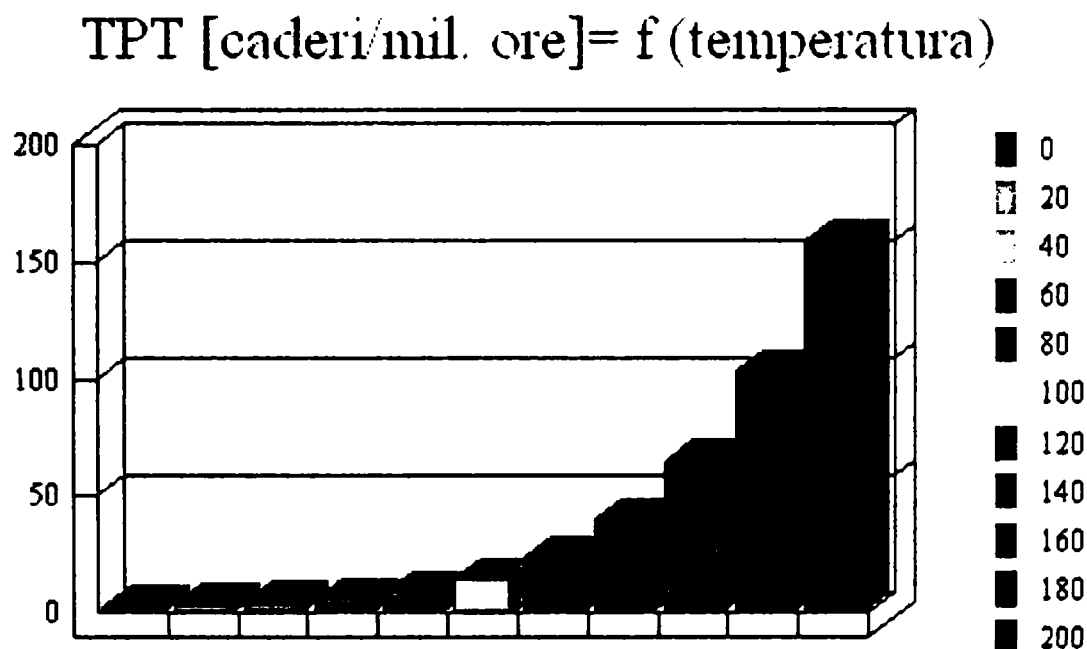


Fig. 4.64 Influența variației de temperatură asupra ratei căderilor la TPT 100

Studiul variației parametrilor cu temperatura (fig. 4.64) indică, pentru o temperatură ambiantă de 20°C, o rată a defectărilor hardware de $\lambda_H = 3,805 \cdot 10^{-6}$ (corespunde la MTBF=30 ani) și respectiv $\lambda_H = 5 \cdot 10^{-6}$ (corespunde la MTBF =20 ani) la 50°C. Rezultă o probabilitate de bună funcționare pe o perioadă de un an de 0.9672, la o temperatură de 20°C și numai 0.9571 la t=50°C.

Analizând influențele diverselor blocuri ale TPT 100 asupra ratei căderilor s-a constatat influența majoră a ratei căderilor releelor de declanșare. Astfel, dacă nu se dublează aceste releee, se obține o MTBF = 10.6 ani, la 20°C. Prin dublarea releelor de ieșire se obține o MTBF = 32 ani, la 20°C. Această concluzie a condus la modificarea proiectului inițial prin dublarea releelor de declanșare, în scopul creșterii fiabilității în ansamblu a echipamentului.

4.9.5 Determinarea experimentală a indicatorilor de fiabilitate

Pentru determinarea experimentală a indicatorilor de fiabilitate s-a utilizat [51], [120]. Astfel, probabilitatea P de funcționare neeronată a protecției este dată de expresia:

$$P = \frac{1}{LmN^*} \cdot \sum_{s=1}^L \sum_{k=1}^N P_s^k \quad (4.170)$$

iar probabilitatea Q ca protecția să comunice răspunsuri eronate are expresia:

$$Q = \frac{1}{LmN^*} \cdot \left[\sum_{s=1}^L \sum_{k=1}^N E_s^k + \sum_{s=1}^L \sum_{k=1}^N R_s^k \right] \quad (4.171)$$

unde s-au notat: m - numărul de releee testate;

L - numărul de trepte ale protecției testate;

N^* - numărul de testări pentru fiecare treaptă (identic pentru toate treptele);

E_s^k - probabilitatea de funcționare intempestivă a releului k în treapta s;

R_s^k - probabilitatea de refuz acționare a releului k în treapta s.

Verificarea s-a efectuat cu următoarele reglaje:

- protecția maximală de curent nedirecționată treapta I, cu $I_{regl} = 5A$, $t = 500$ ms;
- protecția maximală de curent nedirecționată treapta II, cu $I_{regl} = 10 A$, $t = 0$ s;

S-au admis următoarele:

1. funcționarea este corectă dacă protecția declanșează la $I_{regl} + 1\%$, respectiv nu declanșează la valoarea $I_{regl} - 1\%$;
2. se consideră refuz de acționare, dacă protecția nu declanșează la $I_{regl} + 1\%$ sau declanșează într-o treaptă superioară;
3. se consideră acționare intempestivă dacă protecția declanșează la $I_{regl} - 1\%$ sau declanșează într-o treaptă inferioară;

Numărul de testări efectuate pentru fiecare treaptă: 150 probe. Tabela 4.11 prezintă sintetic rezultatele verificărilor.

Tabela 4.11 Rezultatele verificărilor

Treapta	I aplicat [A]	Actionari corecte	Refuz acționare	Actionari intempestive	Nr. total teste
1	4.95	74	0	76	150
1	5.05	150	0	0	150
2	9.9	150	0	0	150
2	10,1	150	0	0	150

Calculând indicatorii de fiabilitate în baza datelor din tabela 4.11 și a formulelor din [51], [120] se obține:

- probabilitatea de funcționare neeronată a protecției $P = 0.87333$;
- probabilitatea ca protecția să comunice răspunsuri eronate $Q = 0.12666$.



Principalele contribuții personale în cadrul capitolului 4, constau din:

- prezentarea funcțiilor de protecție și automatizare implementate în cadrul echipamentului TPT100;
- stabilirea schemelor logice echivalente implementării software ale funcțiilor echipamentului;
- deducerea ecuațiilor logice de funcționare pentru funcțiile de protecție și automatizare implementate;
- implementarea în cadrul echipamentului TPT100 a funcțiilor de protecție, automatizare și măsură;
- realizarea funcțiilor specifice interfeței echipament-operator;
- realizarea calculului fiabilității predictive, hardware și determinarea experimentală a indicatorilor de fiabilitate pentru echipamentul TPT 100.

5 Verificarea TPT 100 în laborator și rezultate

5.1 Verificarea TPT 100 în laborator

Verificarile executate în laborator asupra echipamentului de protecție, automatizare și măsură sunt prezentate în cadrul acestui capitol. Verificarile au cuprins totalitatea funcțiilor implementate în cadrul echipamentului [129]. Pentru fiecare verificare se prezintă reglajele stabilite și rezultatele obținute.

5.1.1 Aparatajul utilizat la verificările în laborator

- trusa trifazată numerică pentru verificat relee complexe, care generează trei curenți reglabili ca amplitudine în domeniul 0 - 50 A, trei tensiuni de fază reglabile în domeniul 0 - 100 V și cu posibilitate de defazare în domeniul $0^\circ \dots 360^\circ$;
- fazmetru numeric PME – 20 cu posibilitate de măsurare a defazajului între I-I, I-U, U-U;
- multimetru electronic APPA 305;
- indicator de succesiunea fazelor;
- megaohmetru pentru verificarea rezistenței de izolație UNILAP ISO 5kV;
- secundometru electronic SEVER;
- perturbograf numeric CDR inclus în terminalul numeric;
- indicator acustic pentru determinarea continuității circuitelor.

5.1.2 Verificarea rezistenței de izolație

Verificarea s-a executat cu megaohmetrul de 1000V. S-au verificat rezistențele de izolație:

- între toate circuitele de intensitate și toate circuitele de tensiune c.a.;
- între toate circuitele de intensitate și toate circuitele de intrări numerice;
- între toate circuitele de intensitate și toate circuitele de ieșiri de comandă;
- între toate circuitele de intensitate și circuitul de alimentare cu tensiune operativă 220 V c.c.;
- între toate circuitele de tensiune c.a. și toate circuitele de intrări numerice;
- între toate circuitele de tensiune c.a. și toate circuitele de ieșiri de comandă;
- între toate circuitele de tensiune c.a. și circuitul de alimentare cu tensiune operativă 220 Vc.c.;
- între toate circuitele de intrări numerice și toate circuitele de ieșiri de comandă;
- între toate circuitele de intrări numerice și circuitul de alimentare cu tensiune operativă 220 Vc.c.;
- între toate circuitele de ieșiri de comandă și masă;
- între toate circuitele de intensitate și masă;
- între toate circuitele de tensiune c.a. și masă;
- între toate circuitele de intrări numerice și masă;
- între toate circuitele de ieșiri de comandă și masă;
- între circuitul de alimentare cu tensiune operativă 220 Vc.c. și masă.

La verificări, terminalele aparținând circuitelor de același tip s-au conectat împreună. Rezultatele măsurătorilor se prezintă în tabela 5.1.

Tabela 5.1 Măsurarea rezistenței de izolație

Circuit Riz [MΩ]	I	U c.a.	Intrări binare	Ieșiri comandă	Vc.c.
I	-	>1000	>1000	>1000	>1000
U c.a.	-	-	>1000	>1000	>1000
Intrări binare	-	-	-	>1000	>1000
Ieșiri comandă	-	-	-	-	>1000
MASA	>100	>100	>100	>100	>100

5.1.3 Verificarea protecției maxime de curent pe partea de medie tensiune

Schema de montaj în vederea verificării în laborator a protecției maxime de curent din cadrul TPT 100 este prezentată în fig. 5.1. Este utilizată o sursă digitală trifazată de curent/ tensiune tip ART.

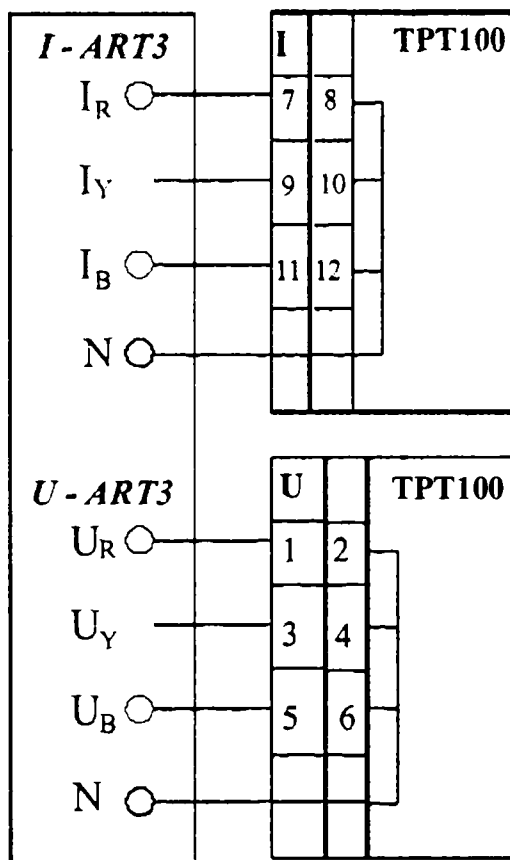


Fig.5.1 Montajul de verificare TPT 100 protecția maximală de curent/ tensiune

Se validează această funcție de protecție prin “Validare =DA” în cadrul meniului de parametrizare: “Prot. Curent sec. - Prot. maxim ISec>”. în cadrul acestui meniu se stabilesc și valorile de reglaj:

$$I_{maxim} IS > [\%]: 100\% \cdot I_n = 5A$$

$$T_{decl} [s]: 0,5 s$$

Celelalte funcții de protecție se inhibă.

Se simulează pe rând defectele R - 0, S - 0 și T - 0 crescând progresiv curentul aplicat și se măsoară valoarea intensității curentului de acționare și se cronometrează timpul de declanșare.

Valoarea curentului de acționare nu trebuie să difere cu mai mult de 10% față de valoarea reglată, iar temporizarea cronometrată nu trebuie să difere cu mai mult de ± 20 ms de valoarea reglată.

Rezultatele măsurătorilor se prezintă în tabela 5.1, iar pentru câteva cazuri de defect se prezintă și oscilogramele înregistrate cu perturbograful numeric inclus, în fig. 5.2, 5.3, 5.4¹.

Faza S

S-a verificat releul pentru următoarele reglaje:

$$I_{maxIS}=100\%= 5A, t_{decl}=0,5 \text{ sec}$$

¹ Vezi Anexa 15

Tabel 5.1 Rezultate verificare PMC faza S

I _{regl} [A]	II [A]	ε[%]
1	1,05	+5
3	2,93	-2,33
4	3,92	-2
5	4,94	-1,2
5,1	4,98	-2,35
5,2	5,09	-2,11
5,3	5,24	-1,13
5,4	4,29	-2,03
5,5	5,33	-3,09
6	5,93	-1,17
7	6,91	-1,28
8	7,88	-1,5
9	8,87	-1,44
9,5	9,39	-1,16
9,6	9,48	-1,25
9,7	9,57	-1,34
9,8	9,67	-1,33
9,9	9,82	-0,8
10	9,9	-1
39	38,5	-1,28
39,1	38,7	-1,02

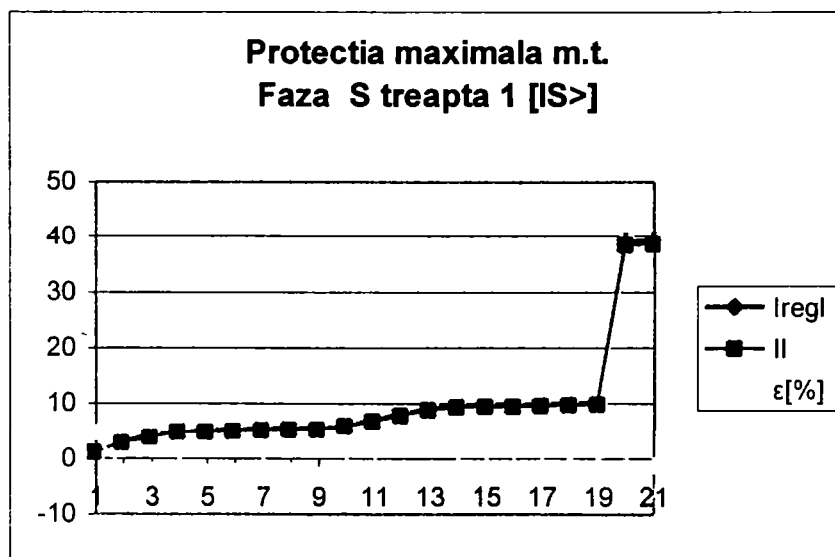


Fig. 5.5 Rezultate verificare protecție maximă de curent faza S

Faza R

$I_{max IS} \geq 100\% = 5 \text{ A}, t=0,5 \text{ sec}$

$I_{max IS} \geq 200\% = 10 \text{ A}$, $t = 0,2 \text{ sec}$

Tabel 5.2 Rezultate verificare PMC faza R

I_l [A]	T_l [sec]
4,75	-
5,0	0,511
5,25	0,511
9,5	0,502
10	0,21
10,5	0,21

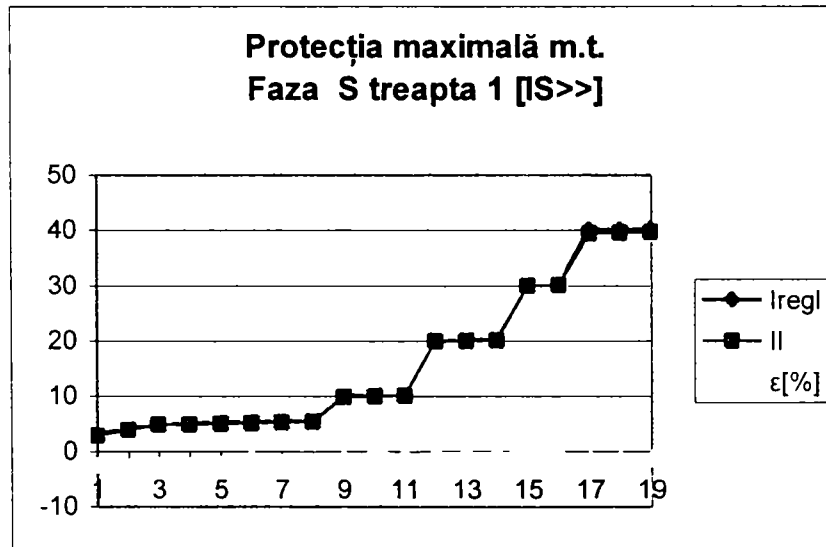


Fig. 5.6 Rezultate verificare protecție maximală de curent rapidă faza S

Faza T

$I_{max IS} \geq 100\% = 5 \text{ A}$, $t = 0,5 \text{ sec}$

$I_{max IS} \geq 200\% = 10 \text{ A}$, $t = 0 \text{ sec}$

Tabel 5.3 Rezultate verificare PMC faza T

I_l [A]	T_l [sec]
4,75	-
5,0	0,51
5,25	0,51
9,5	0,502
10	0,21
10,5	0,207

5.1.4 Verificarea protecției maxime de curent pe partea de înaltă tensiune

Se validează funcția de protecție maximală treapta I prin “Validare =DA” în cadrul meniului de parametrizare: “Prot. Curent pr. - Prot. maxim IPr>”. în cadrul acestui meniu se stabilesc și valorile de reglaj:

$$I_{\max im} IP > [\%]: 100\% \cdot I_n = 5 A$$

$$T_{decl} [s]: 2,5 s$$

Se validează funcția de protecție maximală treapta II prin “Validare =DA” în cadrul meniului de parametrizare: “Prot. Curent pr. - Prot. maxim IPr>>”. In cadrul acestui meniu se stabilesc și valorile de reglaj:

$$I_{\max im} IP > [\%]: 200\% \cdot I_n = 10 A$$

$$T_{decl} [s]: 0,5 s$$

Celelalte funcții de protecție se inhibă.

Se simulează pe rând defectele R - 0, S - 0 și T - 0 crescând progresiv curentul aplicat și se măsoară valoarea intensității curentului de acționare și se cronometrează timpul de declanșare.

Valoarea curentului de acționare nu trebuie să difere cu mai mult de 10% față de valoarea reglată, iar temporizarea cronometrată nu trebuie să difere cu mai mult de ± 20 ms de valoarea reglată.

Rezultatele măsurătorilor se prezintă în tabela 5.7, iar pentru câteva cazuri de defect se prezintă și oscilogramele înregistrate cu perturbograful numeric inclus, în fig. 5.7, 5.8, 5.9, 5.10².

Tabela 5.7 Rezultatele verificării protecției maxime de curent 110 kV

Defect	R - 0	S - 0	T - 0
$I_{act} > [A]$	5,0	5,0	5,1
$t_{decl} [ms]$	2530	2583	2516
$I_{act} >> [A]$	10.1	10,1	10.2
$t_{decl} [ms]$	517	531	517

5.1.5 Verificarea protecției maxime de tensiune pe partea de înalta tensiune

Se validează funcția de protecție maximală de tensiune prin “Validare =DA” în cadrul meniului de parametrizare: “Prot. Max. tens.”. In cadrul acestui meniu se stabilesc și valorile de reglaj:

$$U_{\max im} [\%]: 120\% \cdot U_n = 69,36 V$$

$$T_{decl} [s]: 2,0 s$$

Celelalte funcții de protecție se inhibă.

Se simulează pe rând defectele R - 0, S - 0 și T - 0 crescând progresiv curentul aplicat și se măsoară valoarea tensiunii de acționare și se cronometrează timpul de declanșare.

Valoarea tensiunii de acționare nu trebuie să difere cu mai mult de 10% față de valoarea reglată, iar temporizarea cronometrată nu trebuie să difere cu mai mult de ± 20 ms de valoarea reglată.

Rezultatele măsurătorilor se prezintă în tabela 5.8, iar pentru câteva cazuri de defect se prezintă și oscilogramele înregistrate cu perturbograful numeric inclus, în fig. 5.11, 5.12, 5.13³.

Tabela 5.8 Rezultatele verificării protecției maxime de tensiune 110 kV

Defect	R - 0	S - 0	T - 0

² Vezi Anexa 15

³ Vezi Anexa 15

$U_{act} > [V]$	69,10	68,70	69,0
$t_{decl} [ms]$	2034	2035	2063

5.1.6 Verificarea protecției minime de tensiune pe partea de înaltă tensiune

Se validează funcția de protecție de tensiune minimă prin “Validare =DA” în cadrul meniului de parametrizare: “Prot. min. tens.”. În cadrul acestui meniu se stabilesc și valorile de reglaj:

$$U_{min} [\%] : 90\% \cdot U_n = 51,32 V$$

$$T_{decl} [s] : 2,0 s$$

Celelalte funcții de protecție se inhibă.

Se simulează pe rând defectele R - 0, S - 0 și T - 0 crescând progresiv tensiunea aplicată și se măsoară valoarea tensiunii de acționare și se cronometrează timpul de declanșare.

Valoarea tensiunii de acționare nu trebuie să difere cu mai mult de 10% față de valoarea reglată, iar temporizarea cronometrată nu trebuie să difere cu mai mult de ± 20 ms de valoarea reglată.

Rezultatele măsurătorilor se prezintă în tabela 5.9, iar pentru câteva cazuri de defect se prezintă și oscilogramele înregistrate cu perturbograful numeric inclus, în fig. 5.14, 5.15, 5.16⁴.

Tabela 5.9 Rezultatele verificării protecției de tensiune minimă 110 kV

Defect	R - 0	S - 0	T - 0
$U_{act} > [V]$	52,10	52,40	51,90
$t_{decl} [ms]$	2072	2015	2016

5.1.7 Verificarea funcției de protecție diferențială

5.1.7.1 Verificarea blocajului protecției diferențiale cu frânare la armonica a 2-a

Verificarea PDL se face utilizând montajul din figura 5.17. Schema logică a simulatorului de întrerupător este prezentată în Anexa 10. S-au utilizat următoarele reglaje.

Validarea fazelor : R,S,T

Validare diferențială cu frânare=DA

Validare diferențială instantanee=NU

Prag minim=20% = 1 A

Pct 1 = 350% = 17,5 A

I arm 2 [%I1] = 30%

Factorul de egalizare 1= Factorul de egalizare 2=1

Factorul de compensare 1= Factorul de compensare 2 = 0

p1=p2=1

Pentru câteva cazuri de defect se prezintă și oscilogramele înregistrate cu perturbograful numeric inclus, în fig. 5.18, 5.19, 5.20⁵.

⁴ Vezi Anexa 15

⁵ Vezi Anexa 15

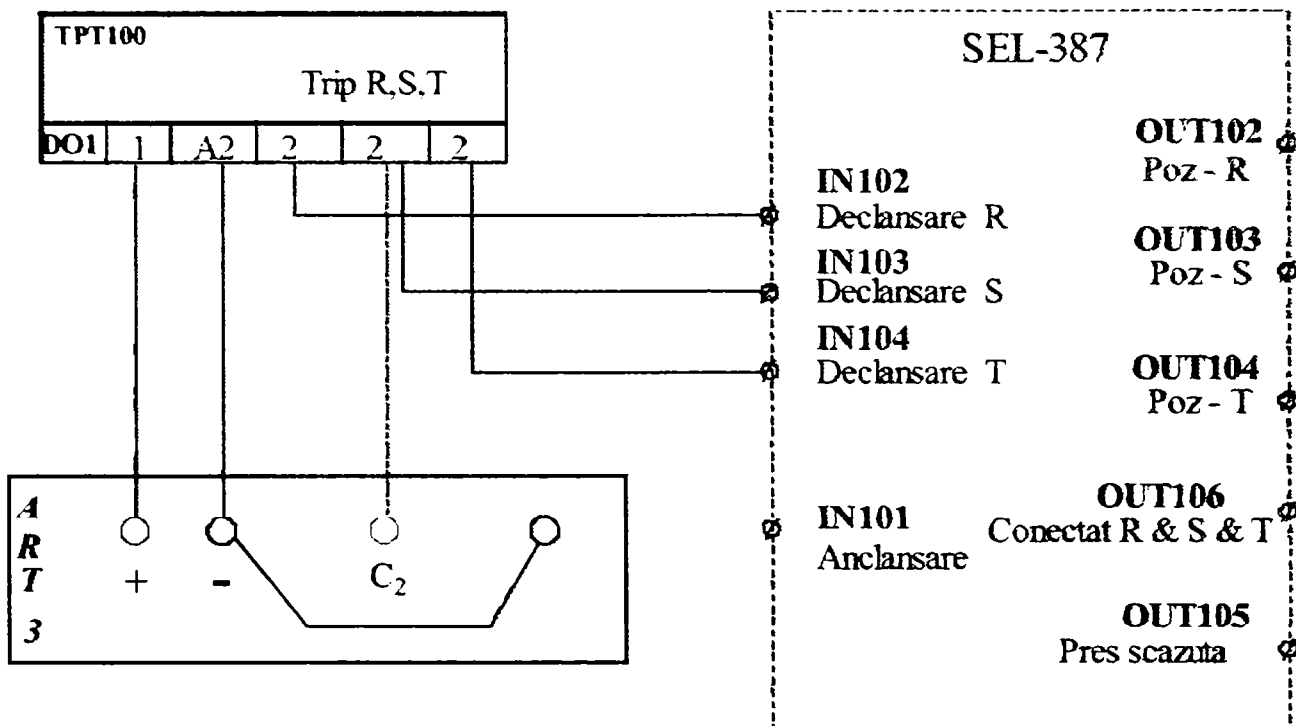


Fig.5.17 Montajul de verificare a funcției de protecție diferențială utilizând un simulator de întrerupător

Tabel 4.7 Rezultate verificare PDL

I _{fr} [A]	α [°]	I _{II} [A]	Faza	Arm 2	I arm 2 regl [%I ₁]
5	60	5	S	0	5
5	180	10	S	70	5
5	180	10	S	CT over	5
5	70	5,73	R	70	5
5	70	5,73	R	50	5
5	61	5,07	T	0	5
5	70	5,73	T	50	5
5	70	5,73	T	70	5

Blocaj la armonica a 2-a

Alimentare cu 50% din trusa ART 3

Reglat 52% => releul actioneaza

Reglat 49% => releul NU actioneaza.

Verificarea valorii de actiune la PDL cu frânare la variatia frecvenței semnalelor.

I_{prag min}=1 A ; p₁=p₂=1 ; I_{fr1}=17,5 A

Factorul de compensare 1=Factorul de compensare 2= 12

Tabel 5.8 Rezultate verificare PDL la frecvență

	4A, 50 Hz	4A, 49 Hz	4A, 45 Hz	4A, 55 Hz	Eroare
I _{act} [A]	4	4,06	4,298	4,298	+7,5%

Concluzie : Cu variatia frecvenței în plaja [45- 55 Hz] eroarea < 10%

5.1.7.2 Verificarea factorilor de egalizare

Prag minim: 100%=5 A

P1=p2=1

I_{fr2}=3,5I_n=17,5 A

Validare funcție diferențială cu frânare pe faza R.

Factor compensare=1

Alimentare numai pe i.t. faza R.

Tabel 4.9 Rezultate verificare factor de egalizare faza R

Factor egalizare 1	I _l [A]	I _{calc} [A]
1	4,9	5,0
0,99	4,88	5,05
0,98	4,93	5,10
0,96	5,01	5,21
0,95	5,10	5,26
0,94	5,14	5,32
0,93	5,20	5,38
0,92	5,28	5,43
0,91	5,31	5,49
0,9	5,34	5,55
0,89	5,44	5,62
0,88	5,55	5,68
0,87	5,60	5,75
0,86	5,64	5,81
0,85	5,68	5,88
0,84	5,78	5,95
0,83	5,82	6,02
0,82	5,95	6,10
0,81	6,01	6,17
0,8	6,08	6,25
1	4,87	5
1,01	4,79	4,95
1,02	4,75	4,90
1,03	4,67	4,85
1,04	4,66	4,81
1,05	4,57	4,76
1,06	4,53	4,72
1,07	4,53	4,67
1,08	4,51	4,63
1,09	4,46	4,59
1,10	4,38	4,54
1,11	4,34	4,50
1,12	4,33	4,46
1,13	4,23	4,42
1,14	4,23	4,38
1,15	4,18	4,35
1,16	4,16	4,31
1,17	4,11	4,27
1,18	4,11	4,24

1,19	4,09	4,20
1,20	4,05	4,17
3,50	1,35	1,43
3,51	1,36	1,42
3,52	1,35	1,42
3,53	1,36	1,42
3,54	1,36	1,41
3,55	1,34	1,41
3,95	1,20	1,26
3,96	1,20	1,26
3,97	1,21	1,26
3,98	1,20	1,26
3,99	1,17	1,25
4,00	1,19	1,25

Verificarea factorului de egalizare 1 : [0,70 – 1,00]

Tabel 5.10 Rezultate verificare factor de egalizare 1

Factor egalizare 1	Il [A]	Icalc [A]
0,79	6,13	6,33
0,78	6,20	6,41
0,77	6,30	6,49
0,76	6,39	6,58
0,75	6,45	6,67
0,74	6,52	6,76
0,73	6,64	6,85
0,72	6,74	6,94
0,71	6,83	7,04
0,70	6,94	7,14

Prag minim 20%= 1 A

P1=p2=1

I_{fr}=3,5I_n=17,5 A

Validare protecție diferențială cu frânare pe faza R

Factor de egalizare 1= factor egalizare 2= 1

Factor compensare 2 = 1

Tabel 5.11 Rezultate verificare factor de egalizare 1

I _{fr} [A]	α[°]	Il[A]/ Icalc [A]	Factor compensare 1
2	58	1,94	1
3	59	2,95	1
3	81	3,89/ 3,71	2
2	81	2,60/ 2,48	2

5.1.7.3 Verificarea factorului de compensare

Reglaj

Factor compensare 1 = 12

Factor compensare 2 = 1

Alimentare de la trusă:

$$\begin{aligned} R &\rightarrow IR\ 110 & IR &= 4 * e^{j0} \\ S &\rightarrow IR\ 20 & IS &= 4 * e^{j\alpha} \\ T &\rightarrow IT\ 110 & IT &= 4 * e^{j120} \end{aligned}$$

α – unghi afișat de trusă

Tabel 5.12 Rezultate verificare factor de compensare

IR 110 [R trusa]	IT 110 [T trusa]	IR 20 [S trusa]	α faza S	α -150	Il [A]
4	4	4	210	60	4
3	3	3	210	60	3
2	2	2	209	59	1,97
1,1	1,1	1,1	211	61	1,11

Concluzie: Factorul de compensare 1 = 12. TPT execută corect:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} * (I_{R110} - I_{T110}) \quad (4.1)$$

adică rotire cu 30° sens orar.

Reglaj

Factor compensare 1 = 2

Factor compensare 2 = 1

Alimentare de la trusă:

$$\begin{aligned} R &\rightarrow IR\ 110 & IR &= 4 * e^{j0} \\ S &\rightarrow IR\ 20 & IS &= 4 * e^{j\alpha} \\ T &\rightarrow IT\ 110 & IT &= 4 * e^{j240} \end{aligned}$$

α – unghi afișat de trusă

Tabel 5.13 Rezultate verificare factor de compensare CTC=1

IR 110 [R trusa]	IS 110 [T trusa]	IR 20 [S trusa]	α faza S	α -210	Il [A]
4	4	4	269	59	3,94
3	3	3	269	59	2,95
2	2	2	270	60	2,0
1,1	1,1	1,1	270	60	1,10

Concluzie: Factorul de compensare 1 = 2. TPT execută corect:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} * (I_{R110} - I_{S110}) \quad (4.2)$$

adică rotire cu 30° sens trigonometric.

Reglaj

Factor compensare 1 = 5 (CTC=4)

Factor compensare 2 = 1

Alimentare de la trusă:

$$\begin{aligned} R &\rightarrow IR\ 110 & IR &= 3 * IR110 * e^{j0} \\ S &\rightarrow IR\ 20 & IS &= IR20 * e^{j\alpha} \\ T &\rightarrow IT\ 110 & IT &= 3 * IS110 * e^{j240} \end{aligned}$$

α – unghi afișat de trusă

Verificarea TPT în laborator

Tabel 5.14 Rezultate verificare factor de compensare CTC=4

IR 110 [R trusa]	IT 110 [T trusa]	IR 20 [S trusa]	α faza S	300- α	II [A]
6	6	6	242	58	1,94
9	9	3	242	58	2,91
12	12	4	241	59	3,94
3,3	3,3	1,1	245	55	1,01

Concluzie: Factorul de compensare 1 = 5. TPT execută corect:

$$\frac{1}{3} * (-I_{R110} - I_{S110} + 2 * I_{T110}) \quad (4.3)$$

Reglaj

Factor compensare 1 = 6 (CTC=5)

Factor compensare 2 = 1

Alimentare de la trusă:

$$R \rightarrow IR 110 \quad IR = IR110 * e^{j0}$$

$$S \rightarrow IR 20 \quad IS = IR20 * e^{j\alpha}$$

$$T \rightarrow IT 110 \quad IT = IT110 * e^{j120}$$

α – unghi afişat de trusă

Tabel 5.15 Rezultate verificare factor de compensare CTC=5

IR 110 [R trusa]	IT 110 [T trusa]	IR 20 [S trusa]	α faza S	330- α	II [A]
4	4	4	270	60	4
3	3	3	270	60	3
2	2	2	272	58	1,94
1,1	1,1	1,1	270	60	1,1

Concluzie: Factorul de compensare 1 = 6. TPT execută corect:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} * (-I_{R110} - I_{T110}) \quad (4.4)$$

Reglaj

Factor compensare 1 = 8 (CTC=7)

Factor compensare 2 = 1

Alimentare de la trusă:

$$R \rightarrow IR 110 \quad IR = 3 * IR110 * e^{j0}$$

$$S \rightarrow IR 20 \quad IS = IR20 * e^{j\alpha}$$

$$T \rightarrow IT 110 \quad IT = IS110 * e^{j240}$$

α – unghi afişat de trusă

Tabel 5.16 Rezultate verificare factor de compensare CTC=7

IR 110 [R trusa]	IT 110 [T trusa]	IR 20 [S trusa]	α faza S	300- α	II [A]
4	4	3	90	60	4
3	3	3	89	59	2,95
2	2	2	89	59	1,97
1,1	1,1	1,1	90	60	1,1

Concluzie: Factorul de compensare 1 = 8. TPT execută corect:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} * (-\underline{I}_{R110} + \underline{I}_{T110}) \quad (4.5)$$

Reglaj

Factor compensare 1 = 3 (CTC=2)

Factor compensare 2 = 1

Alimentare de la trusă:

R → IR 110 IR = IR110/0,88*e^{j0}

S → IR 20 IS = IR20*e^{jα}

T → IT 110 IT = IS110/0,88*e^{j240}

α – unghi afișat de trusă

Tabel 5.17 Rezultate verificare factor de compensare CTC=2

IR 110 [R trusa]	IT 110 [T trusa]	IR 20 [S trusa]	α faza S	α-221	II [A]
4,54	4,54	4	281	60	4
3,41	3,41	3	281	60	3
2,27	2,27	2	279	58	1,94
1,25	1,25	1,1	281	60	1,1

Concluzie: Factorul de compensare 1 = 3. TPT execută corect:

$$\frac{1}{3} * (-\underline{I}_{R110} - 2 * \underline{I}_{S110} + \underline{I}_{T110}) \quad (4.6)$$

Reglaj

Factor compensare 1 = 7 (CTC=6)

Factor compensare 2 = 1

Alimentare de la trusă:

R → IR 110 IR = IR110/0,88*e^{j0}

S → IR 20 IS = IR20*e^{jα}

T → IT 110 IT = IS110/0,88*e^{j240}

α – unghi afișat de trusă

Tabel 5.18 Rezultate verificare factor de compensare CTC=6

IR 110 [R trusa]	IT 110 [T trusa]	IR 20 [S trusa]	α faza S	α-19	II [A]
4,54	4,54	4	78	59	3,94
3,41	3,41	3	78	59	2,95
2,27	2,27	2	78	59	1,97
1,25	1,25	1,1	79	60	1,1

Concluzie: Factorul de compensare 1 = 7. TPT execută corect:

$$\frac{1}{3} * (-\underline{I}_{R110} + \underline{I}_{S110} + \underline{I}_{T110}) \quad (4.7)$$

Reglaj

Factor compensare 1 = 9 (CTC=8)

Factor compensare 2 = 1

Alimentare de la trusă:

$$R \rightarrow IR_{110} \quad IR = 3 \cdot IR_{110} \cdot e^{j0}$$

$$S \rightarrow IR_{20} \quad IS = IR_{20} \cdot e^{j\alpha}$$

$$T \rightarrow IT_{110} \quad IT = 3 \cdot IS_{110} \cdot e^{j120}$$

α – unghi afișat de trusă

Tabel 5.19 Rezultate verificare factor de compensare CTC=8

IR 110 [R trusa]	IT 110 [T trusa]	IR 20 [S trusa]	α faza S	$\alpha-60$	II [A]
3,3	3,3	1,1	118	58	1,07
6	6	2	117	57	1,90
9	9	3	120	60	3
12	12	4	120	60	4

Concluzie: Factorul de compensare 1 = 9. TPT execută corect:

$$\frac{1}{3} * (-I_{R110} + 2 * I_{S110} - I_{T110}) \quad (4.8)$$

5.1.7.4 Verificarea caracteristicii de acționare a PDL

Caracteristicile de frânare pentru cele trei faze obținute la verificările în laborator sunt prezentate în Anexa 11.

5.1.8 Verificarea funcției de suprasarcină de curent

Se validează funcția de suprasarcina de curent, înfășurarea primară, prin “Validare =DA” în cadrul meniului de parametrizare: “Prot. suprasarcină”. În cadrul acestui meniu se stabilesc și valorile de reglaj:

$$I_{maximl} [\%]: 100\% \cdot I_n = 5 \text{ A}$$

$$T_{decl} [s]: 0,5 \text{ s}$$

Celelalte funcții de protecție se inhibă.

Se simulează pe rând defectele R - 0, S - 0 și T - 0 crescând progresiv curentul aplicat se masoară valoarea curentului de acționare și se cronometrează timpul de declanșare.

Valoarea curentului de acționare nu trebuie să difere cu mai mult de 10% față de valoarea reglată, iar temporizarea cronometrată nu trebuie să difere cu mai mult de ± 20 ms de valoarea reglată.

Rezultatele măsurătorilor se prezintă în tabela 5.20, iar pentru un caz de defect se prezintă și oscilograma înregistrată cu perturbograful numeric, în fig. 5.24⁶.

Tabel 5.20 Rezultate verificare protecție la suprasarcina de curent

II [A]	Tl [sec]	Observatii
5,0	0,527	

⁶ Vezi Anexa 15

5.1.9 Verificarea funcțiilor de automatizare DRMT

Se validează funcția de protecție de rezervă a barelor de medie tensiune, prin “Validare =DA” în cadrul meniului de parametrizare: “Prot. Ext. DRMT”. În cadrul acestui meniu se stabilesc și valorile de reglaj:

$$T_{decl}[s]: 0,5 s$$

Celelalte funcții de protecție și automatizare se inhibă.

Se simulează pe rând defectele R - 0, S - 0 și T - 0 crescând progresiv curentul aplicat în înfășurarea secundară, și se urmărește valoarea curentului de demaraj. Dacă informația de demaraj de la celulele de mt nu vine această automatizare va produce declanșarea transformatorului la timpul reglat mai sus.

Temporizarea cronometrată nu trebuie să difere cu mai mult de ± 20 ms de valoarea reglată.

În prezența informației de demaraj protecții celule de medie tensiune funcția de automatizare DRMT nu acționează. Oscilogramele înregistrate cu perturbograful numeric inclus sunt prezentate în fig. 5.22, 5.23⁷.

5.1.10 Verificarea funcțiilor de automatizare DRBC

Se validează funcția de declanșare de rezervă a bateriei de condensatoare, prin “Validare =DA” în cadrul meniului de parametrizare: “Prot. Ext. DRBC”. În cadrul acestui meniu se stabilesc și valorile de reglaj:

$$T_{decl}[s]: 0,5 s$$

Celelalte funcții de protecție și automatizare se inhibă.

Se simulează apariția pe intrarea binară Di1-14 a informației de pornire DRBC și se urmărește acționarea funcției după temporizarea reglată. Aceasta va produce declanșarea transformatorului la timpul reglat mai sus.

Temporizarea cronometrată nu trebuie să difere cu mai mult de ± 20 ms de valoarea reglată. Oscilogramele înregistrate cu perturbograful numeric inclus sunt prezentate în fig. 5.21⁸.

5.2 Comportarea TPT 100 la simulări în laborator

Siguranța în funcționare a protecțiilor numerice depinde foarte mult de caracteristicile TC și comportarea TC la diferite anomalii/ defecte în sistemul energetic. Un caz deosebit îl constituie comportarea TPT 100 în condițiile de saturare a TC, condiții care pot provoca acționări intempestive ale releului.

Factori ca și sarcina secundară a TC, rezistența internă a înfășurării secundare a TC, remanența, precum și constanta de timp a sistemului și comutațiile în sistem au influențe foarte mari asupra saturării TC.

Aplicând metodologia din [135] se poate obține forma de undă a curentului secundar a TC în condiții de saturare. Cu ajutorul unui program *TCsat.m*, realizat în MATLAB, se poate obține o înregistrare (oscilogramă) în format *Comtrade* care poate fi apoi introdusă într-un echipament de testare protecții (ex. ART3) și poate fi aplicat terminalului numeric pentru verificarea comportării la saturație.

Datele introduse programului au fost următoarele :

TC tip CESU 110 kV nTC=150/5 A/A, $S_{TC}=30$ VA, tensiunea de saturare a TC $V_S=150$ V, rezistența înfășurării TC $R_{TC}=0,42$ Ω , sarcina TC $R_L=20$ Ω (pentru a reuși să simulăm saturarea), constanta sistemului $X/R = 3,5$, $I=2xI_n$, conținutul de componentă aperiodică : 0,9. Figura următoare, 5.24, arată curentul aplicat releului.

⁷ Vezi Anexa 15

⁸ Vezi Anexa 15

Cursor 1:	Time	Measuring Signal	R.M.S.	Instantaneous	Phase	Nr Fr
Cursor 1:	101.9 ms	IR	18.09 A	13.9 A	82.2°	
Cursor 2:	101.9 ms	IS	6.59 A	-0.073 A	119.2°	
Delta(C2-C1)	0.0 ms	IS - IR	-3.49 A	-14.0 A	37.1°	

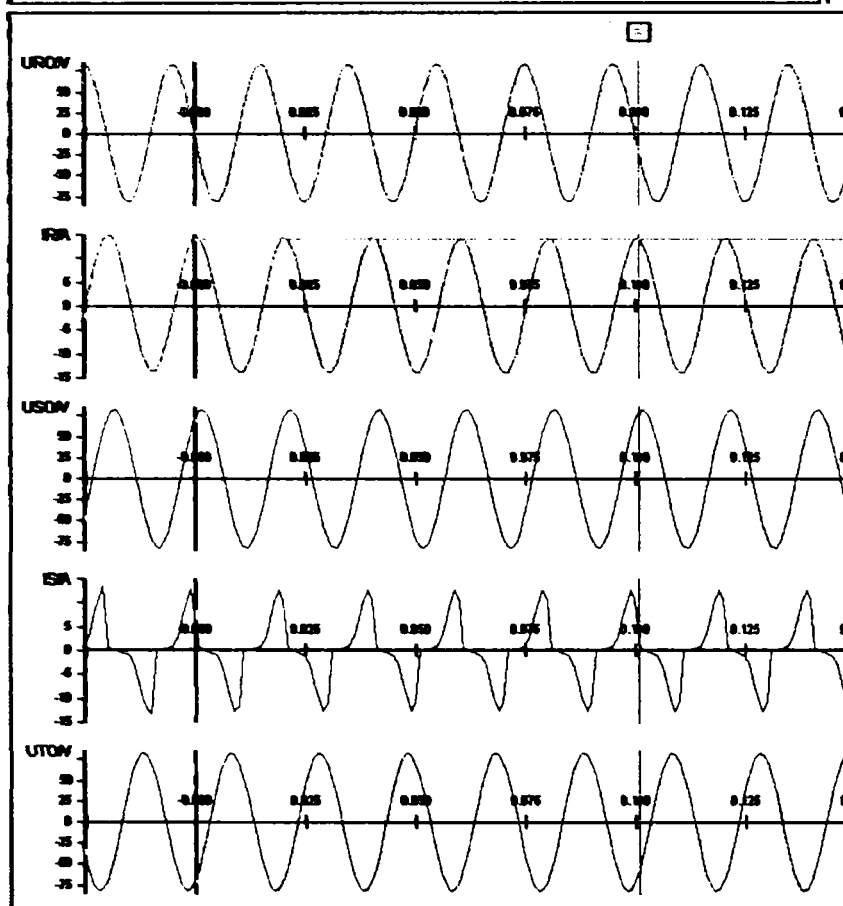


Fig. 5.24 Curentul aplicat TPT 100

Pe canalul I_R este curentul aplicat releului pe partea de 20 kV, faza R, iar canalul I_S este curentul aplicat releului pe faza R 110 kV. La poziția cursorului (aproximativ 100 ms după aplicarea mărimilor, eroarea de amplitudine este de 34%, iar defazajul este de 37° datorită saturării TC. În aceste condiții, severe de saturare TC, releul TPT 100 declanșează așa cum se vede în fig. 5.25 prin protecția diferențială cu acțiune de frânare.

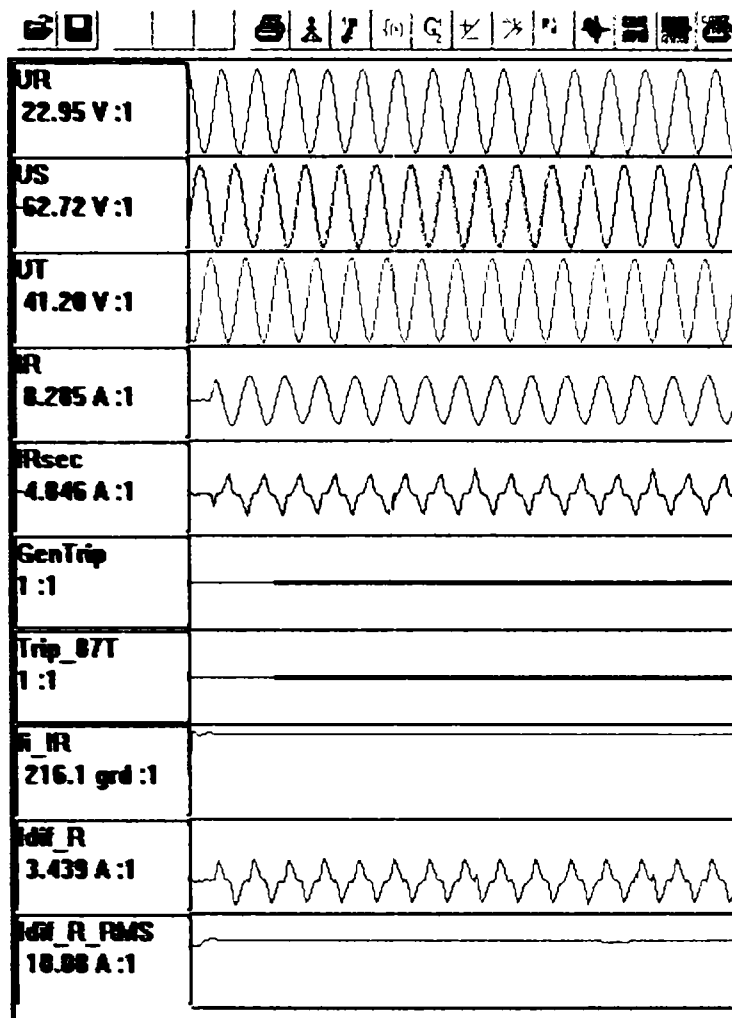


Fig. 5.25 Răspunsul TPT 100 la aplicarea mărimilor din fig. 5.24

Curenții măsurați și defazajele sunt în concordanță cu mărimile aplicate.

Curentul simulat, în formatul Comtrade, are variația prezentată în fig. 5.26.

La înjumătățirea sarcinii secundare a TC se observă că TPT100 nu mai răspunde cu declanșare.

Această metodă de testare propusă oferă calea de a găsi limitele acceptabile a saturării TC pentru diverse funcții de protecție și realizarea, în consecință, a unor reglaje corespunzătoare în releu.

	t in ms	Measuring Signal	R.M.S.	Instantaneous	Phase
Cursor 1:	53.1	R	2.00 A	-2.78 A	35.7°
Cursor 2:	53.1	S	1.94 A	-2.78 A	46.1°
Delta(C2-C1):	0.0	S - R	-0.07 A	0.00 A	10.4°

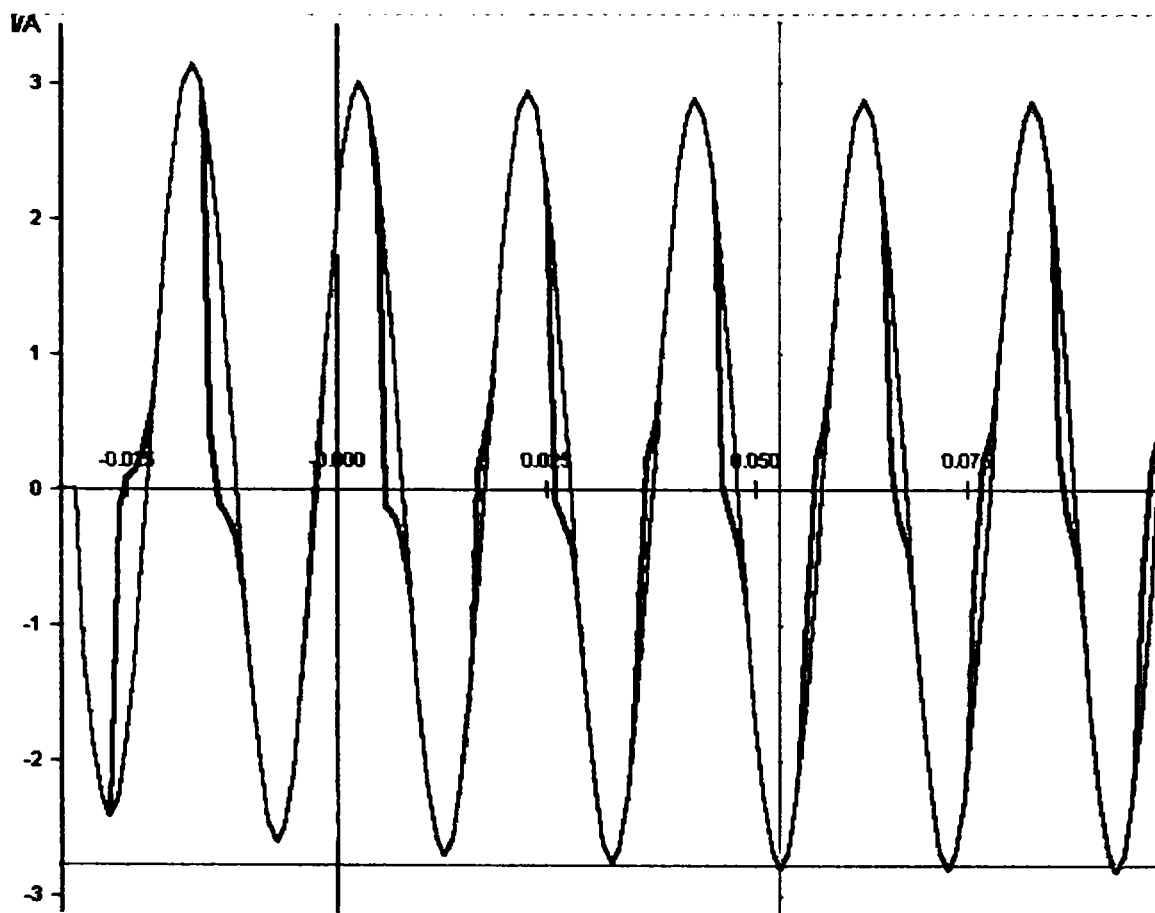


Fig. 5.26 Forma de undă a curentului saturat în format comtrade

5.3 Concluzii

La toate probele efectuate echipamentul a reacționat corect, neconstatându-se acționări incorecte (refuzuri, declanșări intempestive).

Prin simulările și verificările efectuate în laborator, s-a confirmat funcționarea corectă a echipamentului TPT100 în condițiile unor reglaje impuse atât la defecte în zona de lucru cât și în condiții extreme care pot apare în sistem.

Verificările în laborator vor fi continuate cu verificarea celorlalte funcții de protecție : imaginea termică, protecția la supraflux etc.

După finalizarea verificărilor în laborator echipamentul TPT 100 va fi montat în stația 400 kV Sibiu Sud pentru urmărirea funcționării în instalație și executarea de probe de verificare a funcționării la defecte reale.

În Anexa 19 sunt prezentate imagini cu echipamentul TPT 100 și standul de verificare din laboratorul de protecții digitale din cadrul Smart Sibiu.



În cadrul acestui capitol principalele contribuții personale constau din:

- elaborarea unei metode de verificare în laborator a echipamentului TPT100;
- verificarea și testarea în laborator a funcțiilor de protecție și automatizare implementate în cadrul echipamentului care confirmă funcționarea corectă a echipamentului TPT100;
- elaborarea unei metode de verificare a comportării TPT100 la saturarea transformatoarelor de curent;
- prezentarea și interpretarea rezultatelor verificărilor și testelor de laborator efectuate.

6 Concluzii

6.1 Avantajele protecțiilor digitale

Utilizarea terminalelor numerice de protecție prezintă o serie de avantaje între care amintesc:

- Fiabilitate ridicată și întreținere ușoară prin funcțiile de continuă autosupraveghere
- Precizie de măsură ridicată și o mare flexibilitate a posibilităților de reglaj și de configurare.
- Integrarea funcției oscilo intern
- Posibilitatea de stocare a informațiilor și de urmărire secvențiale a evenimentelor
- Posibilitatea de arhivare a reglajelor și a configurației interne
- Posibilitatea stocării în echipamente a mai multor seturi de reglaje, punerea în funcție a unuia dintre ele se face cu multă ușurință
- Constructiv au o execuție compactă ușor de montat în cadrul panourilor de protecție
- Multiple posibilități de comunicare cu sistemele de supraveghere, control și comandă ale stațiilor de transformare
- Cost de achiziționare și implementare acceptabil sub aspect cost/ performanță.

6.2 Probleme teoretice și practice principale abordate în teză

Analiza defectelor din transformatoarele de putere și efectele lor, repartiția curenților de defect prin înfășurările transformatorului de putere. Problematika protecției diferențiale a transformatoarelor și modelele termice din sistemul energetic. Utilizarea transformatoarelor de măsură de curent în protecția transformatoarelor de forță este analizată în capitolul 3 surprinzând următoarele aspecte: principii de funcționare, caracteristici și erori, curenții de magnetizare la unitățile mari de transformare, calculul curentului de dezechilibru, efectele remanenței. Un aspect important, analizat în lucrare, îl constituie stabilirea unor principii privind verificarea compatibilității transformatoarelor de curent cu TPT 100 și efectele saturării TC asupra TPT 100.

Analiza, testarea și implementarea algoritmilor de calcul al valorii efective a tensiunilor, curenților și defazajelor. Stabilirea funcțiilor de protecție, automatizare și măsură ale echipamentului. Analiza integrării în sistemele de supraveghere-control. Stabilirea necesarului de informație pentru funcțiile de autotestare. Fiabilitatea TPT 100 utilizând lanțul Markov.

6.3 Contribuții originale

1. Participare la stabilirea arhitecturii echipamentului. Elaborarea unei sinteze a algoritmilor generali de calcul ale tensiunilor, curenților și defazajelor:
 - punerea la punct a metodei A4 modificată pentru valorile efective;
 - stabilirea optimului precizie/ timp de răspuns pentru metoda Fourier.
2. Stabilirea algoritmilor funcțiilor de protecție, automatizare și măsură:
 - algoritmi protecțiilor, semnalizări, etc.
3. Stabilirea volumului de informații pentru sistemele SCADA și pentru funcțiile de autotestare.
4. Stabilirea unor principii și elaborarea metodei de verificare a compatibilității transformatoarelor de curent cu echipamentul TPT 100.
5. Probe executate în laborator.
6. Elaborarea unei metode de verificare a comportării TPT100 la saturarea transformatoarelor de curent.

6.4 *Principalele contribuții ale autorului*

Pe capitole, principalele contribuții ale autorului sunt :

Capitolul 1

- prezentarea principalele protecții diferențiale longitudinale pentru transformatoare existente în SEN;
- prezentarea noilor abordări pentru protecția transformatoarelor;
- identificarea și prezentarea direcțiilor de cercetare în domeniul protecției transformatoarelor;
- prezentarea unor aspecte privind sistemele expert și rețele neuronale în protecțiile din sistemul energetic.

Capitolul 2

- prezentarea unei sinteze privind defectele în transformatoare și repartiția curenților de defect prin înfășurările transformatorului;
- analiza comparativă între principalele protecții ale transformatorului;
- sinteza problematicii PDL la transformatoare;
- analiza protecției de impedanță mare aplicată în cadrul protecțiilor restrictive homopolare.

Capitolul 3

- prezentarea unor aspecte privind saturația TC;
- elaborarea unei metode de verificare a compatibilității transformatoarelor de curent tip CESU cu terminalul numeric TPT 100;
- realizarea unui program în Matlab pentru verificarea compatibilității TC cu TPT 100;
- elaborarea unei metode de lucru pentru verificarea, în laborator, a comportării TPT 100 la saturarea TC.

Capitolul 4

- prezentarea funcțiilor de protecție și automatizare implementate în cadrul echipamentului TPT100;
- stabilirea schemelor logice echivalente implementării software ale funcțiilor echipamentului;
- deducerea ecuațiilor logice de funcționare pentru funcțiile de protecție și automatizare implementate;

- implementarea în cadrul echipamentului TPT100 a funcțiilor de protecție, automatizare și măsură;
- realizarea funcțiilor specifice interfeței echipament-operator;
- realizarea calculului fiabilității predictive, hardware și determinarea experimentală a indicatorilor de fiabilitate pentru echipamentul TPT 100.

Capitolul 5

- elaborarea unei metode de verificare în laborator a echipamentului TPT100;
- verificarea și testarea în laborator a funcțiilor de protecție și automatizare implementate în cadrul echipamentului care confirmă funcționarea corectă a echipamentului TPT100;
- elaborarea unei metode de verificare a comportării TPT100 la saturarea transformatoarelor de curent;
- prezentarea și interpretarea rezultatelor verificărilor și testelor de laborator efectuate.

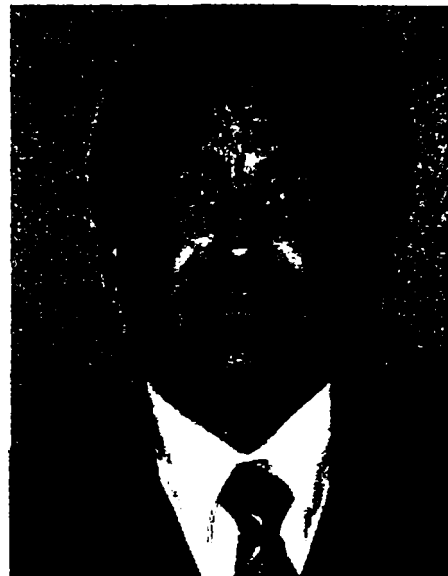
6.5 Direcții de cercetare pentru finalizarea verificărilor TPT 100

1. Continuarea verificărilor TPT 100 în laborator:
 - funcția de imagine termică
 - funcția de blocaj la supraexcitație
 - verificări funcții auxiliare.
2. Montarea TPT 100 în instalație și urmărirea comportării în exploatare și la defecte reale.

6.6 Concluzia lucrării

Transformatoarele de mare putere aparțin clasei de componente vitale ale sistemului energetic. Dacă transformatorul de putere suferă un defect este necesară scoaterea lui din exploatare cât mai repede posibil astfel încât să fie minimalizate distrugerile. Costurile asociate privind reparația transformatoarelor pot fi foarte mari. Ieșirea din funcție, accidentală costă utilizatorii milioane de dolari. Astfel, este de o mare importanță minimizarea duratei ieșirilor din funcție nedorite. În consecință, cerințe deosebite sunt impuse protecției prin relee a transformatoarelor de putere.

Protecția transformatoarelor de putere este, probabil, cea mai provocatoare problemă din aria protecției sistemelor electrice prin relee.



Despre autor

M-am născut în comuna Craidorolț, județul Satu Mare la data de 3 Septembrie 1965 și am urmat cursurile școlii elementare în Craidorolț și Marghita, apoi Liceul Industrial nr. 4 din Oradea. În anul 1989 am absolvit cursurile Facultății de Electrotehnică din cadrul Universității Politehnica din Timișoara.

În perioada 1989-1992 am activat ca inginer în cadrul IM Mârșa - secția mecano-energetic. Din 1992 am început activitatea în sectorul energetic o dată cu trecerea la FRE Sibiu- secția PRAM în funcția de inginer PRAM. Din anul 1998, o dată cu reorganizarea activității am trecut la ST Sibiu ca șef formație PRAM, apoi șef centru PRAM Sibiu. La înființarea SMART Sibiu, în 2001, am preluat funcția de șef Centru Mentenanță Sibiu, pe care o dețin și în prezent.

Între principalele repere ale activității științifice amintesc:

- Coautor la lucrarea - "Retehnologizare protecții celulă 110 kV", Sesiunea de comunicări științifice Oradea, mai 2000.
- Coautor la lucrarea - "Leții învățate în verificarea protecțiilor digitale", CPRAM - Sibiu, iunie 2000.
- Coautor la lucrarea - "Echipamente de testare a protecțiilor digitale", CPRAM, Sibiu, iunie 2000.
- Coautor la lucrarea - "Retehnologizare instalațiilor de protecție din ST Sibiu", Sesiunea de comunicări științifice Oradea, mai 2001.
- Coautor la lucrarea - "Power transformer protection past, present and future", PSC, Timisoara, 2001.

- Coautor la lucrarea – "Continuitate în rețehnologizare la ST Sibiu", CIE Oradea, 2002.
- Coautor la lucrarea – "Experience on using numerical relay protection fonctions", CIE Sarajevo, 2002.
- Coautor la lucrarea - "Continuitate în rețehnologizarea instalațiilor de protecție, comandă și semnalizare din stațiile de transformare ale ST Sibiu", Al XVIII- lea Simpozion național "Siguranța în funcționare a sistemului energetic", SIG 2003, Oradea, 24-26 septembrie 2003.
- Coautor la lucrarea - "Modernizarea instalațiilor de protecție aferente LEA 400 kV din stațiile ST Sibiu", Al XVIII- lea Simpozion național "Siguranța în funcționare a sistemului energetic", SIG 2003, Oradea, 24-26 septembrie 2003.
- Coautor la lucrarea - "Transmission line protection functions – lessons learnt", IC Sydney, 2003.
- Coautor la lucrarea - "Echipament de protecție, comandă/ control transformatoare din stațiile electrice de transformare", PSC Timisoara, 2003.
- Coautor la lucrarea - "Modernizing Of Control-Protection Systems in the 220 kV Fântânele Substation", The Fifth International Energy System Conference, Oradea, 2004.
- Coautor la lucrarea - "Modernizarea instalațiilor de protecție, comandă, control din stațiile de transformare", Simpozionul național de optimizare a sistemelor energetice, Buzău, 2004.
- Coautor la lucrarea - "Simulation of Current Transformer Saturation to Test Numerical Relays" , Simpozionul de mentenanță a sistemelor de protecție, Sibiu, aprilie, 2005.
- Coautor la lucrarea - "Testing of the Pole Slip Protection Function", Simpozionul de mentenanță a sistemelor de protecție, Sibiu, aprilie, 2005.
- Coautor la lucrarea - "Simularea rețelelor electrice în verificarea protecțiilor numerice", Simpozionul de mentenanță a sistemelor de protecție, Sibiu, aprilie, 2005.
- Coautor la lucrarea - "Practical Experience on Substation Protection and Control Systems" , International Conference on Large Electric Power Systems, Calgary, Canada, 15-16 septembrie, 2005.
- Coautor la lucrarea - "Echipament de protecție, comandă-control transformatoare din stațiile electrice de transformare", Power Systems Conference, Timișoara, 2005.
- Membru al Grupului de Specialiști GS34 (protecție și control) de pe lângă Comitetul Național Român CIGRÉ (Conferința Internațională a Marilor Rețele Electrice).

Bibliografie

1. *** ABB "Technical reference manual-RET 521".
2. ***ABB "Buyer's Guide 1996/1997".
3. Asandei, D. "Protecția sistemelor Electrice", Matrixrom București, 1999.
4. ***CIGRE "Reliable fault clearance and back-up protection", Study Committee 34, Working Group 01, Final report, 1997.
5. Călin, S.,
Marcu, S. "Protecția prin relee și automatizarea sistemelor energetice", Editura Tehnica, București, 1965.
6. Făgărășan, T. "Sisteme expert și inteligență artificială cu aplicabilitate în conducerea instalațiilor electroenergetice" Referat sinteză nr. 3, U.T.Timișoara, 1995.
7. Gal, S. "Scheme de relee complexe în energetică", Ed. Tehnică, București, 1988.
8. *** GEC Alsthom "Protective Relays – Application Guide", London&Wisbech, 1987.
9. *** GEC Alsthom Documentația tehnică a releului diferențial KBCH 140
10. Guzman, A. ș.a. "Performance analysis of traditional and improved transformer differential protective relays", SEL
11. Kastenny, B. ș.a. "An improved transformer inrush restraint algorithm increases security while maintaining fault response performance", 53-rd Annual Conference for Protective relay Engineers, 2000.
12. ***IEEE "Guide for protective relay applications to power transformers", ANSI/IEEE C37.91-1985
13. ***IEEE "Guide for the Application of current transformers used for protective relaying purpose", ANSI/IEEE C37.110-1996
14. Ivașcu, C. "Automatizarea și protecția sistemelor electroenergetice", Editura Orizonturi Universitare Timișoara, 1999.
15. ***PE 504/1996 "Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice –Sisteme de protecție și automatizare-Vol. I, II, III.III, CIDE, București, 1997
16. Russell, M. "The Art & Science of protective relaying", General Electric
17. Sanduleac, M.
Eremia, M. "Introducerea sistemelor expert.aspecte generale",rev energetica nr.5,seria B,1993.
18. *** SEL Documentațiile tehnice ale releelor SEL-387 , Pullman – Washington, SUA, 1996-1997.
19. SR CEI 185 "Transformatoare de curent"
20. 3.2.E-I 120-82 "Instrucțiune pentru verificarea și revizia releului diferențial RQS4-T1", Icemenerg, București, 1984.

21. Bălașiu, F. "Echipament de protecție, măsură și automatizare pentru linii electrice de medie tensiune", Referat sinteză nr.1, U.T.Timișoara, 1995
22. Bălașiu, F. "Echipament de protecție, măsură și automatizare pentru linii electrice de medie tensiune", Referat sinteză nr.3, U.T.Timișoara, 1996
23. Bălașiu, F. "Echipament de protecție, măsură și automatizare pentru linii electrice de medie tensiune", Referat sinteză nr.2, U.T.Timișoara, 1995
24. Giris, H.
Bin, Ch. "An adaptive scheme for digital protection of power transformers", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.7, No.2, April 1992, pp.546-552.
25. Hou, D., Schweitzer, E.O. "Filtering for Protective Relays", Western Protective Relay Conference, 1992.
26. Șora, C. "Bazele electrotehnicii", Ed. Didactică și Pedagogică, București, 1982.
27. Suciu, I. "Aparate electrice", Ed. Didactică și Pedagogică, București, 1968.
28. Suciu, I. "Bazele echipamentelor electrice", Ed. Facla, Timișoara, 1980.
29. Vasilievici, Al.
Bălașiu, F. "Echipament de protecție, automatizare și măsură pentru linii de medie tensiune", Conferința de Electroenergetică, U.T. Timișoara, 17-18.11.1994.
30. Vasilievici, Al.
Bălașiu, F. "Equipment of Protection, Automation and Measurement for Medium Voltage Networks", 6th International Expert Meeting, University of Maribor, University of Ljubljana, Maribor - Slovenia, 13-15 May 1997.
31. Vasilievici, Al.
Bălașiu, F. "Integrated Equipment of Protection, Automation & Measure for Mean Voltage Network in Power Transformation Stations and Substations", International AMSE Conference Proceedings, Brno 1995, Vol. 4, pp. 150-159
32. Moraru, Gh. "Referat sinteză nr. 1 – Stadiul actual și tendințe de evoluție a protecțiilor transformatoarelor", UT Timisoara, 2002
33. Zocholl, E.S.
Guzman, A. "Thermal models in power system protection", SEL
34. ***Siemens "Tehcnical reference manual-7UT512, Siemens.
35. ***Alstom "Tehcnical reference manual-P631, Alstom.
36. Zocholl, E.S.
Benmouyal, G.. "How microprocessor relays respond to harmonics, saturation and other wave distorsions", 24th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 21-23, 1997.
37. Chiuta, N. I.
Chiuta, I. A. "Sisteme de achizitie si transmiterea datelor", Editura ICPE, Bucuresti, 1999
38. Schweitzer, E.O. III
Daqing, H. "Filtering for protective relays", 47th annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, Georgia, aprilie 28-30, 1993

39. Kennedy, J.M.
Alexander, G.E.
Thorp, J.S. " Variable digital filter response time in a digital distance relay", GE
40. Vasilievici, A.
Gal, S.
Balasiu, F.
Fagarasan, T. " Implementarea echipamentelor digitale de protectie si comanda pentru retele electrice", Editura Tehnica, Bucuresti, 2000
41. Balasiu, F.
Fagarasan, T.
Moraru, Gh. " Retechnologizare protectii celula 110 kV"
Sesiunea de comunicari stiintifice Oradea, mai 2000
42. Balasiu, F.
Fagarasan, T.
Moraru, Gh. " Lectii invatate in verificarea protectiilor digitale",
CPRAM Sibiu, iunie 2000
43. Balasiu, F.
Moraru, Gh. " Echipamente de testare a protectiilor
digitale", CPRAM Sibiu, iunie 2000
44. Bala, C. „Bobine de reactanta pentru sisteme energetice” ,
Tehnica, Bucuresti, 1984
45. Vasilievici, A.
Balasiu, F.
Moraru, Gh. " Power transformer protection past, present and
future", PSC Timisoara, noiembrie 2001
46. Gal, S.
Balasiu, F.
Fagarasan, T.
Moraru, Gh. " Experience on using numerical relay protection
functions", PSC Sarajevo, septembrie 2002
47. Gal, S.
Balasiu, F.
Fagarasan, T.
Moraru, Gh. "Transmission line protection functions – lessons
learnt", IC Sydney, 2003
48. Vasilievici, A.
Balasiu, F.
Moraru, Gh. "Echipament de protectie, comanda/control
transformatoare din statiile electrice de transformare",
PSC Timisoara, 2003
49. *** GE "Dimensioning of current transformers for protection
application".
50. Moraru, Gh. "Echipament protectie pentru transformatoare 110/ 20
kV TPT 100", Referat sinteza nr. 2, UT Timisoara iulie
2004
51. Viziteu, P. "Fiabilitatea instalatiilor de protectie si automatizare
utilizate in sistemele electroenergetice", Editura
Tehnica, Chisinau, 2004
52. Felea, I. "Ingineria fiabilitatii in electroenergetica", Editura
Didactica si pedagogica, RA, Bucuresti, 1996
53. Moraru, Gh. "Echipament protectie pentru transformatoare 110/ 20
kV TPT 100", Referat sinteza nr. 3, UT Timisoara
octombrie 2004
54. Stefan, Gh. "Circuite si sisteme digitale", Editura Tehnica,
Bucuresti, 2000
55. Popescu, V.
Lascu, D.
Negoitescu, D. "Convertoare de putere in comutatie. Aplicatii",
Editura De Vest, Timisoara, 1999
56. ***STAS 4324
57. ***BS 3938
58. ***IEC 255-8
59. ***GE Manual D60, 2000
60. ***GE Manual T60, 2000
61. Fagarasan, T. „Sistem pentru teleconducerea distribuita a
echipamentelor electrice din statiile electrice de
transformare”, Teza de doctorat, U.T. Timisoara, 1997
62. Balasiu, F. „Echipament integrat de protectie, automatizare si
masura pentru linii electrice de medie tensiune”, Teza
de doctorat, U.T. Timisoara, 1997

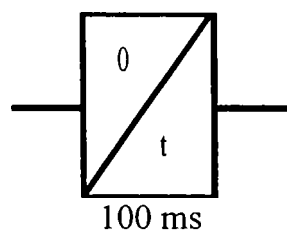
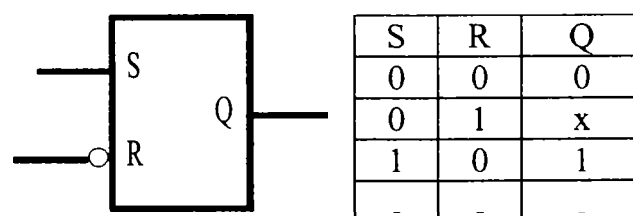
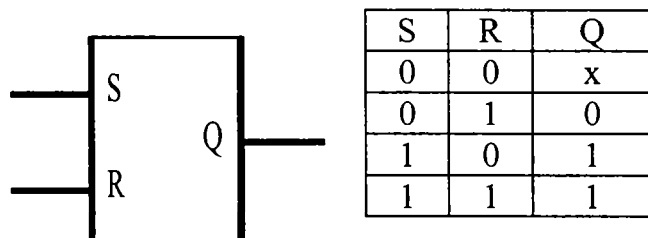
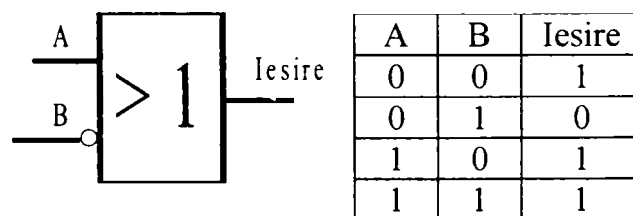
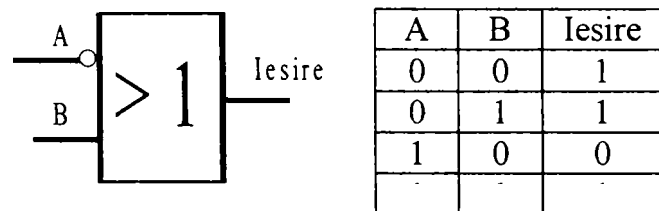
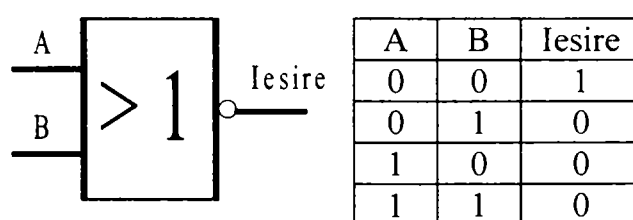
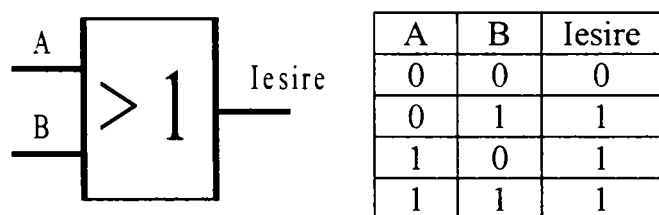
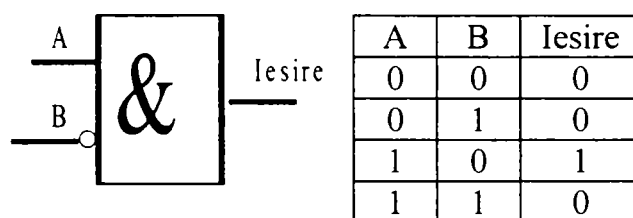
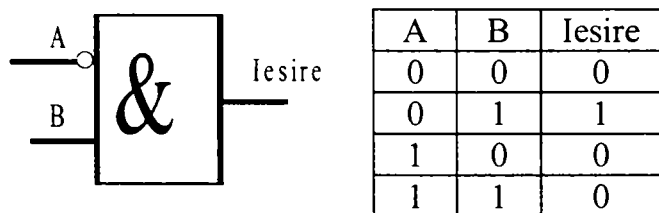
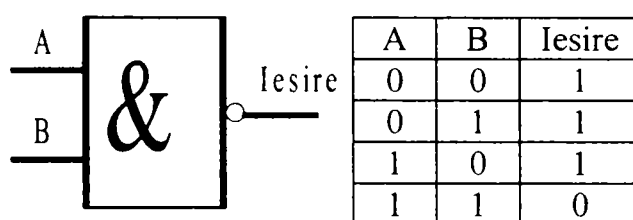
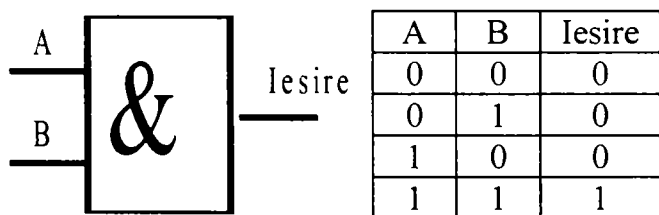
63. Gal, S. „Protectie de distanta digitala pentru sistemul electroenergetic”, Teza de doctorat, U.T. Timisoara, 1994
64. ***IEEE “IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays”, IEEE Std C37.112-1996
65. ***IEEE “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Transformers”, IEEE Std C57.91-1995
66. ***GE „High-Impedance Differential Relaying”, GER-3184
67. Tziouvaras, D. s.a. „The effect of conventional instrument transformer transients on numerical relay elements”, SEL, 2001
68. Kasztenny, B. s.a. „Operate and restraint signals of a transformer differential relay”, 54-th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, 2000
69. Kumm, J. s.a. „Assessing the effectiveness of self-test and other monitoring means in protective relays”, PEA Relay committee spring meeting, 1995
70. Kumm, J. s.a. „Predicting the optimum routine test interval for protective relays”, IEEE, 1994
71. Losada, R. „Practical FIR Filter Design in Matlab”, The MathWorks, Inc., 2004
72. Zocholl, S. s.a. „Transformer modeling as applied to differential protection”, SEL
73. ***Alstom „Testing Protection Devices”, 2001
74. ***EPRI „Substation Integrated Protection, Control and data Acquisition- Requirements Specification”, Preliminary Report RP3599-01/0.4, Electric Power Research Institute Palo Alto, California, SUA
75. ***SEL „Documentatiile tehnice ale releelor SEL 321, SEL 351, SEL 421”, Pullman-Washington, SUA, 1997-2000
76. ***Swiss Laboratories „Adaptoare curent-tensiune LEM”, documentatie tehnica, 1993
77. ***TELECOMM „Documentatie tehnica CDR 16.32”, Bucuresti, 1995
78. ***TELECOMM „Documentatie tehnica DIPA-ACE”, Bucuresti, 1996
79. ***TELECOMM „Documentatie tehnica EPAM 100”, Bucuresti, 1997
80. ***USAF „Methodology for software reliability prediction and assesment”, Technical Report RL-TR92-52, 1992, Air Force Laboratory, SUA
81. Capatana, O. s.a. „Proiectarea cu microcalculatoare integrate”, Editura Dacia, Cluj Napoca, 1992
82. Emanoil, Alex. „Protectia prin rele”, Editura Tehnica, Bucuresti, 1984
83. Eremia, M. s.a. „Analiza asistata de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice”, Editura Tehnica, Bucuresti, 1985
84. Eremia, M.
Sanduleac, M. „Preocuparile CIGRE in domeniul utilizarii tehnicilor inteligentei artificiale”, Revista Energetica, nr. 5, seria B, 1995
85. Hortopan, Gh. „Aparate electrice”, Editura Didactica si pedagogica, Bucuresti, 1972
86. Hortopan, Gh. „Aparate electrice de comutatie”, Editura tehnica, Bucuresti, 1993
87. Hortopan, Gh.
Trusca, V.
Pavelescu, D.
Serbanescu, M.
Nitu, S. „Aparate electrice de comutatie. Tehnica fenomenelor rapide”, Editura Tehnica, Bucuresti, 1985
88. Hupfhauer, K. „Communication System for Relaying”, Session CIGRE, Paris, 1996
89. Ivascu, C.
Oprea, I. „Implementarea calculatorului numeric in protectiile sistemelor electroenergetice”, Buletin Stiintific si tehnic al U.T. Timisoara, 1990
90. Matlac, I. „Aparate electrice de comutatie”, I.P. Brasov, 1971
91. Matlac, I. „Convertoare electroenergetice”, Editura Facla, Timisoara, 1987

92. Mihoc, D.
Iliescu, S. „Automatizari si protectii prin relee in sistemele electroenergetice”, Editura Didactica si Pedagogica, Bucuresti, 1983
93. Moga, M. „Conducerea proceselor din energetica cu calculatorul de proces”, Editura Mirton, Timisoara, 1997
94. Moldovan, L. „Echipamente electrice”, U.T. Timisoara, 1994
95. Moldovan, L. „Proiectarea aparatelor si echipamentelor electrice”, U.T. Timisoara, 1994
96. Munteanu, R. “Fiabilitate”, Editura Facla, Cluj, 1982.
97. Poeata, A.
Arie, A.
Crisan, M.
Buta, A. „Transportul si distributia energiei electrice”, Editura Didactica si Pedagogica, Bucuresti, 1981
98. Pop, E. s.a. „Tehnici moderne de masurare”, Editura Facla, 1983
99. Santoso, A. „Real-time software testing for microprocessor-based protective relays”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.9, No.3, 1994, p.1359-1367.
100. Gheorghiu, N. s.a. „Echipamente electrice”, Editura Didactica si Pedagogica, Bucuresti, 1981
101. De Sabata, I. „Bazele Electrotehnicii”, Curs Facultatea de Electrotehnica, Timisoara, 1985
102. Vasilievici, A. „Aparate si echipamente electrice”, Vol. 1 si 2, Editura MS, Sibiu, 1995-1996.
103. Vasilievici, A.
Andea, P. „Aparate si echipamente electrice”, Editura Orizonturi Universitare, Timisoara, 2000
104. Boldea, I. „Transformatoare si masini electrice”, Editura Didactica si Pedagogica, Bucuresti, 1994
105. Radulet, R. „Bazele electrotehnicii”, Editura Didactica si Pedagogica, Bucuresti, 1975
106. Gal, S.
Balasiu, F.
Fagarasan, T.
Moraru, Gh. „Simulation of Current Transformer Saturation to Test Numerical Relays” , Simpozionul de mentenanta a sistemelor de protectie, Sibiu, aprilie, 2005
107. Gal, S.
Balasiu, F.
Fagarasan, T.
Moraru, Gh. “Testing of the Pole Slip Protection Function”, Simpozionul de mentenanta a sistemelor de protectie, Sibiu, aprilie, 2005
108. Gal, S.
Balasiu, F.
Fagarasan, T.
Moraru, Gh. “Simularea retelelor electrice in verificarea protectiilor numerice”, Simpozionul de mentenanta a sistemelor de protectie, Sibiu, aprilie, 2005
109. Nițu, V. I.
Ionescu, C. “Fiabilitate în energetica”, Ed. Didactica si Pedagogica, Bucuresti, 1980.
110. Benmouyal, G. “Removal of DC-offset in current waveforms using digital mimic filtering”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.10, No.2, April 1995, pp.621-630.
111. Bastard, Bertrand
Emura, Meunier “The technique of finite-impulse-response filtering applied to digital protection and control of medium voltage power system”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.7, No.2, April 1992, pp.620-626.
112. GEC Alsthom « Documentatia tehnica a protectiei de distanta OPTIMHO ».
113. Giris, Hart
Bin, Chang “An adaptive scheme for digital protection of power transformers”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.7, No.2, April 1992, pp.546-552.

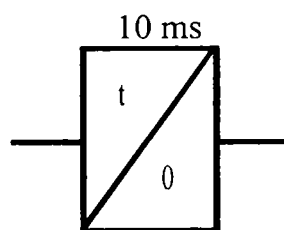
114. Kennedy, J.M.
Thorp, J.S. "Variable Digital Filter Response Time in a Digital Distance Relay", General Electric Company Publication, USA, 1993.
115. Lin, Cheng
Huang, Yeh "Investigation of magnetizing inrush current in transformers", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.8, No.1, January 1993, pp.246-263.
116. Patriota De Siqueira, I. "Reliability of Protective Apparatus and its Impact on Power System Performance", 34-201, Session CIGRÉ Paris, 1996.
117. Phadke, A.G.
Pickett, B.
Adamiak, A. "Synnchronized sampling and phasor measurement for relaying and control", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.9, No.1, January 1994, pp.442-452.
118. Swartz, L.
Melcher, J.C. "Integrated Protection, Control and Data Aquisition in Substations", 34-109, Session CIGRÉ Paris, 1996.
119. Viziteu, I. "Aspecte ale modelarii matematice a fiabilitatii releelor de distanta", Sesiunea stiintifica jubiliara - 80 ani de invatamînt electrotehnic - Iasi, 1992.
120. Viziteu, I.
Ivascu, C. "Mentenanata preventiva si cresterea eficientei instalatiilor de protectie prin rele", Revista Energetica, nr. 5B, 1995.
121. Zocholl, S.
Roberts, J.
Benmouyal, G. "Selecting CTs to Optimize Relay Performance", 50th Annual Protective Relay Engineers Conference, Texas A&M University College Station, Texas, 7-9 April 1997.
122. Vasilievici, A.
Balasiu, F.
Gal, S.
Fagarasan, T.
Blagu, I.
123. Toivonen, M. "Digital multirate algorithms for measurement of voltage, current, power and flicker", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.10, No.1, January 1995, pp.116-126.
124. Gal, S.
Fagarasan, T.
Blagu, I.
Balasiu, F. "Development of RENEL SIBIU's Scada and Monitoring Systems and Improvement of Protective System Handling Digital Protection Integrated into Scada Systems", CIRED - 14th International Conference on Electricity Distribution, Birmingham, 2-5 June 1997.
125. Gal, S.
Balasiu, F. "Recent Experience of RENEL-SIBIU in Application of Databases for Protection Systems, CIGRÉ Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Johannesburg, South Africa, 28.09-04.10.1997.
126. Nitu, V. I.
Festila, C.
Matlac, I.
127. Bejan, I.
Balaban, G. "Automatizari si telecomenzi în electroenergetica", Ed. Didactica si Pedagogica, Bucuresti, 1976.

128. Gal, S.
Balasiu, F.
Fagarasan, T.
Moraru, Gh. „Practical Experience on Substation Protection and Control Systems”, International Conference on Large Electric Power Systems, Calgary, Canada, 15-16 septembrie, 2005
129. NTE 002/03/00 “Normativ de incercari si masuratori pentru sistemele de protectii, comanda-control si automatizari din partea electrica a centralelor si statiilor”
130. ***PE 501/1985 “Normativ pentru proiectarea protectiilor prin relee si automatizarilor electrice ale centralelor si statiilor”, CIDE, București, 1985
131. ***PE 503/1987 “Normativ de proiectare a instalatiilor de automatizare a partii electrice a centralelor si statiilor”, CIDE, București, 1987
132. ***PE 506/1983 “Regulament de exploatare tehnica a instalatiilor de circuite secundare”, Bucuresti, 1983
133. ***SR EN 60255-13:1999 “Standardul roman: Relee electrice. Partea a 13-a: Relee diferentiale”, București, 1999
134. ***ABB Switchgear “Protection Application Handbook”, Edition 1, martie 1999
135. IEEE “Theory of CT SAT Calculator”, IEEE PSRC, 2001
136. MIL-HDBK-217 Standard al Departamentului Apararii al Statelor Unite
137. Brunner, Ch.
Schimmel, G.
Schubert, H. Standardization of serial links replacing parallel wiring to transfer process data – approach, state and practical experience, Session CIGRE, 2002
138. Trusca, V.
Trusca, B. “Elektrische Anlagen”, Printech, Bukarest, 2001
139. Ionescu, F.
Florica, D.
Six, J.P.
Delarue, Ph.
Bogus, C. “Electronica de putere. Converteoare statice”, Editura Tehnica Bucuresti, 1998
140. Deleşega, I. “Aparate electrice”, Editura Orizonturi Universitare, Timisoara, 1999.
141. Deleşega, I.
Vasilievici, Al. “Echipamente de comanda cu logica programata”, Editura Politehnica, Timisoara, 1998.
142. IEC 61850 “Communication networks and systems in substations”, IEC, mai, 2003

ANEXA A LISTA SIMBOLURILOR LOGICE

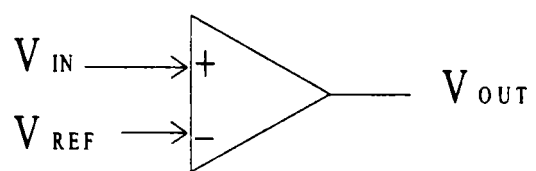


Element de temporizare
la revenire
t_rev:100 ms
t_actionare:0 ms



Element de temporizare
la actionare
t_actionare:10 ms
t_rev:0 ms

Comparator



$$V_{IN} \geq V_{REF} \Rightarrow V_{OUT} = '1'$$
$$V_{IN} < V_{REF} \Rightarrow V_{OUT} = '0'$$

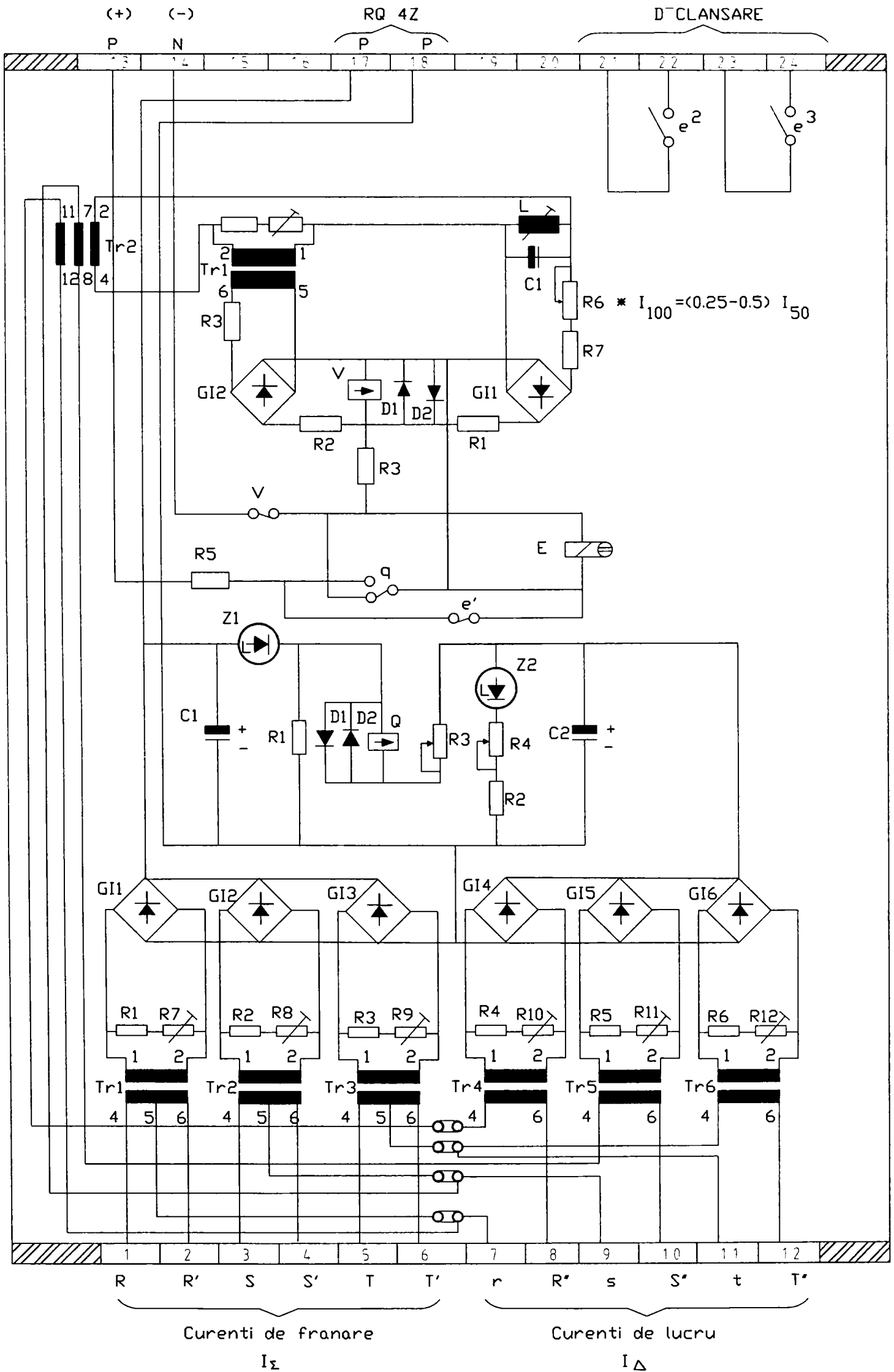
ANEXA B

Lista prescurtărilor utilizate

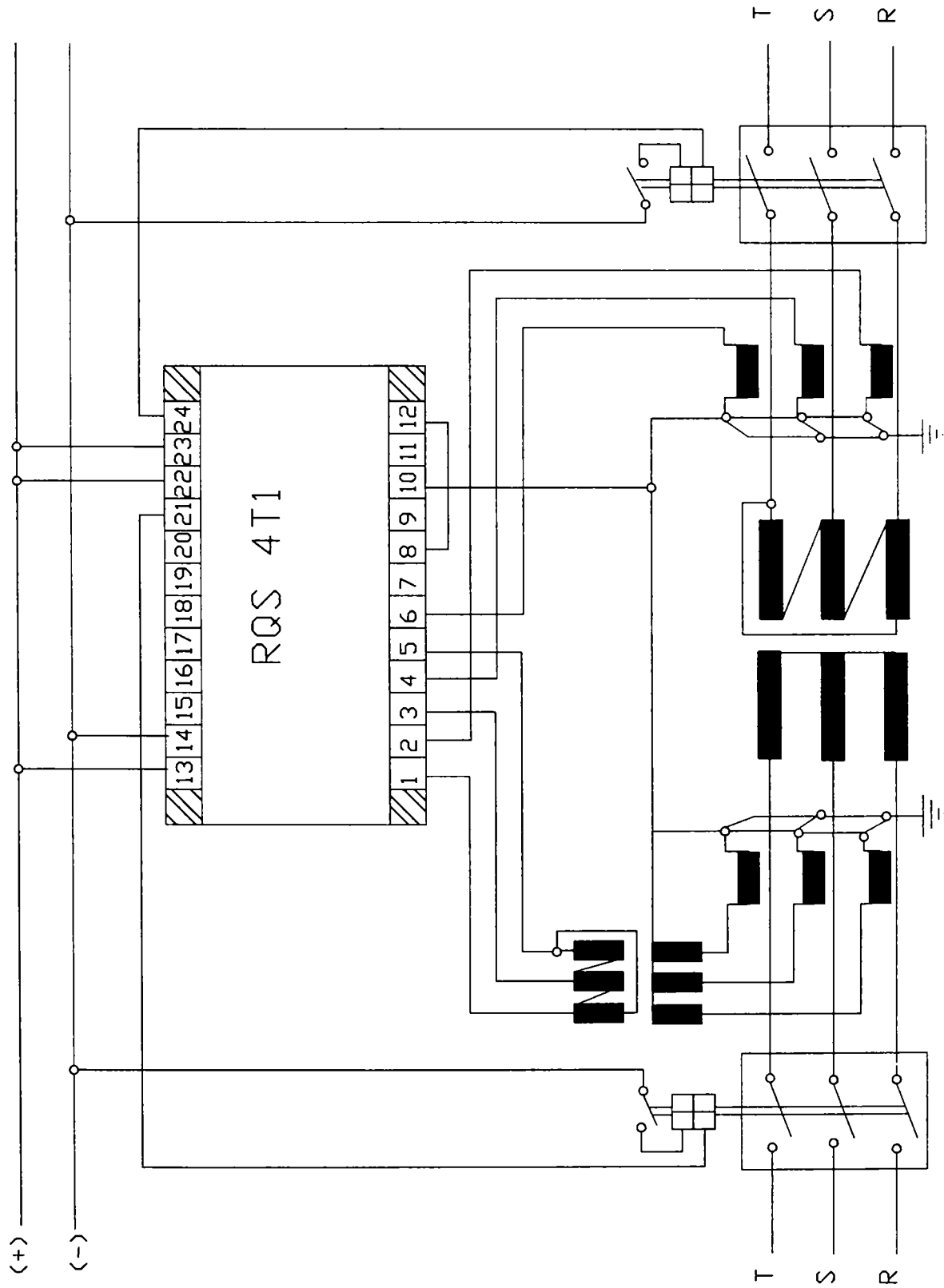
1.	TFD	Transformata Fourier Discreta
2.	FW	Functia Walsh
3.	TR	Transformarea Rectangulara
4.	RIF	Raspuns la Impuls Finit
5.	ACMP	Algoritmul Celor mai Mici Patrate
6.	SE	Sisteme Expert
7.	RNA	Rețele Neuronale Artificiale
8.	TC	Transformatoare de masura de Curent
9.	TT	Transformatoare de masura de Tensiune
10.	ONAN	Oil Natural Air Natural (Racire Naturala atat a uleiului cat si a aerului)
11.	ONAF	Oil Natural Air Forced (Racirea Naturala a uleiului si racire fortata a aerului cu ventilatoare)
12.	LED	Light Emitting Diode
13.	LCD	Afisor cu cristale lichide
14.	PDI	Protectie Diferentiala Instantanee
15.	PDL	Protectie Diferentiala Longitudinala
16.	DSP	Procesorul de Semnal Digital
17.	CAN	Convertor Analog Numeric
18.	REF	Protectie restrictive impotriva defectelor cu pamantul
19.	TSR	Transformator cu Saturatie Rapida
20.	FCSI	Filtru de Curent de Secventa Inversa
21.	EP	Echipament Protejat
22.	SLP	Panta caracteristicii de actionare
23.	AT	Autotransformator
24.	Timer	Element de timp (temporizator)
25.	FIR	Finite Impulse Response
26.	RAM	Random Acces Memory (memorie cu acces direct)
27.	ROM	Read Only Memory (memorie programata pentru citire, permanenta)
28.	SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition System (system teleinformatiional si de teleconducere a instalatiilor)
29.	EEPROM	Electrical Erasable Programmable Read Only Memory (memorie programabila pentru citit cu stergere electrica)
30.	ACL	Afisaj cu Cristale Lichide

31.	MUX	Multiplexor
32.	LEM	Adaptoare de curent/ tensiune
33.	FTJ	Filtru Trece Jos
34.	PC	Personal Computer
35.	TPT	Terminal Protectie Transformator
36.	AAR	Anclansarea Automata a Rezervei
37.	DRP	Declansare de Rezerva a protectiilor Plecarilor
38.	DRBC	Declansarea de Rezerva a Bateriei de Condensatoare
39.	SEN	Sistemul Energetic National
40.	USOL	Intrerupator automat de joasa tensiune
41.	ART 3	Trusa digitala pentru verificarea protectiilor numerice
42.	LEA	Linie Electrica Aeriana
43.	MTBF	Media Timpului de Buna Functionare
44.	CAN	Convertor Analog Numeric
45.	DEMN	Dispozitiv electronic de masurare a defazajelor intre marimi electrice (curenti, tensiuni)
46.	CDR	Compact Disturbance Recorder (osciloperturbograf)
47.	FO	Force Oil (Racire fortata a uleiului)
48.	OA	Racire naturala
49.	FA	Force Air (Racire fortata)
50.	FOA	Racire fortata a uleiului cu aer
51.	FOW	Racire fortata a uleiului cu apa
52.	PMC	Protectia Maximala de Curent
53.	RC	Releu Maximal de Curent
54.	Trafo	Transformator electric de forta/ de masura
55.	BC	Baterie de Condensatoare

ANEXA 1 - Schema interioara a releului RQS4-T1

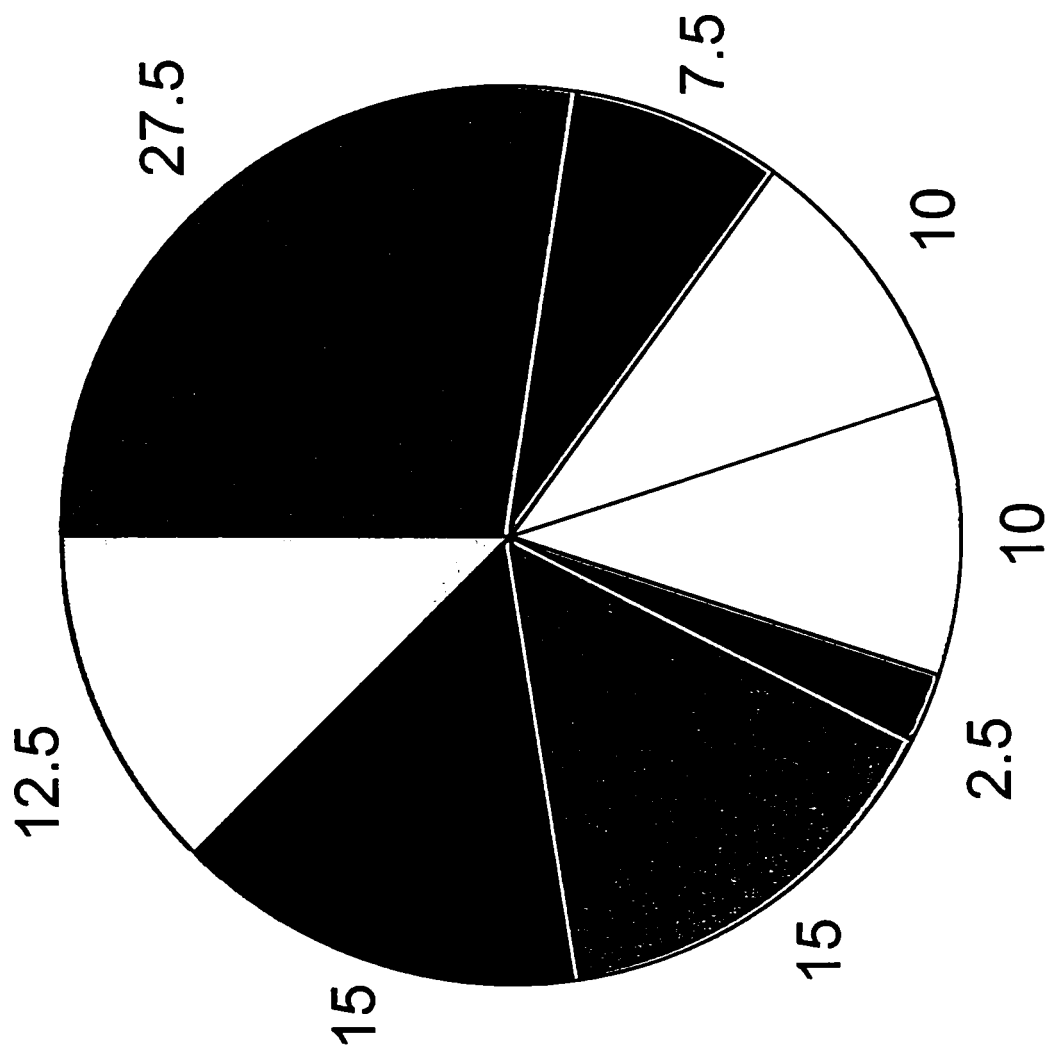


ANEXA 2 - Realizarea protecției diferențiale longitudinale
la un transformator cu două înfășurări



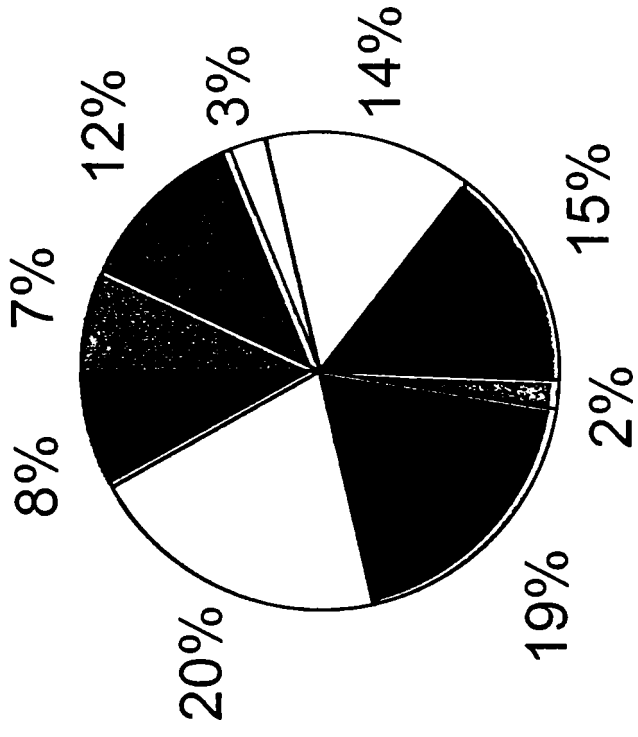
Yd 5

Anexa 3 - Problematika abordata de SE in energetica



- Prelucrarea alarmelor si diagnoza
- Reglaje
- Securitate statica si dinamica
- Supraveghere si controlul statiilor
- Diagnoza componentelor
- Medii pentru asistent operator
- Restaurare
- Management, programare si planificare

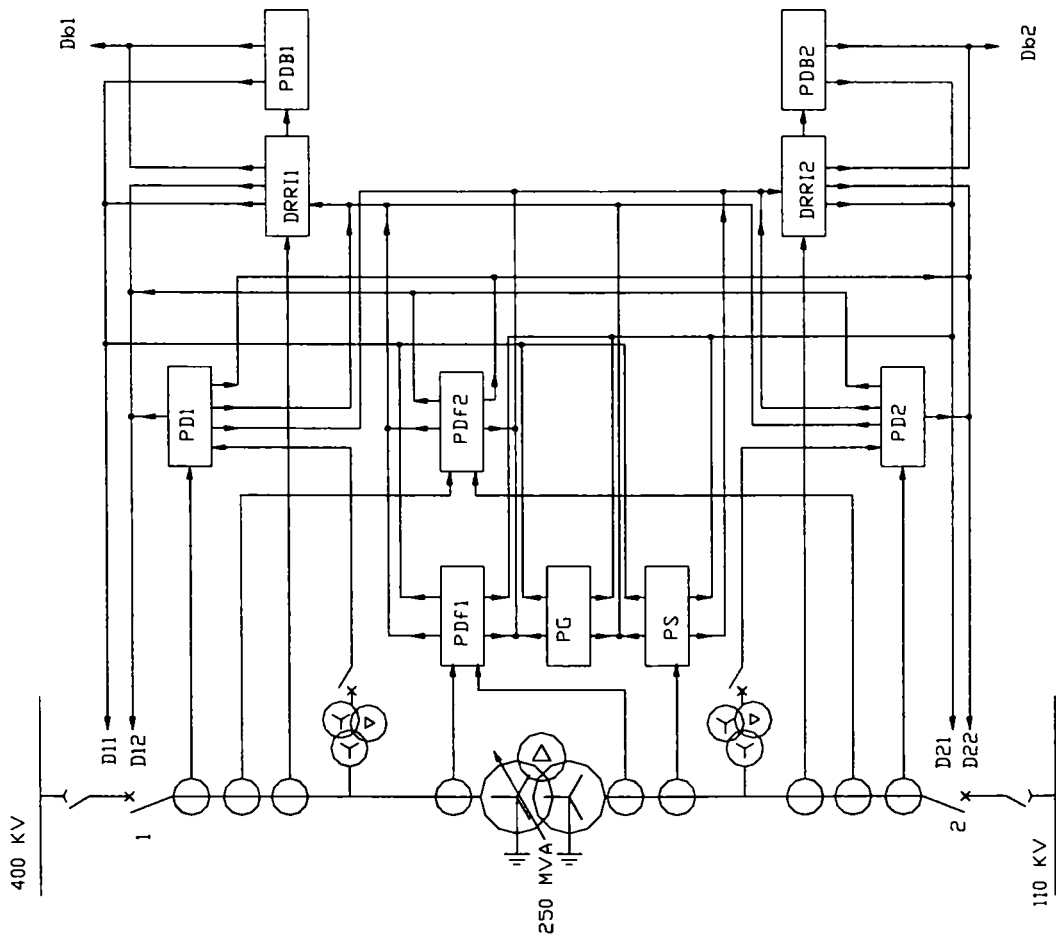
Anexa 4 - Ponderea problemelor abordate de RNA



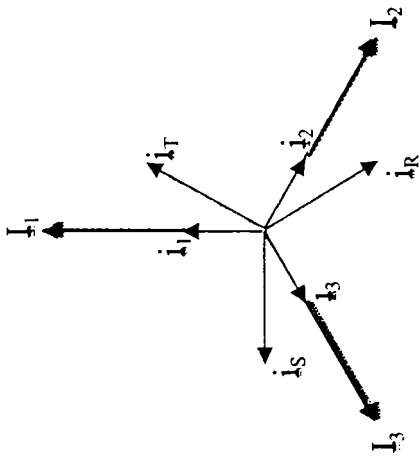
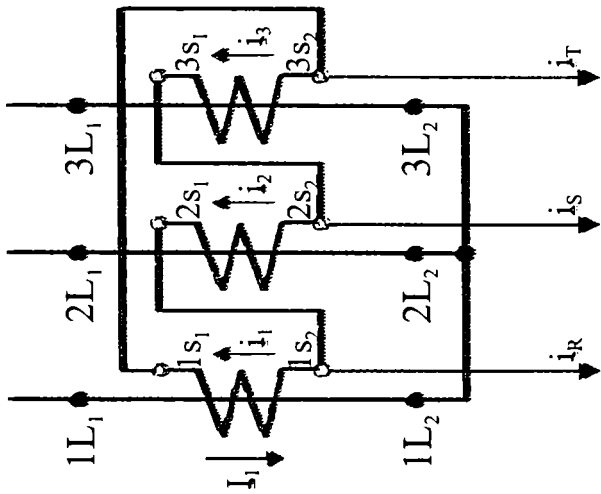
- Planificarea functionarii
- Prelucrarea alarmelor
- Control
- Evaluarea sigurantei in functionare
- Altele

- Identificarea sistemului
- Diagnosticarea defectelor
- Protectii
- Prognostica sarcinii

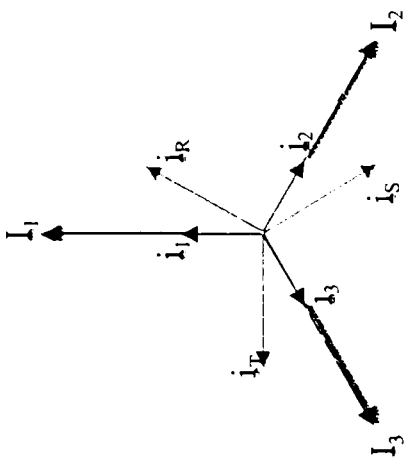
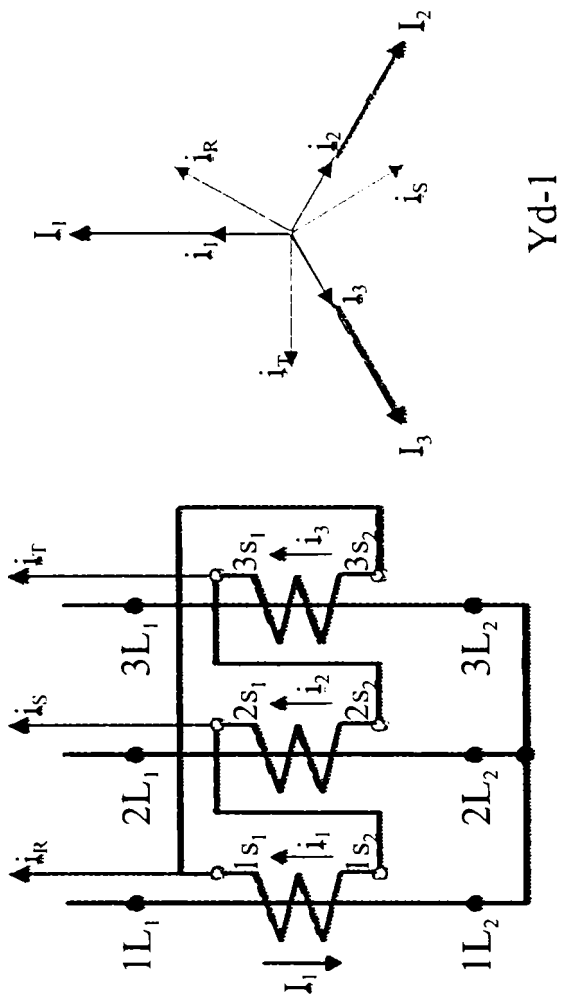
ANEXA 5 – Schema principală a protecției de transformator de 400/110 kV (PE 504)



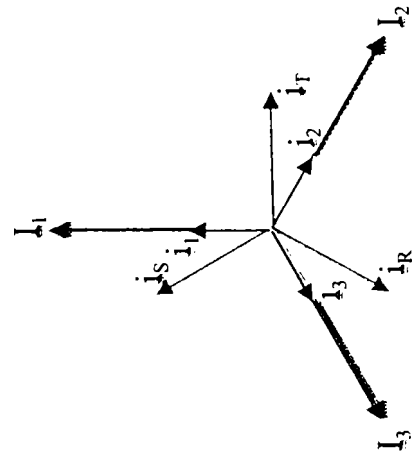
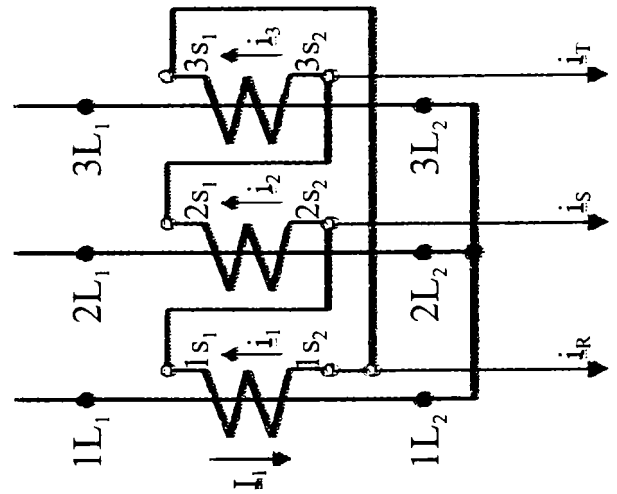
ANEXA 6 Transformatoare de egalizare în schemele trifazate



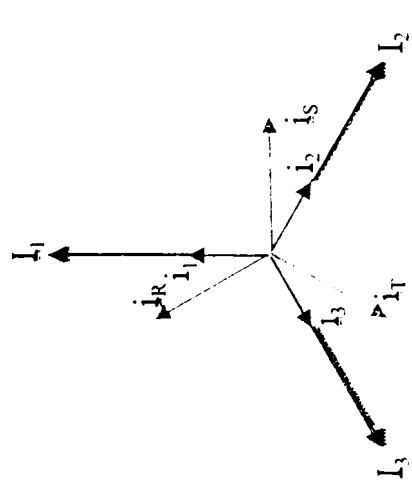
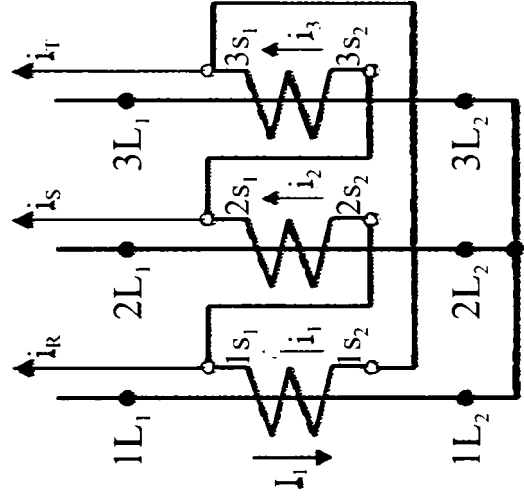
Yd-5



Yd-1

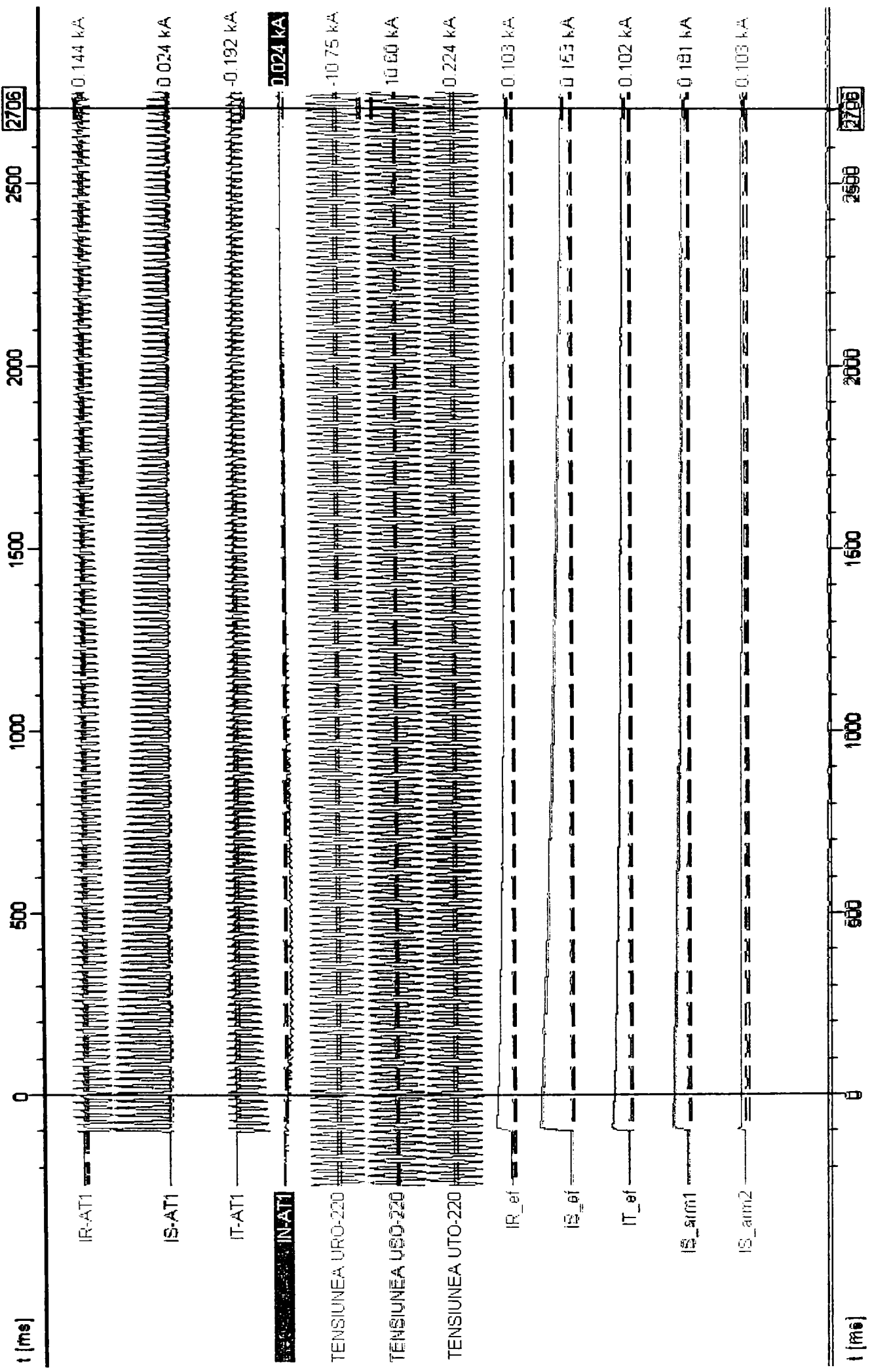


Yd-7



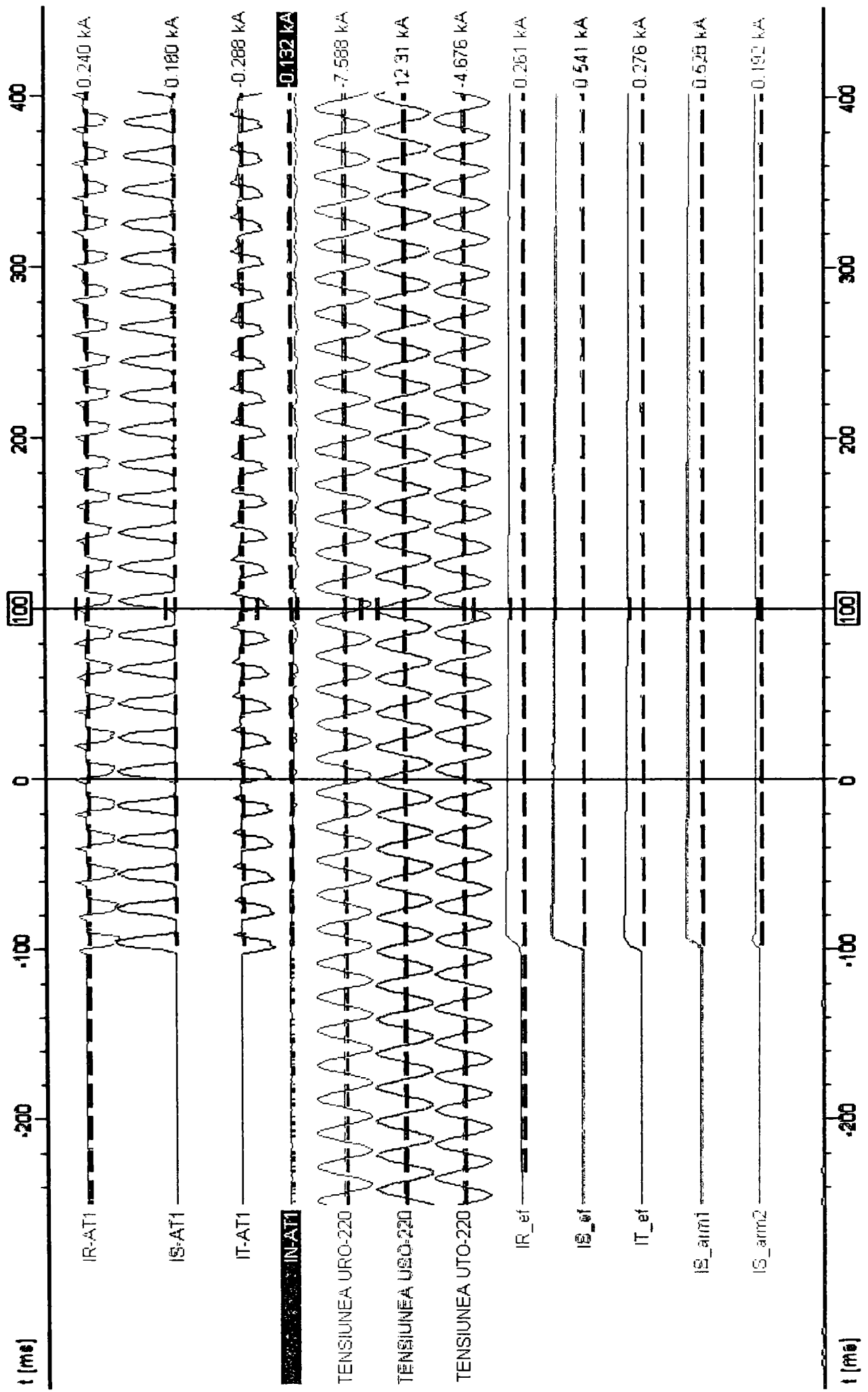
Yd-11

ANEXA 7 – Curentul de magnetizare la conectarea AT 200 MVA

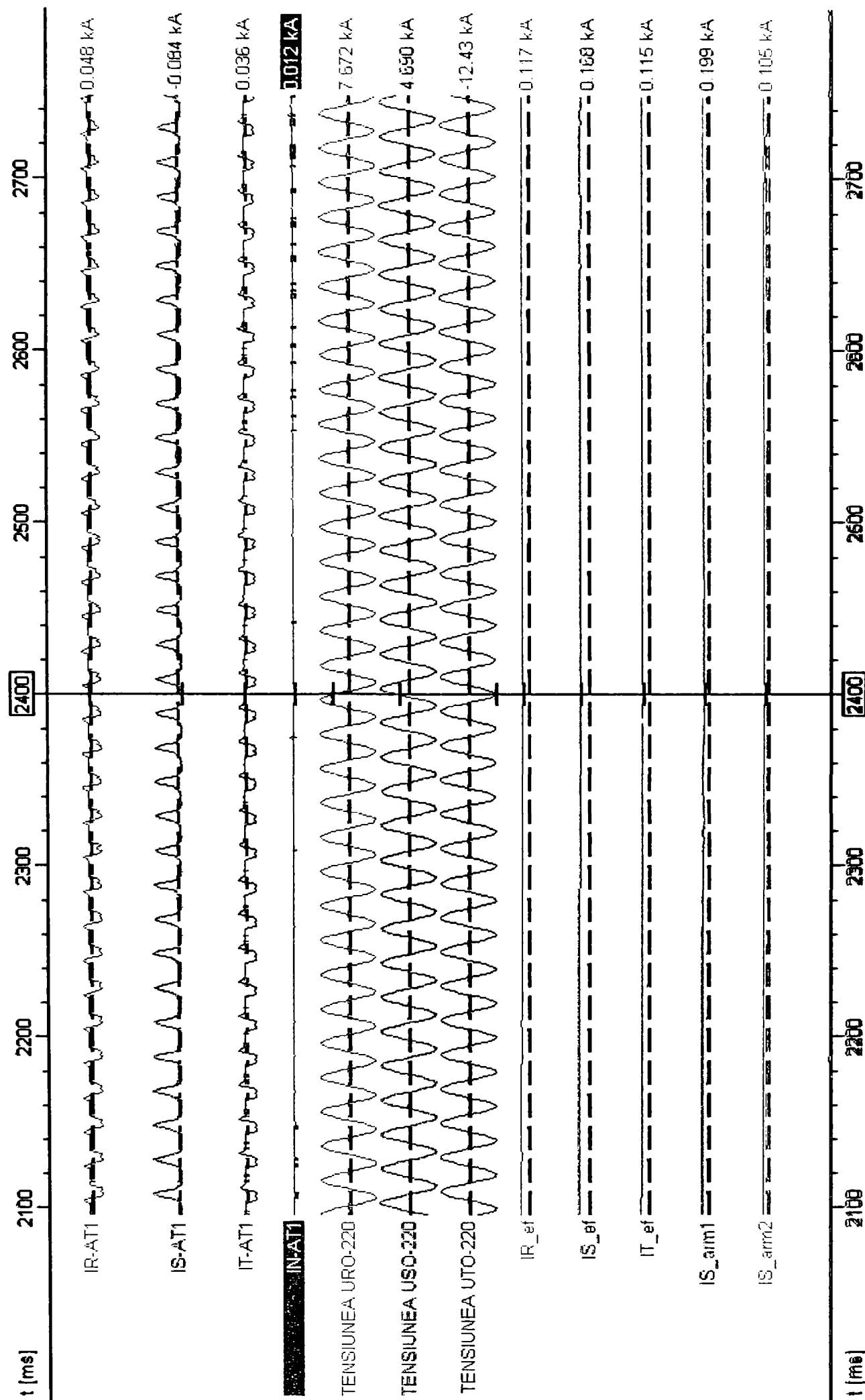


UNIV. "POLITEHNICA"
TIMIȘOARA
DIRECȚIA TEHNICĂ ȘI CALITATE

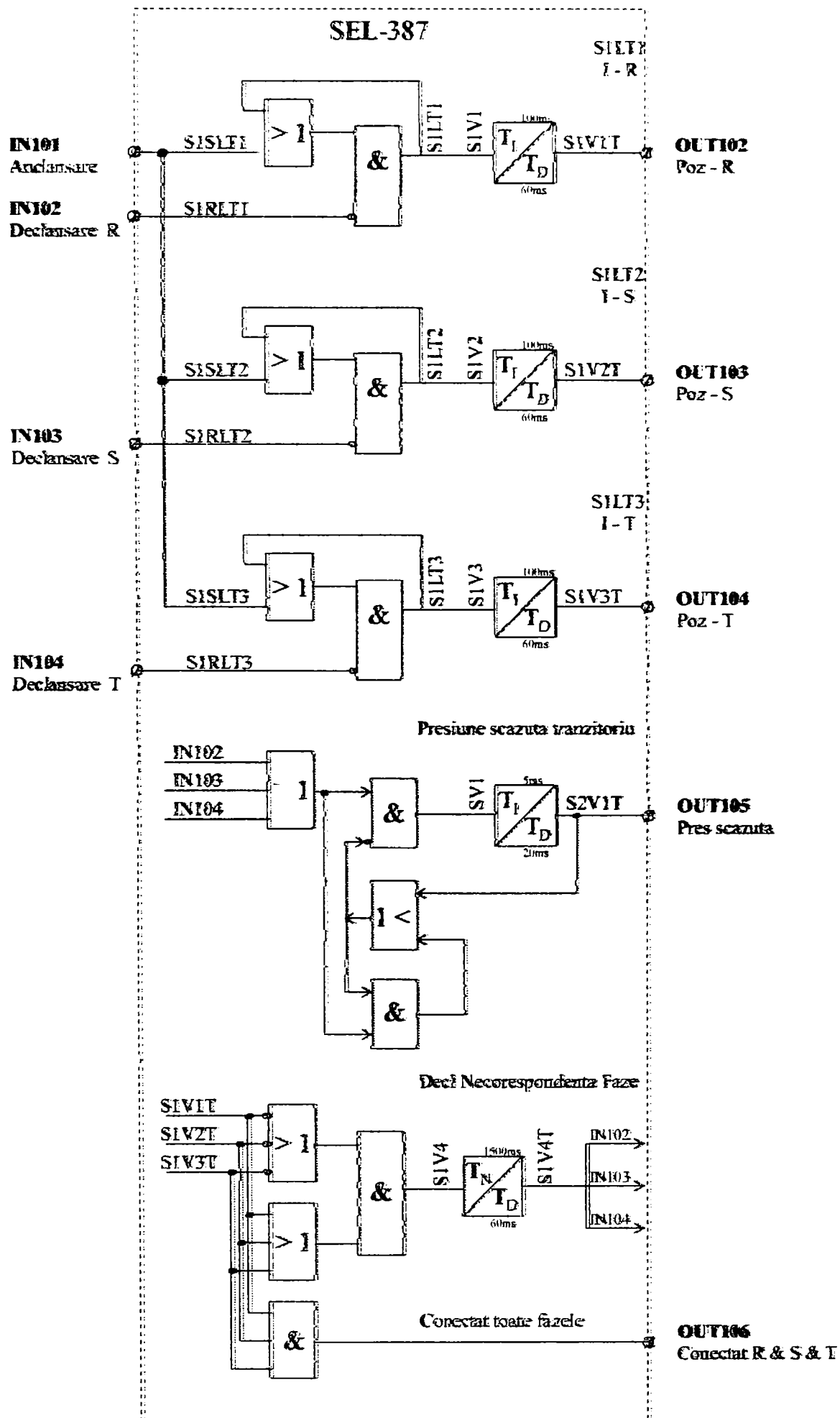
ANEXA 8 – Curentul de magnetizare la conectarea AT 200 MVA (0-500)ms



ANEXA 9 – Curentul de magnetizare la conectarea AT 200 MVA la 2500 ms



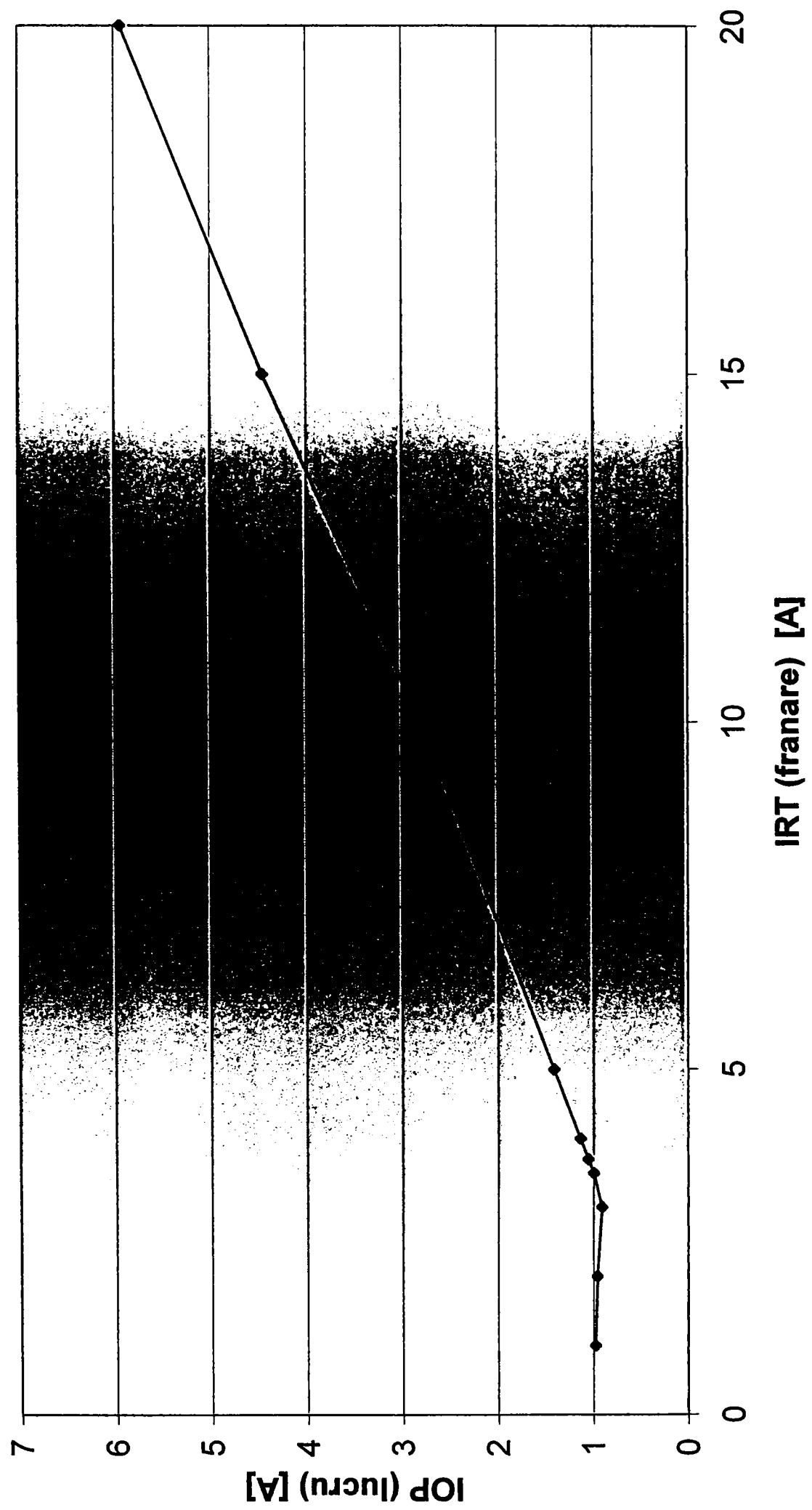
ANEXA 10 - Model de întrerupător utilizat la verificările din laborator



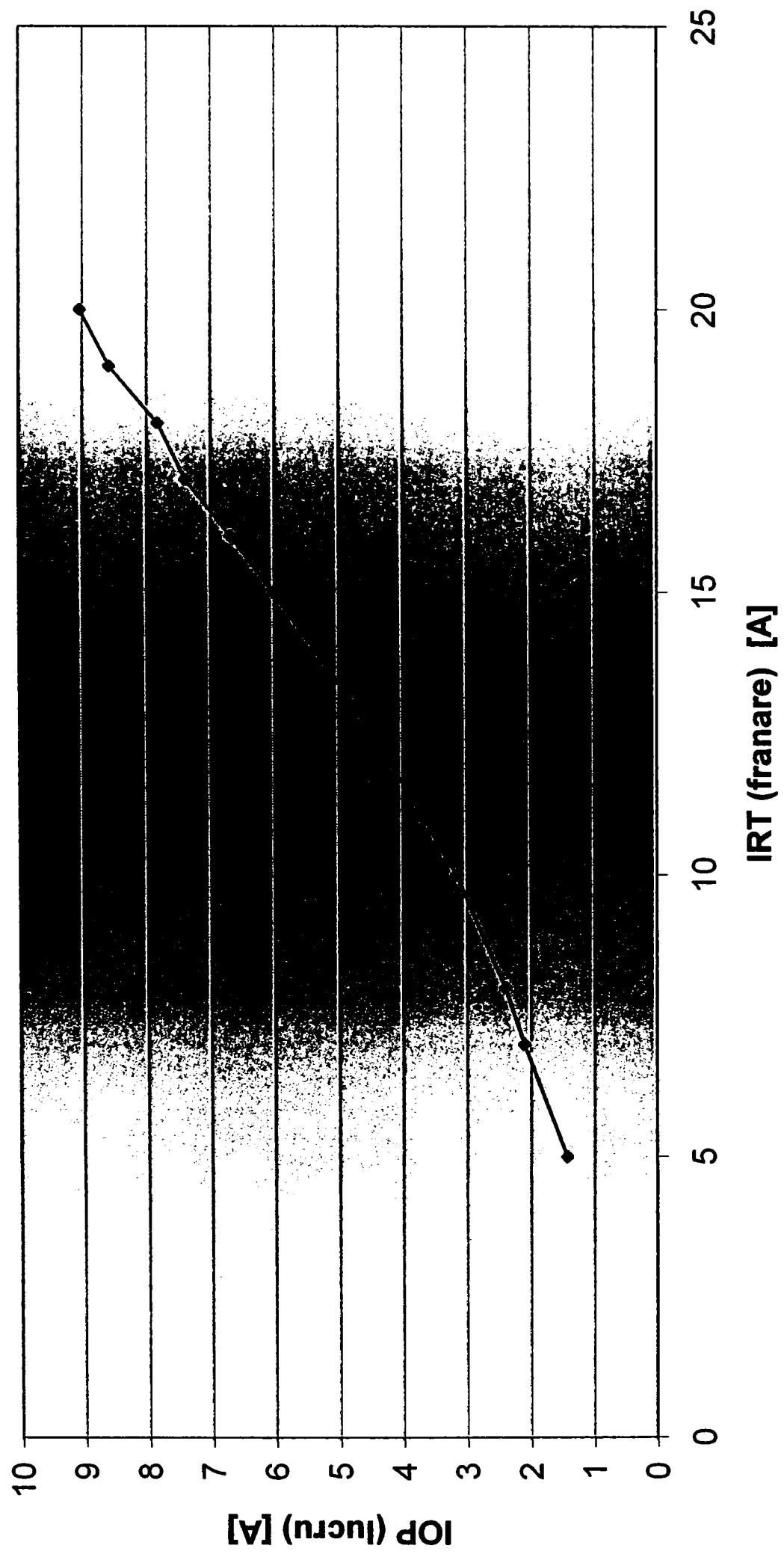
ANEXA 11

Caracteristici de frânare TPT 100 obținute în laborator

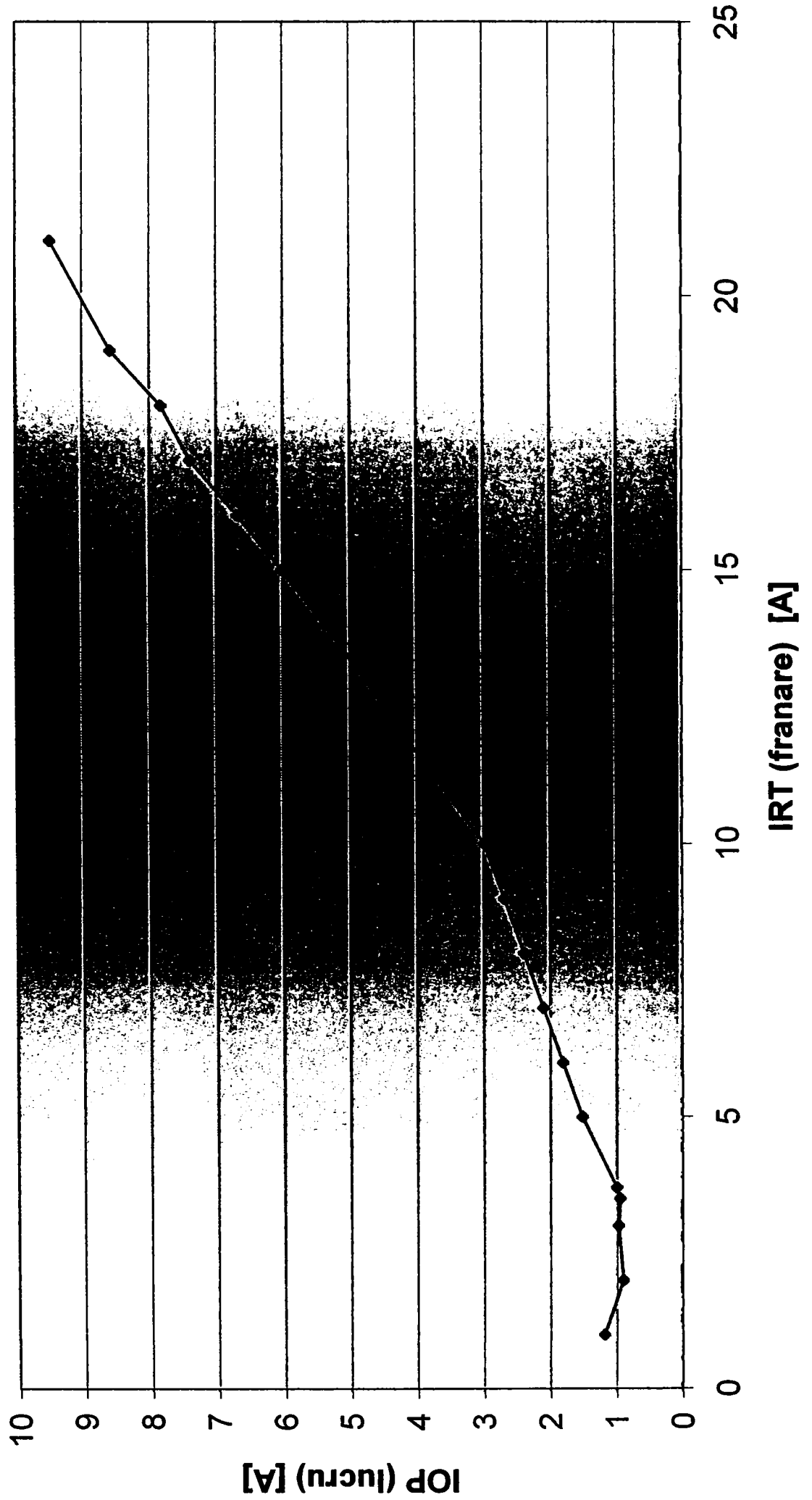
Caracteristica TPT 100 faza R
p1= p2 = 0,3



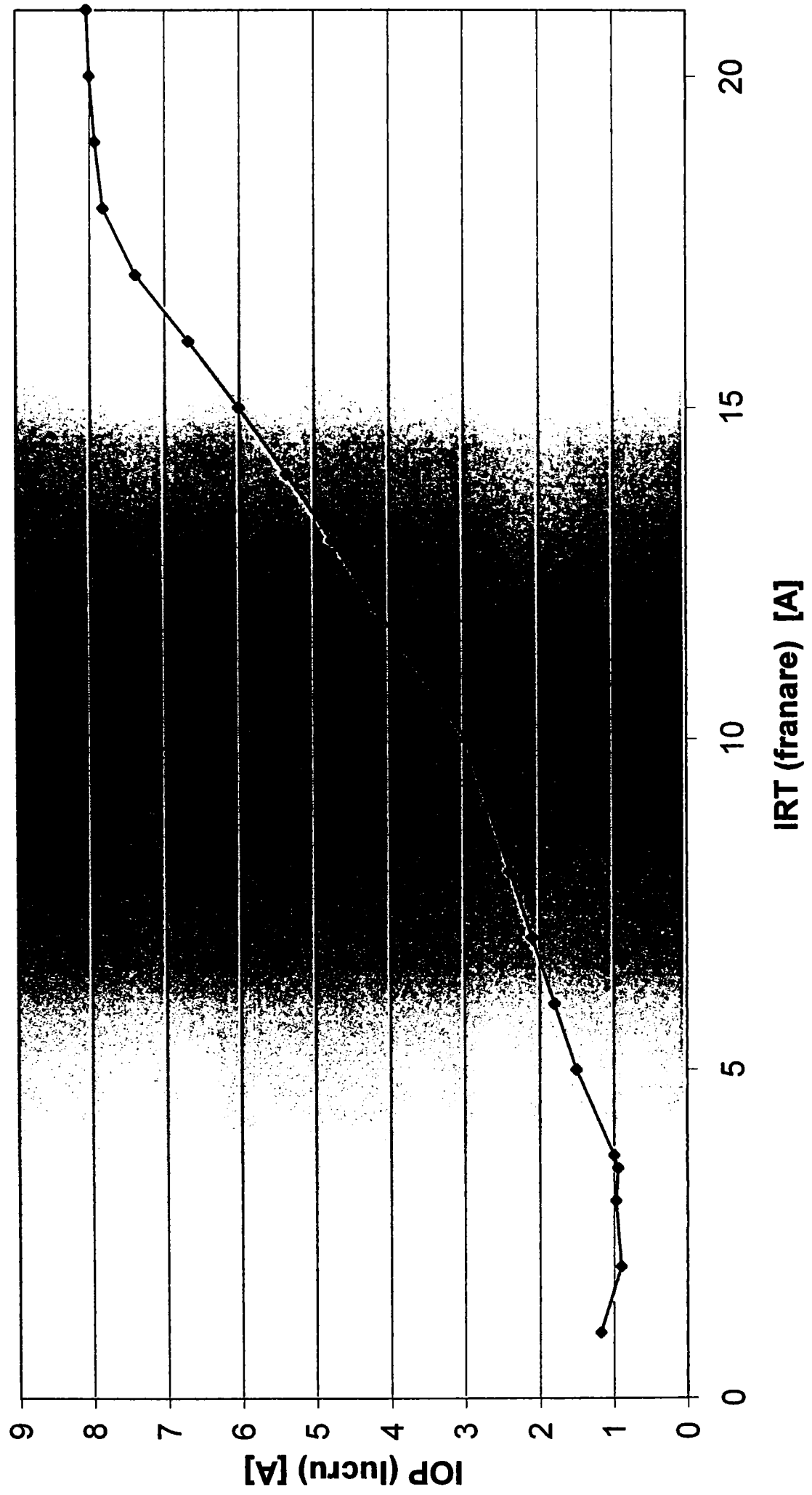
Característica TPT 100 faza R
p1=0,3; p2=0,6



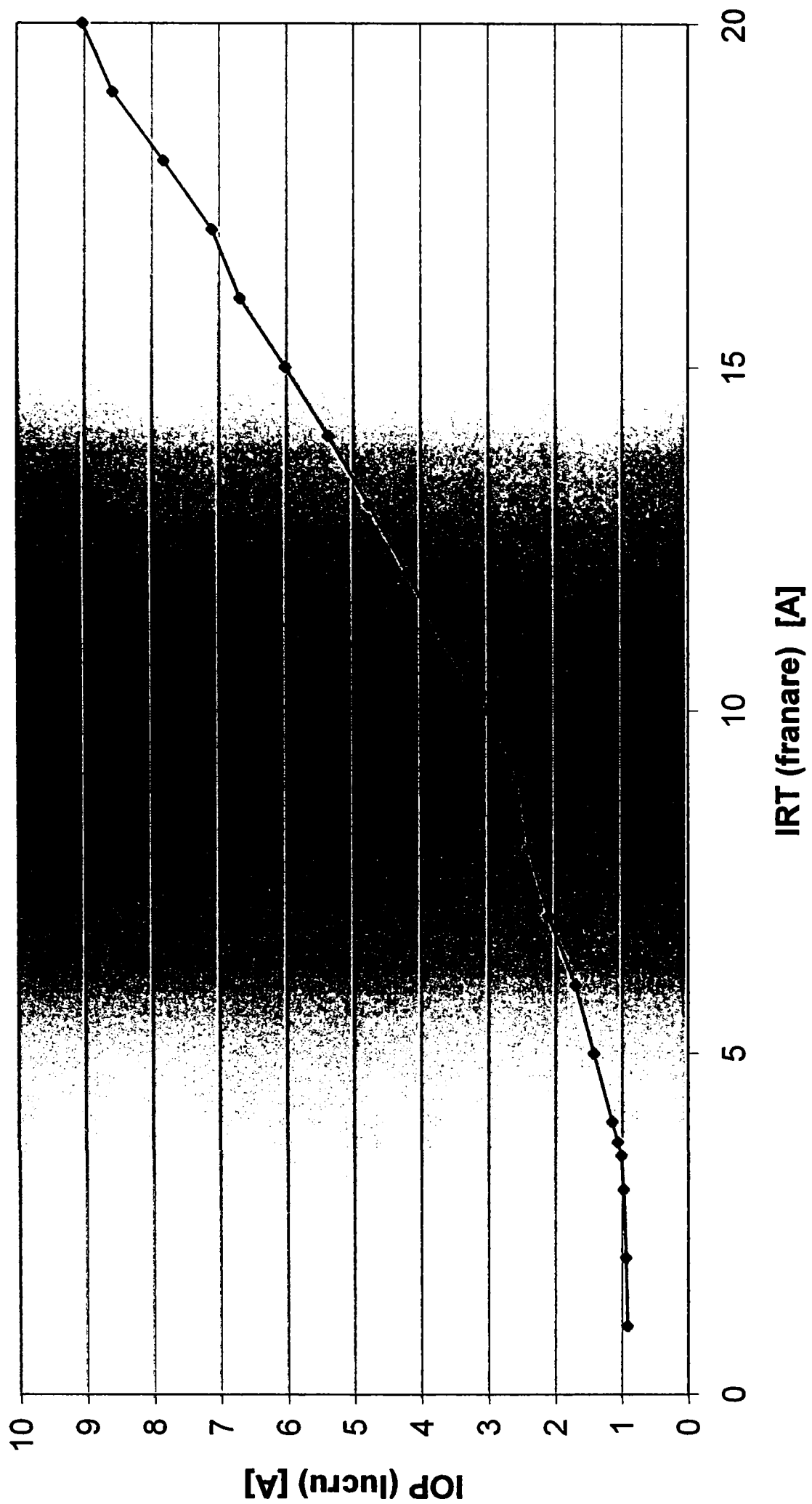
Caracteristica TPT 100 faza S
p1=0,3;p2=0,6



Característica TPT 100 faza S
p1=0,3;p2=0,6

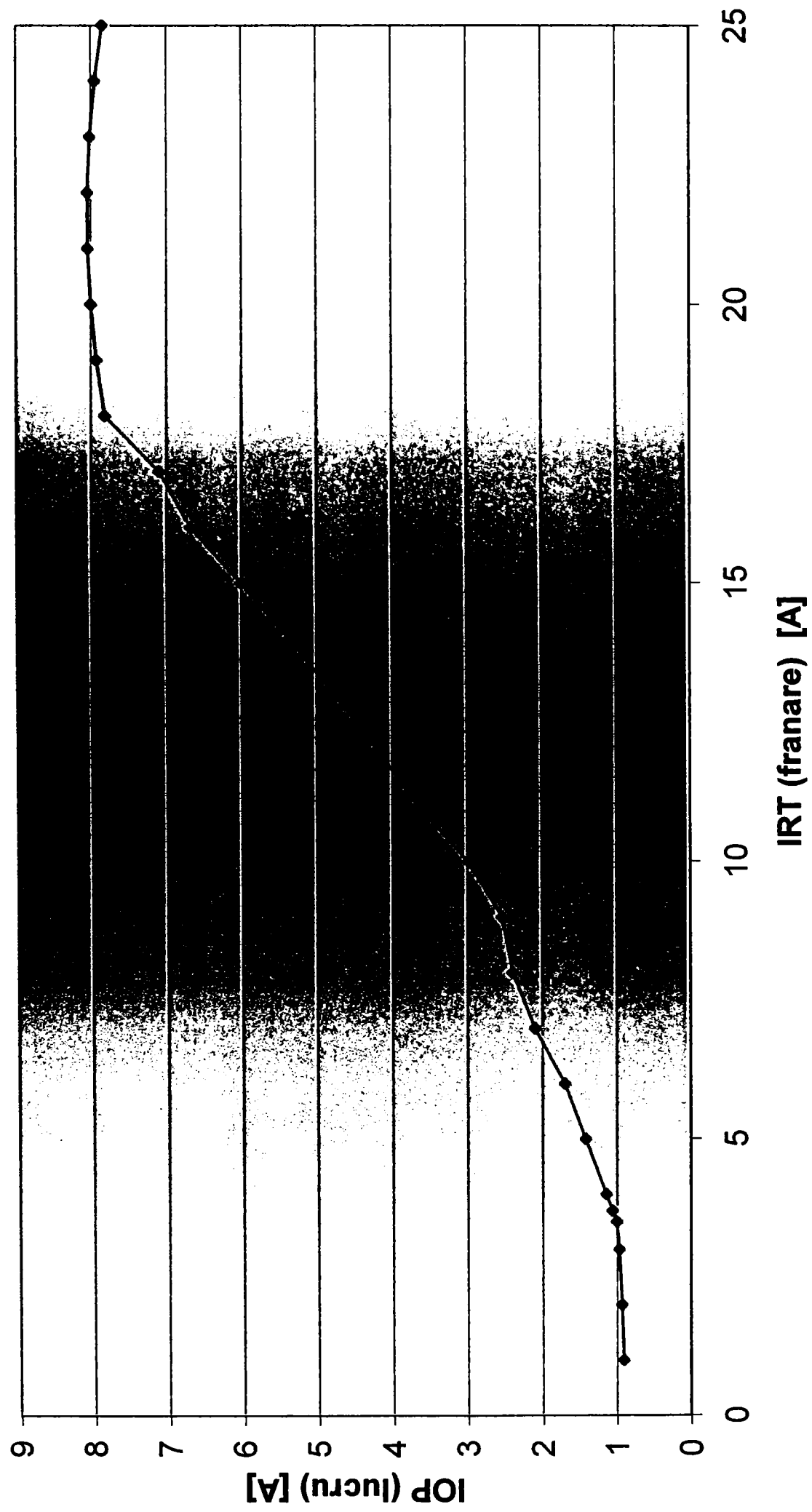


Caracteristica TPT 100 faza T
p1=0,3;p2=0,6

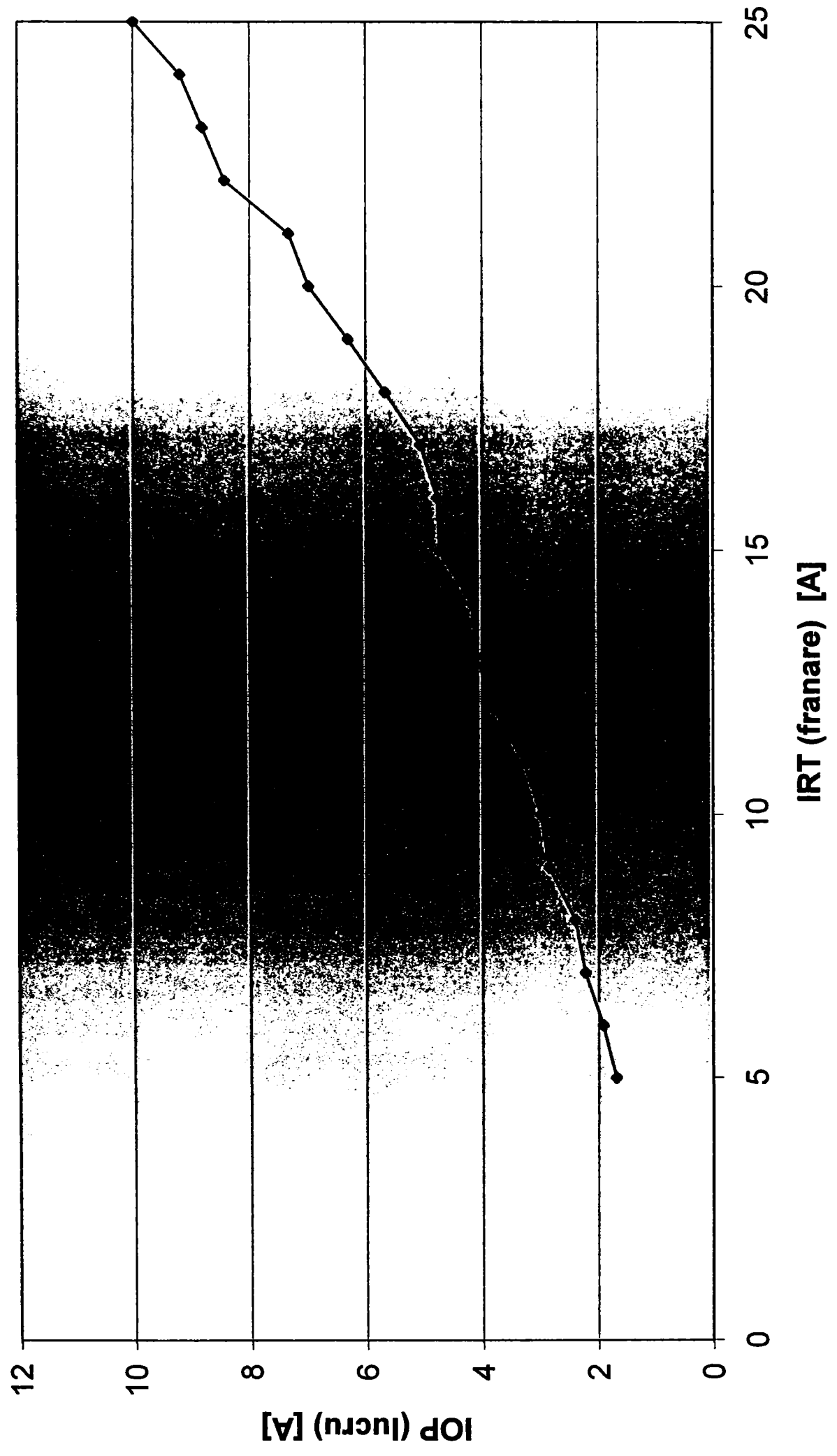


Caracteristica TPT 100 faza T

$p1=0,3;p2=0,6$



Característica TPT 100 faza R



TPT 100

INT Numer Echipament =0

Date gener.

- RE** U nominal [V] =0.00 =57.8 (FIX) Implicit =57.8
- RE** I nominal [A] =0.00 =5 (FIX) Implicit =5
- RE** Raport TT pr. =0.00 Raport TT prim = 1100 (FIX) Implicit =1100
- RE** Raport TC pr. =0.00 Raport TC prim = 10 ... 400, pas: 1 Implicit =30
- RE** Raport TC sec. =0.0 Raport TC sec = 10 ... 400, pas: 1 Implicit =160
- RE** Fact. cor. pr. =0.00 Fact eg. prim = 0.70 ... 4.00, pas: 0.01 Implicit =1.14
- RE** Fact. cor. sec. =0.00 Fact eg. sec = 0.70 ... 4.00, pas: 0.01 Implicit =1.11
- INT** Fact. comp. pr. =0 Fact comp prim = 0 ... 12, pas: 1 Implicit =7
- INT** Fact. comp. sec =0 Fact comp sec = 0 ... 12, pas: 1 Implicit =0
- Validare RES.DECL :NU

Protectie dif. Protectia diferentiala

- Validare faza R :NU Validare decl faza R: DA Implicit =DA
- Validare faza S :NU Validare decl faza S: DA Implicit =DA
- Validare faza T :NU Validare decl faza T: DA Implicit =DA

Protectie dif.fr Protectia diferentiala cu actiune de tr Implicit =DA

- Validare :NU Implicit =DA
- INT** Prag min.dif[%In] =0 I dif min [%In]: 10 ... 200, pas: 5% Implicit =20
- INT** Pct.1 lfrin[%In] =0 I fr. pct. 1 [%In]: 100 ... 500, pas: 10% Implicit =350
- RE** Panta 1 car. dif =0.00 Panta p1: 0.1 ... 2.0, pas: 0.1 Implicit =0.3
- RE** Panta 2 car. dif =0.00 Panta p2: 0.1 ... 2.0, pas: 0.1 Implicit =0.6

Prot. dif. inst Protectia diferentiala fara actiune de frinare

- Validare :NU Implicit =DA
- INT** Prag max.dif[%In] =0 I dif max [%In]: 100 ... 1500, pas: 10% Implicit =800

Blocare am.2 Blocaj armonica 2

- Validare :NU Implicit =DA
- INT** I am. 2 [%I1] =0 I arm2> [%Iarm1]: 10 ... 100, pas: 2% Implicit =25
- INT** Prag fdmt[%In] =0 I prag arm1 [%In]: 20 ... 100, pas: 2% Implicit =100

Blocare am.5 Blocaj armonica 5

- Validare :NU Implicit =DA
- INT** I am. 5 [%I1] =0 I arm2> [%Iarm1]: 10 ... 50, pas: 2% Implicit =15
- INT** Prag fdmt[%In] =0 I prag arm1 [%In]: 20 ... 100, pas: 2% Implicit =100

Prot. curent pr. Protectia maximala de curent, inf. prim

Prot.maxim.IPr> Prot. max tr. 2, Iprim>

Validare :NU Implicat =DA

INT I maxim IP> [%In] =0 Iprim> [%In]: 20 ... 1000, pas: 2% Implicat =200

RE T decl [s] =0.00 T act [s]: 0.0 ... 5.0, pas: 0.1 Implicat =2.5

Prot.maxim.IPr>> Prot. max tr. 1, Iprim>>

Validare :NU Implicat =NU

INT I maxim IP>> [%In] =0 Iprim>> [%In]: 20 ... 2000, pas: 2% Implicat =800

RE T decl [s] =0.00 T act [s]: 0.0 ... 5.0, pas: 0.1 Implicat =0.5

Prot. curent sec. Protectia maximala de curent, inf. sec

Prot.maxim.ISec> Prot. max tr. 2, Isec>

Validare :NU Implicat =DA

INT I maxim IS> [%In] =0 Isec> [%In]: 20 ... 1000, pas: 2% Implicat =200

RE T decl [s] =0.00 T act [s]: 0.0 ... 5.0, pas: 0.1 Implicat =2.0

Prot.maxim.ISec>> Prot. max tr. 1, Isec>>

Validare :NU Implicat =DA

INT I maxim IS>> [%In] =0 Isec>> [%In]: 20 ... 2000, pas: 2% Implicat =1000

RE T decl [s] =0.00 T act [s]: 0.0 ... 5.0, pas: 0.1 Implicat =0.2

Prot.sec.v.inv Protectia maximala de curent, secventa inversa, inf sec

Validare :NU Implicat =DA

INT I maxim II [%In] =0 I inv> [%In]: 20 ... 300, pas: 2% Implicat =100

RE T decl [s] =0.00 T act [s]: 0.0 ... 5.0, pas: 0.1 Implicat =2.0

Prot.suprasarcina Protectia suprasarcina de curent, inf prim

Validare :NU Implicat =DA

INT I maxim II [%In] =0 I ss> [%In]: 20 ... 200, pas: 2% Implicat =120

RE T decl [sec] =0.00 T act [s]: 0.0 ... 30.0, pas: 0.1 Implicat =10.0

- Prot. max. tens** Protectia max tensiune, inf prim
 - Validare :**NU** Implicit =DA
 - INT **U maxim [%Un] =0** Umax> [%Un]: 20 ... 200, pas: 1% Implicit =120
 - RE **T decl [s] =0.00** T act [s]: 0.0 ... 30.0, pas: 0.1 Implicit =10.0
- Prot. min. tens** Protectia min tensiune, inf prim
 - Validare :**NU** Implicit =DA
 - INT **U min [%Un] =0** Umin< [%Un]: 10 ... 100, pas: 1% Implicit =90
 - RE **T decl [s] =0.00** T act [s]: 0.0 ... 30.0, pas: 0.1 Implicit =10.0

- Prot. ext. DRMT** Protectia de rezerva a barelor m.t., inf sec
 - Validare :**NU** Implicit =NU
 - INT **Timp decl[sec] =0** T act [s]: 0.0 ... 5.0, pas: 0.1 Implicit =0.5
- Prot. ext. DRBC** Protectia de rezerva a BC
 - Validare :**NU** Implicit =NU
 - INT **Timp decl[sec] =0** T act [s]: 0.0 ... 5.0, pas: 0.1 Implicit =0.2

- Selectie Decl 1** Configurare relee de declansare principale
 - INT **Protectia 1 =0** Intrarea 2 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =1
 - INT **Protectia 2 =0** Intrarea 2 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =2
 - INT **Protectia 3 =0** Intrarea 3 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =14
 - INT **Protectia 4 =0** Intrarea 4 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =0
 - INT **Protectia 5 =0** Intrarea 5 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =0
- Selectie Decl 2** Configurare relee de declansare de rezerva
 - INT **Protectia 1 =0** Intrarea 2 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =3
 - INT **Protectia 2 =0** Intrarea 2 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =4
 - INT **Protectia 3 =0** Intrarea 3 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =7
 - INT **Protectia 4 =0** Intrarea 4 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =8
 - INT **Protectia 5 =0** Intrarea 5 = 0 ... 15, pas: 1 Implicit =13



Semnalizari

<u>INT</u>	lesirea 1	=0	Implicit = 1001
<u>INT</u>	lesirea 2	=0	Implicit = 1002
<u>INT</u>	lesirea 3	=0	Implicit = 1014
<u>INT</u>	lesirea 4	=0	Implicit = 1004
<u>INT</u>	lesirea 5	=0	Implicit = 1008
<u>INT</u>	lesirea 6	=0	Implicit = 17
<u>INT</u>	lesirea 7	=0	Implicit = 15
<u>INT</u>	lesirea 8	=0	Implicit = 10

```

M-File Editor/Debugger - [C:\MATLAB\toolbox\Wiku\Anexa 10 tp100 final.m]
File Edit View Debug Window Help
D E S I
ANEXA 10 - Parametrizarea circuitului de protecție TC cu TPT 100

!Face transformarea Tadao 100 KW la nivelul +00 100/100-11 KV la fel ca
S=25: 2 [KV]
Un1=121: 2 [KV]
Un2=20: 2 [KV] pe pilot 2 la fel ca pilot mediu
Unm2=21: 2 [KV] pe pilot 1
Unm2=19: 2 [KV] pe pilot 3
uk=0.1: Factorul de sarcină este 0.1

!Caracteristici TC 110 KV
!CESU 110 KV 150/5, SF20, 50 VA, apărit la Ia - partea 110 KV
Impri1=150: 1 [A]
Im1=5: Curentul nominal secundar [A]
Sa1=60: Sarcina nominală primară a transformatorului TC [VA]
j=sqrt(-1);
ki1=150/5: Raportul TC
n1=10: Coeficient de supraîncălzire
rTC110=0.198: Rezistența infarctării TC
cos1=0.8: Factorul de putere
Za110=(Sa1*cos1+j*Sa1*sqrt(1-cos1^2))/ki1^2: Impedanța infarctării TC

!Sarcina din secundarul TC 110 KV
I1=50: Lungimea conductoarelor circuitului de curent în metri
n1=6: Numărul conductoarelor din circuitul de curent în map
gm1=57: Conductivitatea cuprului
Rcond1=2*11/(gm1*n1): Rezistența conductoarelor din secundarul TC 110 KV
Rcontact=60: 4 [ohm]
Srel1=0.3: Sarcina relativă la 71
Rtotal1=rTC110+Rcond1+Rcontact*1e-3+Srel1/ki1^2: Rezistența totală a circuitului de curent [ohm]

!Caracteristici TC 10 KV
!CESU 10KV 600/5, SF20, 50 VA, apărit la Ia - partea 10 KV
Impri2=600: 1 [A]
ki2=600/5: Raportul TC
Im2=5: Curentul nominal secundar al TC
Sa2=60: Sarcina nominală secundară a TC
n2=10: Coeficient de supraîncălzire
rTC2=1.2: Rezistența infarctării TC
    
```

```

M-File Editor/Debugger - [C:\MATLAB\toolbox\Wiku\Anexa 10 tp100 final.m]
File Edit View Debug Window Help
D E S I
cos2=0.8: Factorul de putere
Za20=(Sa2*cos2+j*Sa2*sqrt(1-cos2^2))/ki2^2: Impedanța infarctării TC

!Sarcina din secundarul TC 10 KV
I2=50: Lungimea conductoarelor circuitului de curent în metri
n2=6: Numărul conductoarelor din circuitul de curent în map
gm2=57: Conductivitatea cuprului
Rcond2=2*11/(gm2*n2): Rezistența conductoarelor din secundarul TC 10 KV
Rcontact2=60: 4 [ohm]
Srel2=0.3: Sarcina relativă la 71
Rtotal2=rTC20+Rcond2+Rcontact2*1e-3+Srel2/ki2^2: Rezistența totală a circuitului de curent [ohm]

!Curenti primari
Ia1=5*1000/(sqrt(3)*Un1): 1 [A]
Ia2=5*1000/(sqrt(3)*Un2): 1 [A]
Im1=5*1000/(sqrt(3)*Unm1): 1 [A]
Im2=5*1000/(sqrt(3)*Unm2): 1 [A]

!Curenti secundari
Im1=5*1000/(sqrt(3)*Un1)/ki1: 1 [A sec]
Im2=5*1000/(sqrt(3)*Un2)/ki2: 1 [A sec]
Imm1=5*1000/(sqrt(3)*Unm1)/ki1: 1 [A sec]
Imm2=5*1000/(sqrt(3)*Unm2)/ki2: 1 [A sec]

!Curent de scurtcircuit trifazat pe 110 KV
Isc31100=Za110/uk: Curentul de scurtcircuit trifazat pe secțiunea ceață 110 KV

!Curent de scurtcircuit trifazat pe 10 KV
Isc31000=Isc31100*Un2/Un1: Curentul de scurtcircuit trifazat corespunzător la 10 KV

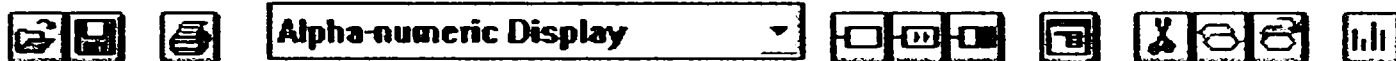
!Calculul contribuției de eroare TC 110 KV
Ea1=0.6: Coeficient din graficul
kD1=1.9: Coeficient din graficul
Vsc11=(Isc31100*Ea1*Rtotal1)/ki1: Tensiunea de eroare a TC
Vsc12=(Isc31100*Ea1*Rtotal1)/ki2: Tensiunea de eroare care ține cont de compoziția aparatului

Vsc1=max(Vsc11, Vsc12): Alegerea tensiunii de eroare ca fiind maximul dintre Vsc11 și Vsc12

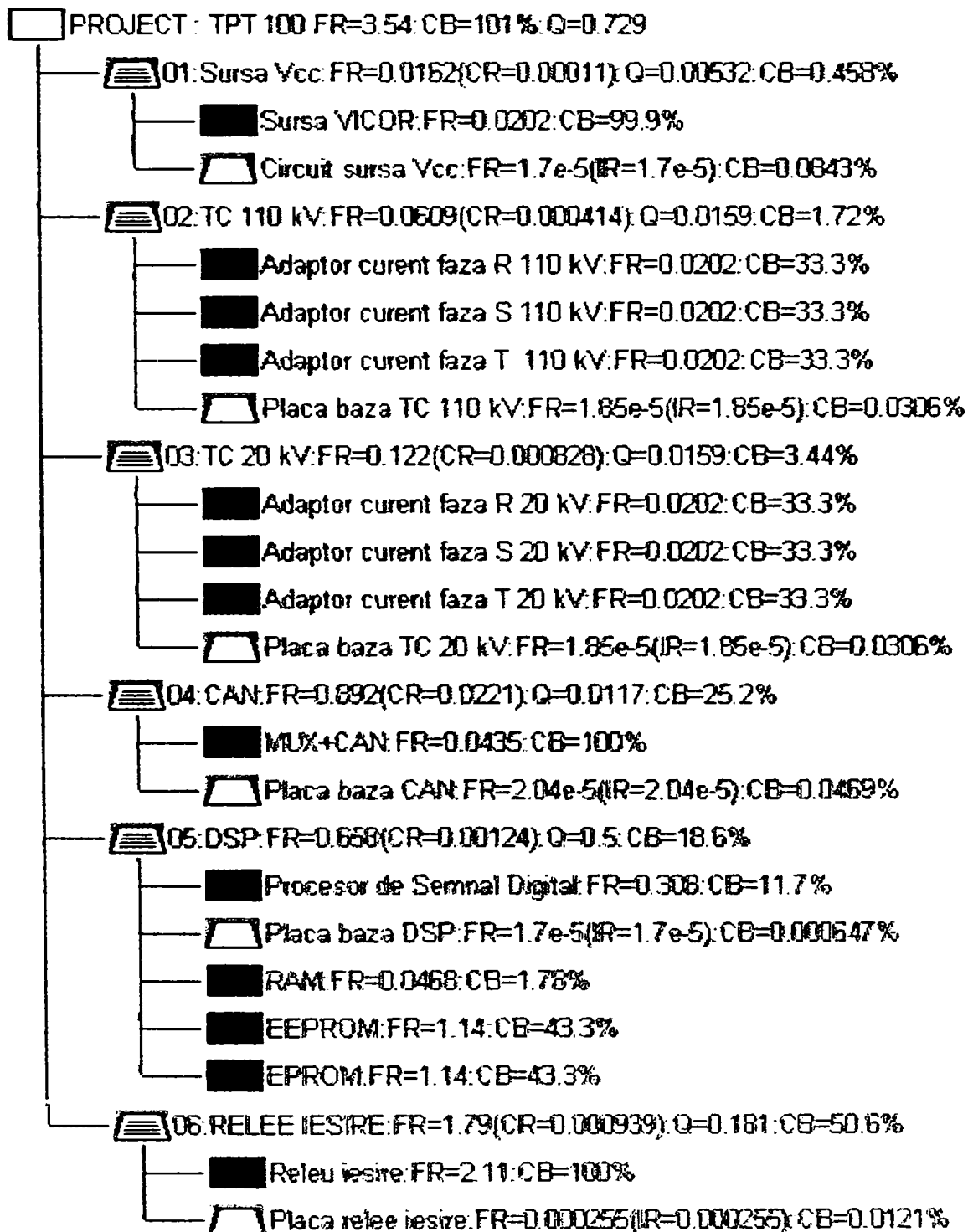
!Sarcina nominală primară
    
```


MilStress - Project : C:\MILSTRES\BIN\TPT100.MIL

File Create Edit Layout Utilities View Help



Project : C:\MILSTRES\BIN\TPT100.MIL



ANEXA 15 - OSCILOGRAME

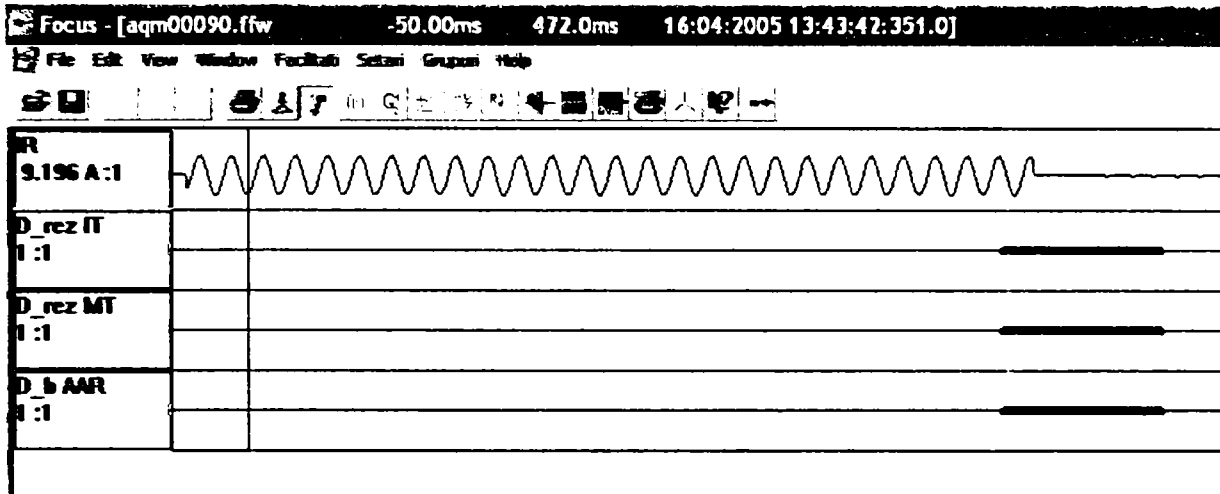


Fig 5.7 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PMC IT treapta 1 faza R

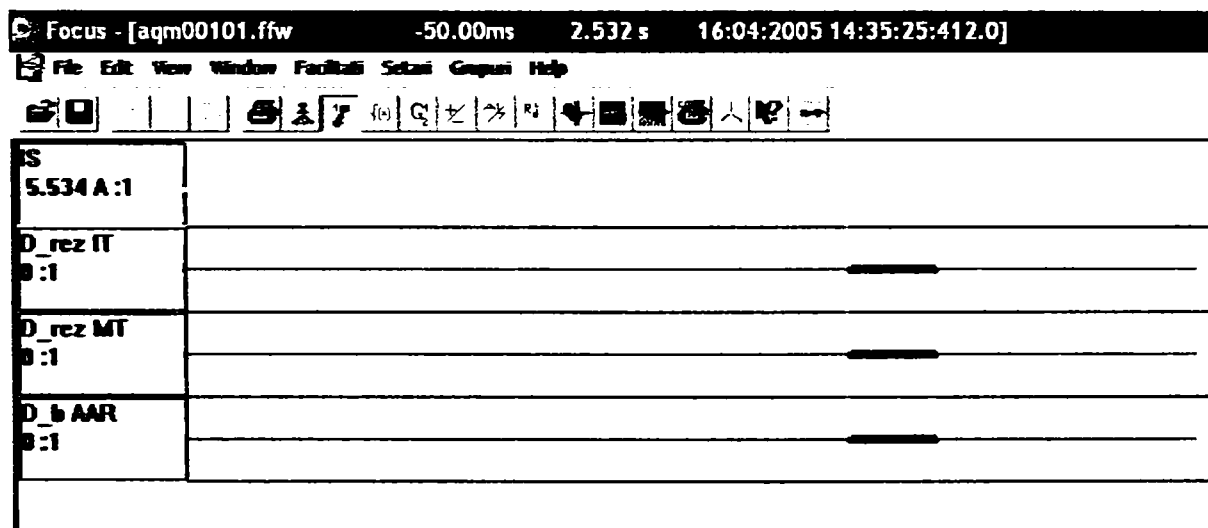


Fig 5.8 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PMC IT treapta 2 faza S

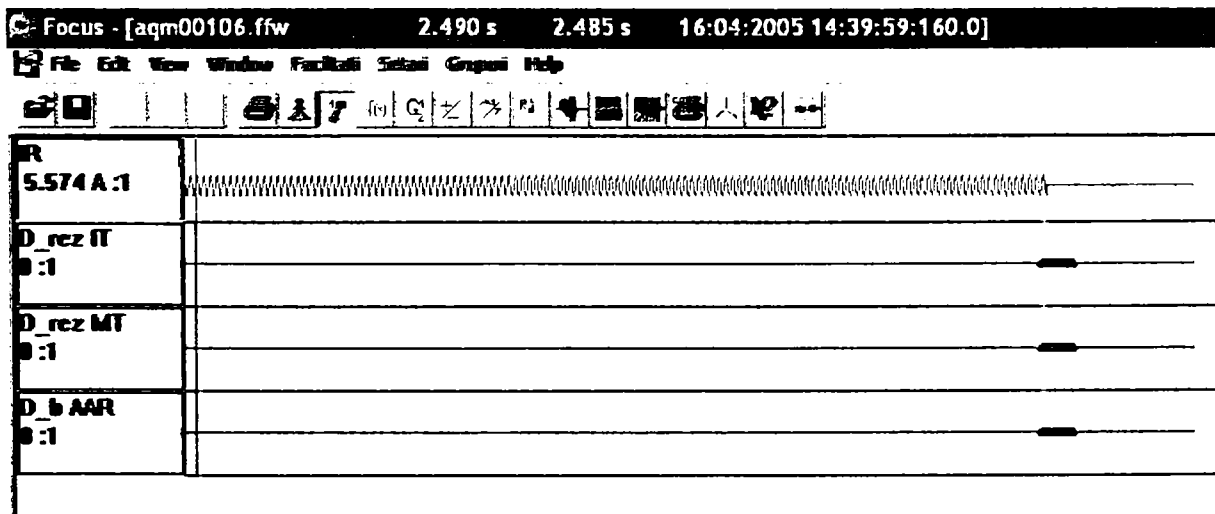


Fig 5.9 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PMC IT treapta 2 faza R

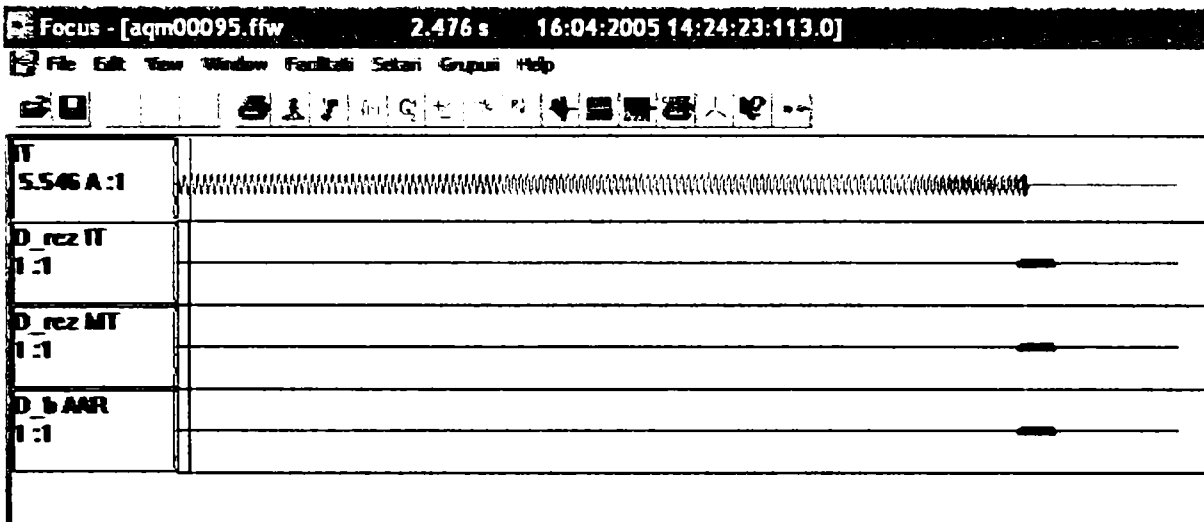


Fig 5.10 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PMC IT treapta 2 faza T

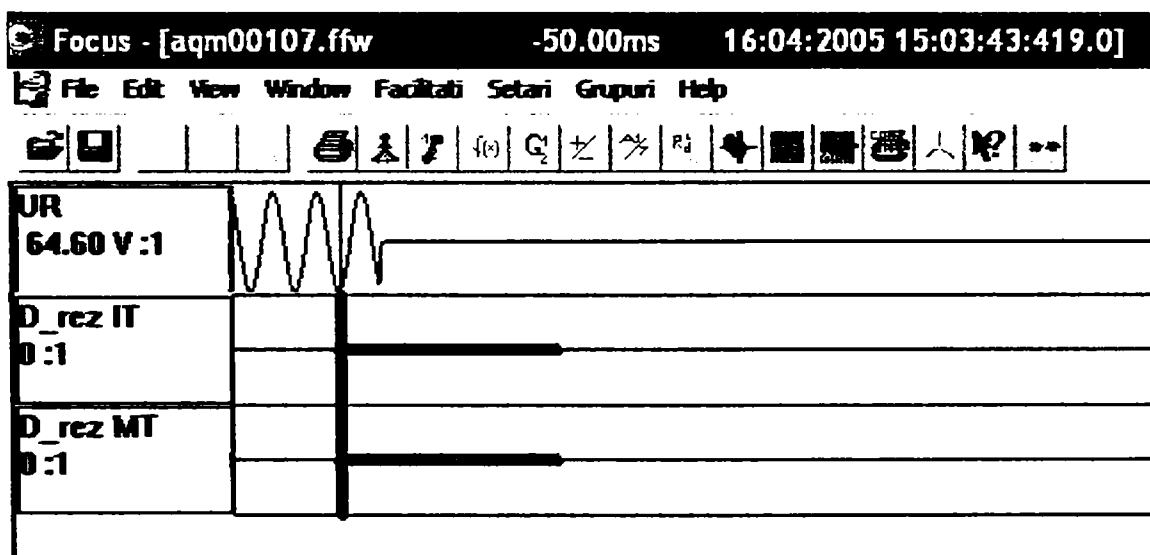


Fig 5.11 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PMT IT faza R

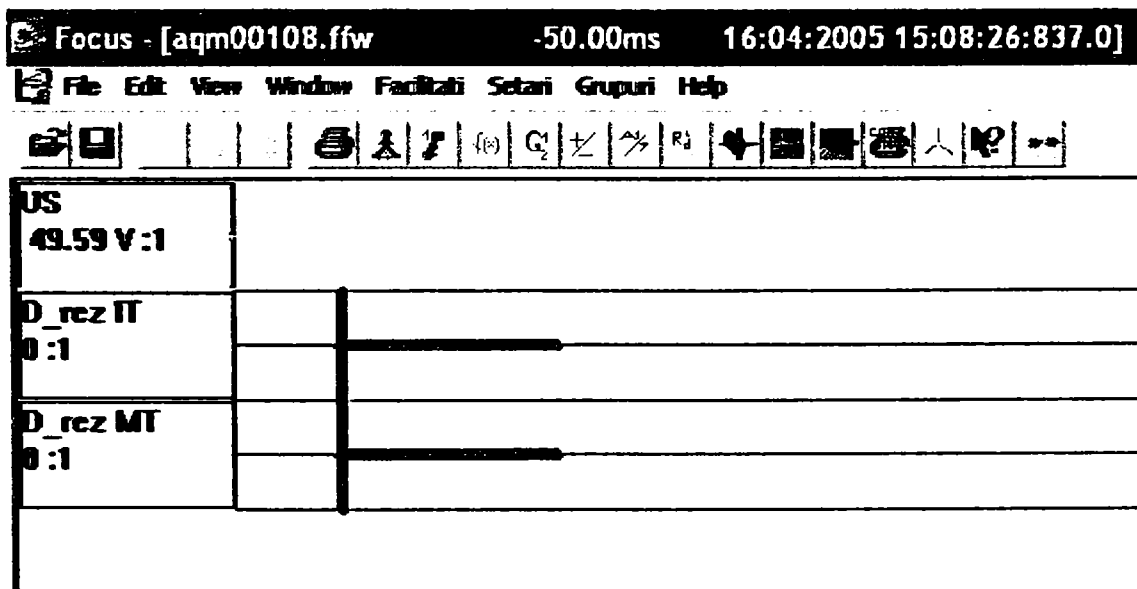


Fig 5.12 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PMT IT faza S

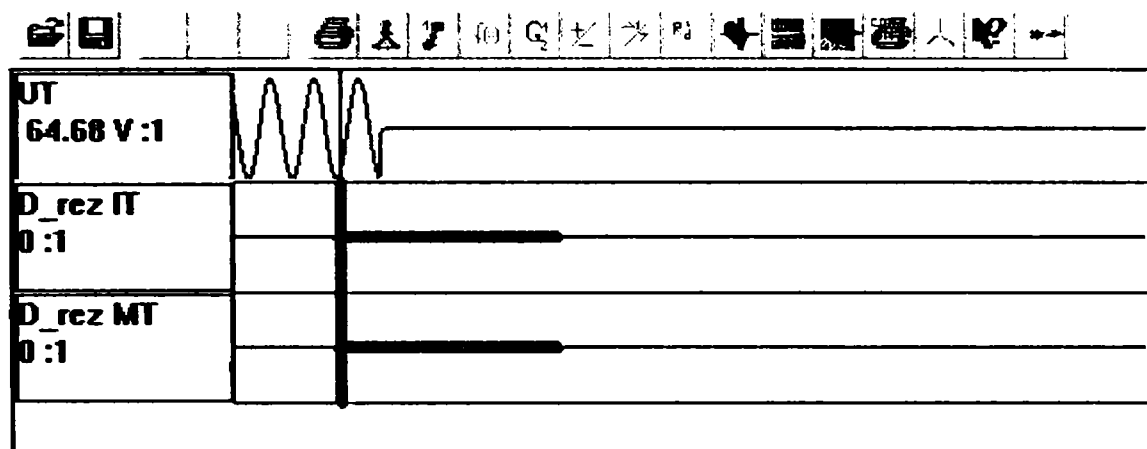


Fig 5.13 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PMT IT faza T

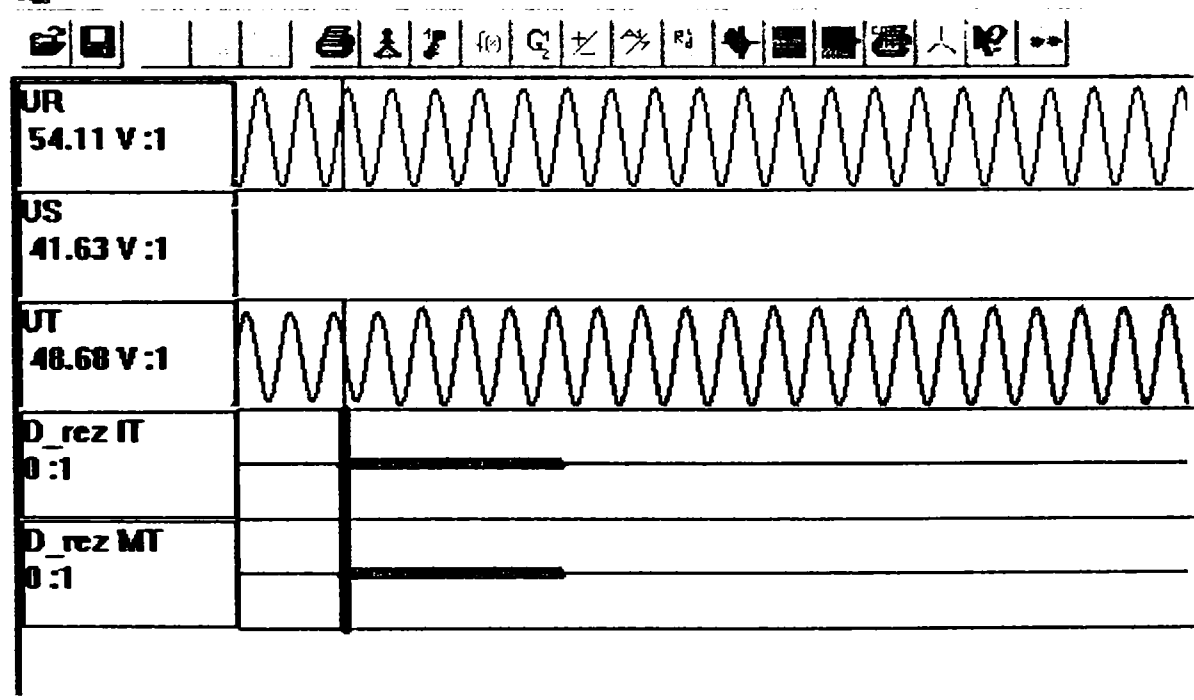


Fig 5.14 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PmT IT faza T

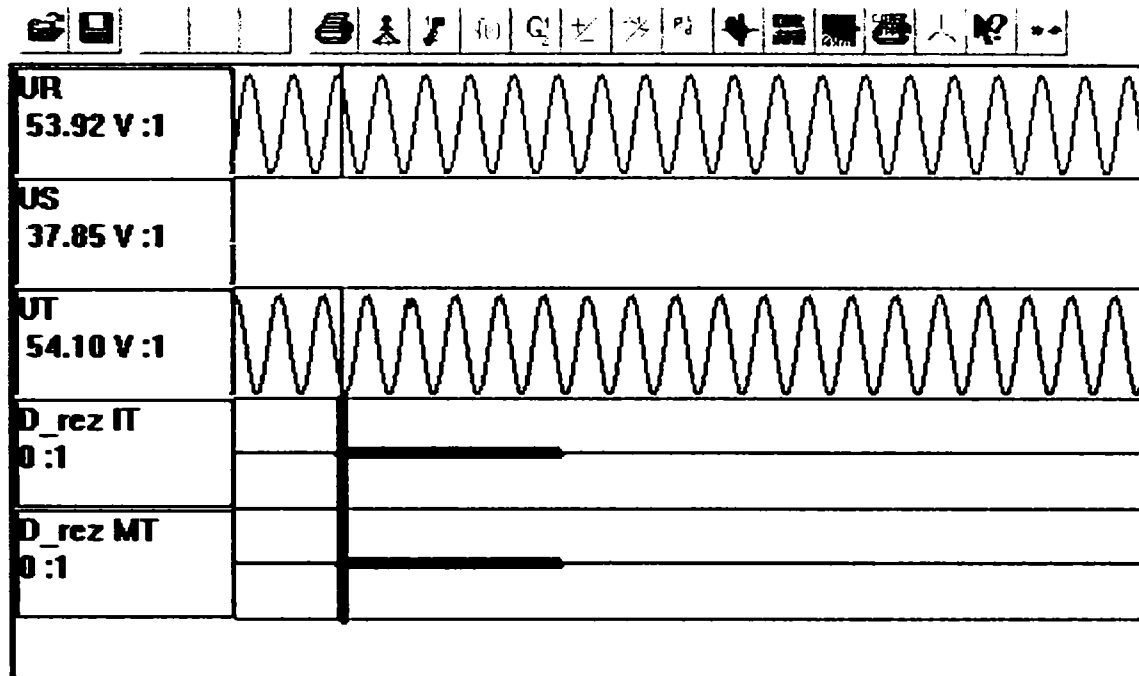


Fig 5.15 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PmT IT faza S

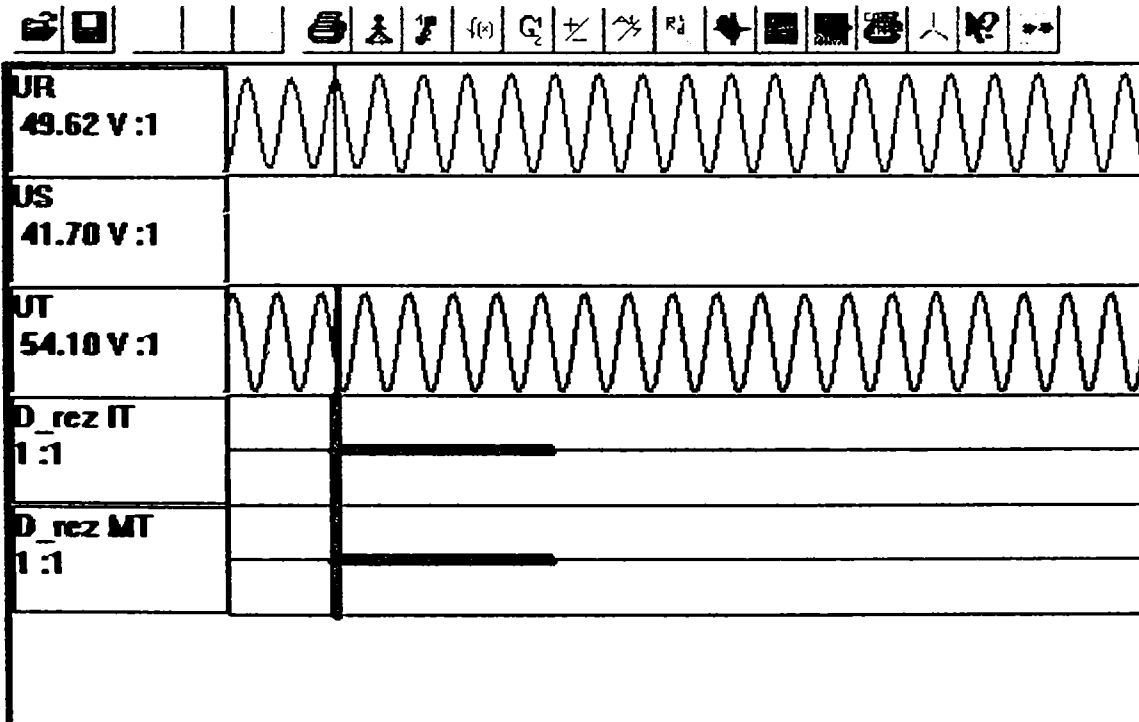


Fig 5.16 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin PmT IT faza R

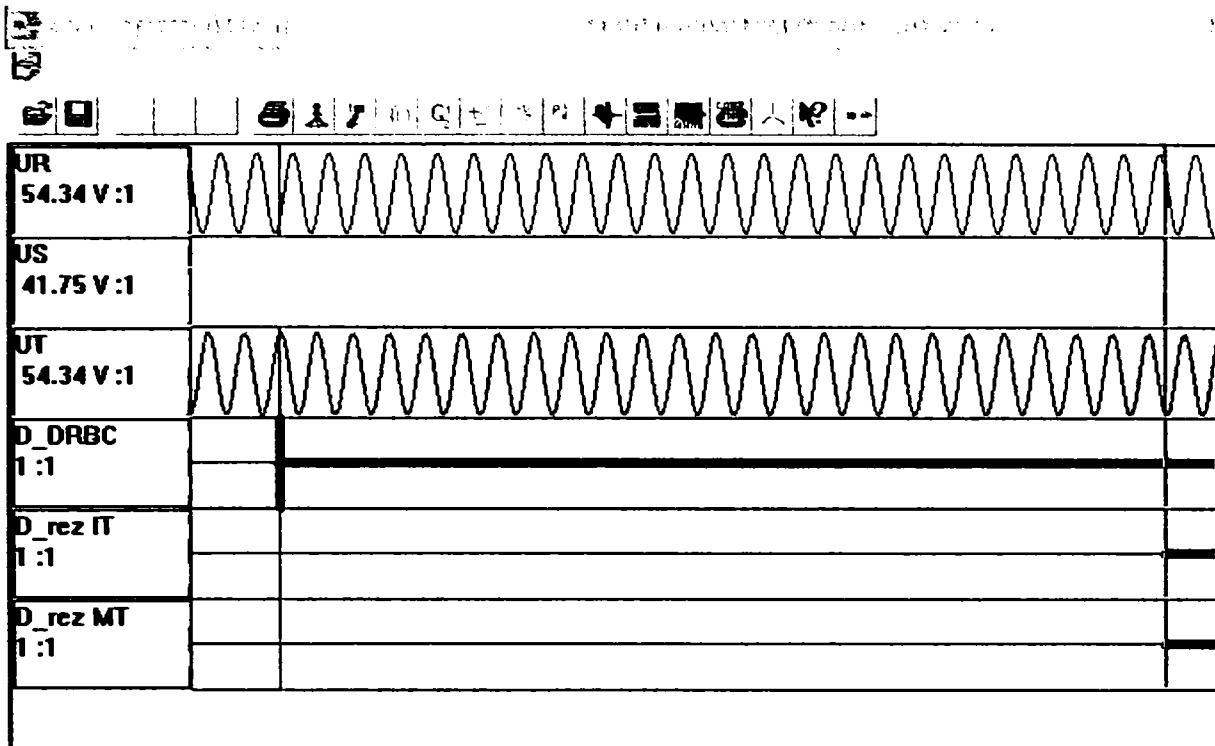


Fig 5.21 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin DRBC

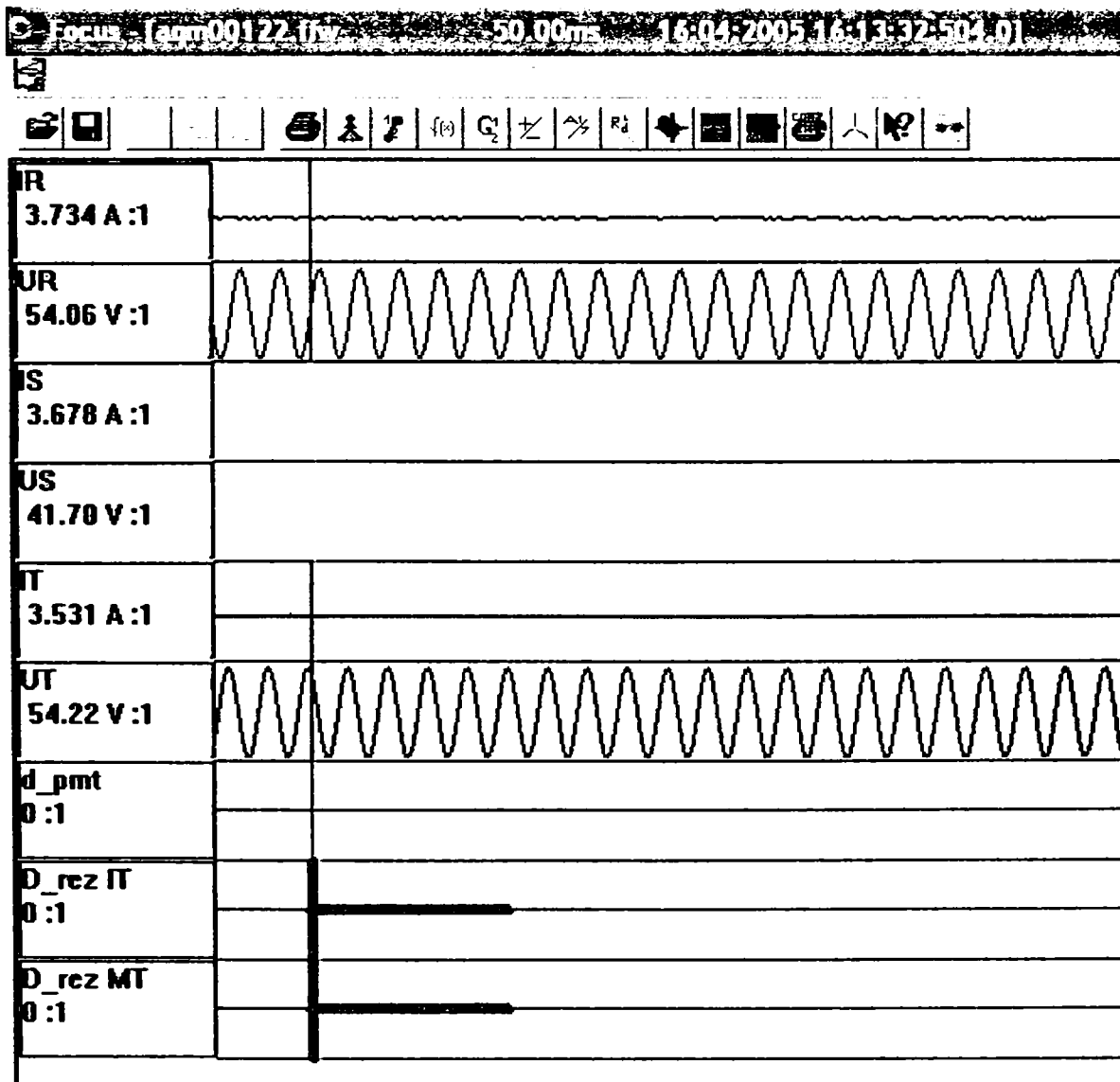


Fig 5.22 Oscilogramă declanșare TPT 100 prin DRMT

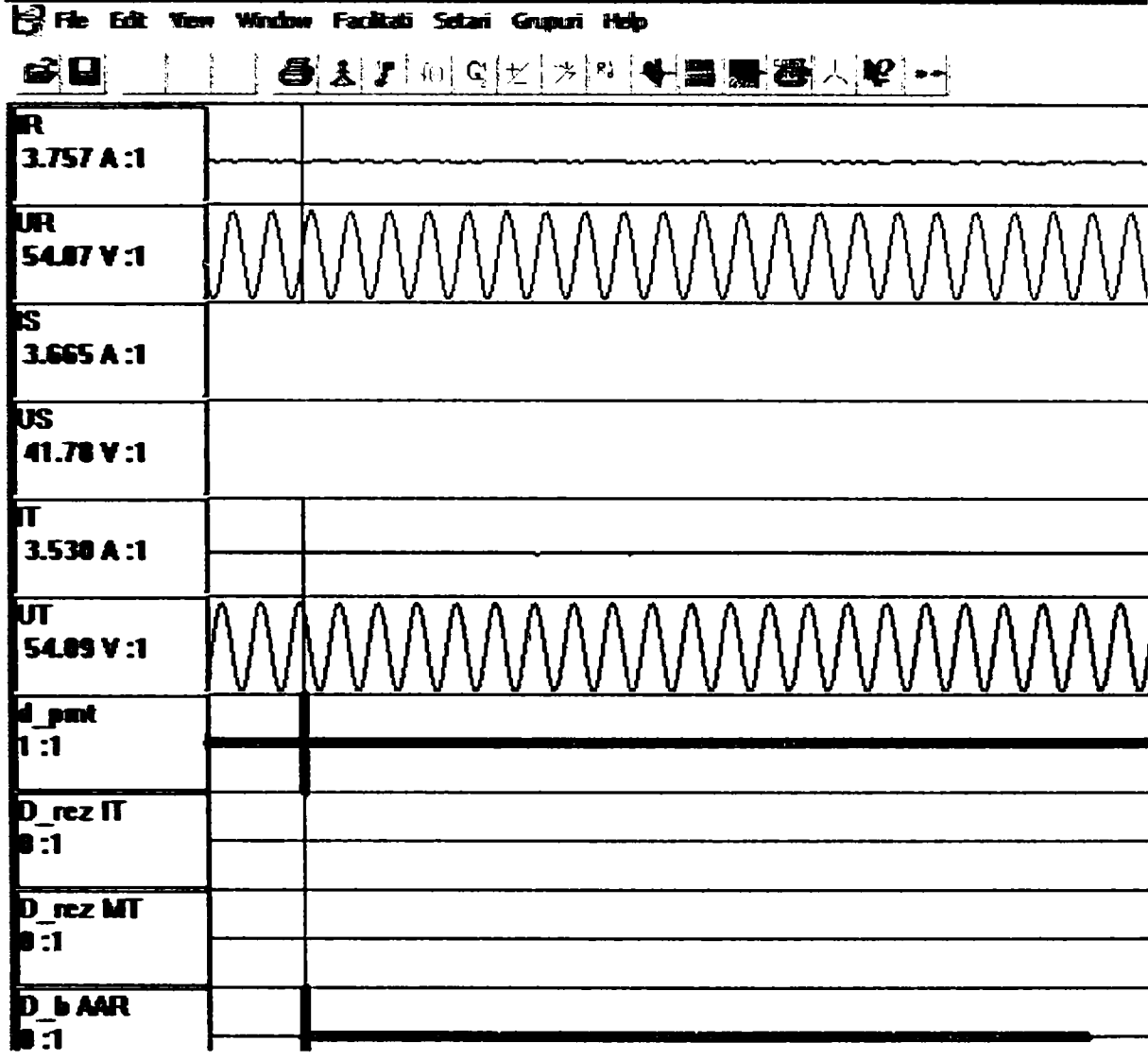


Fig 5.23 Oscilogramă neacționare TPT 100 prin DRMT în cazul demarajului la celulele de medie tensiune

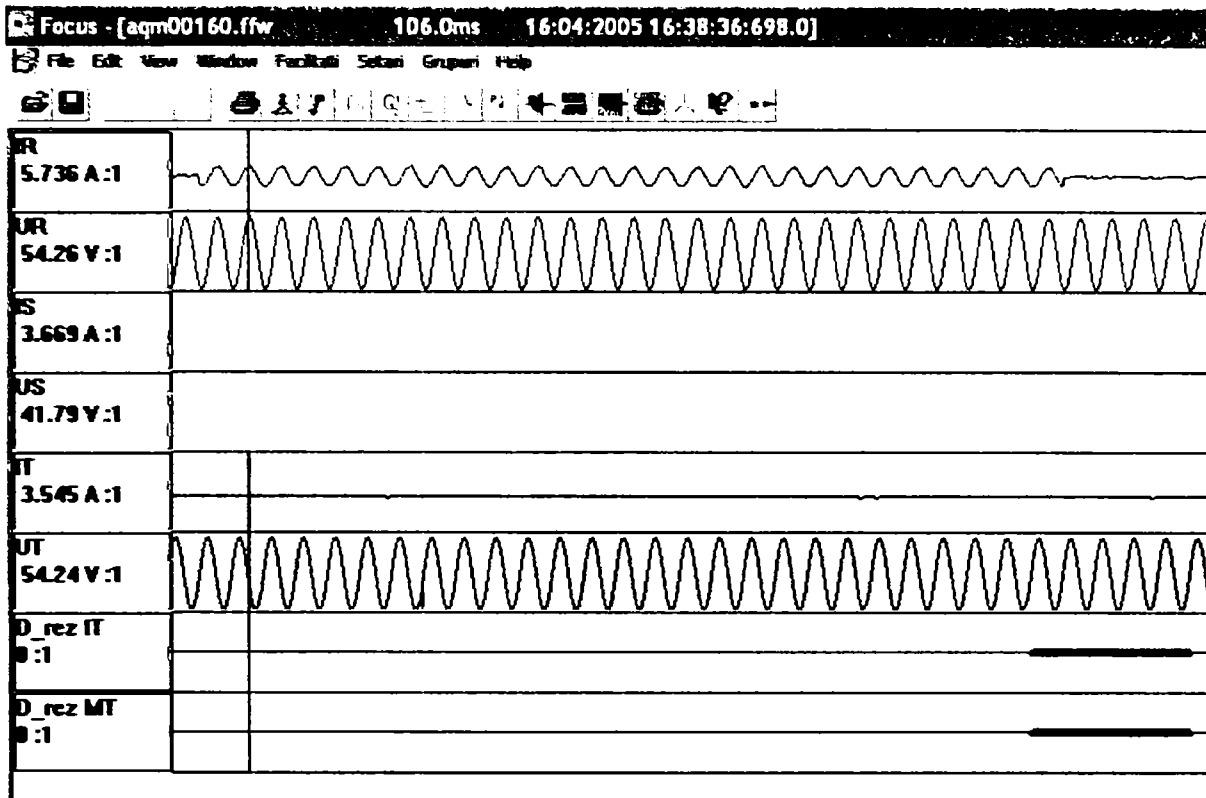


Fig 5.24 Oscilogramă acționare TPT 100 prin funcția de suprasarcină

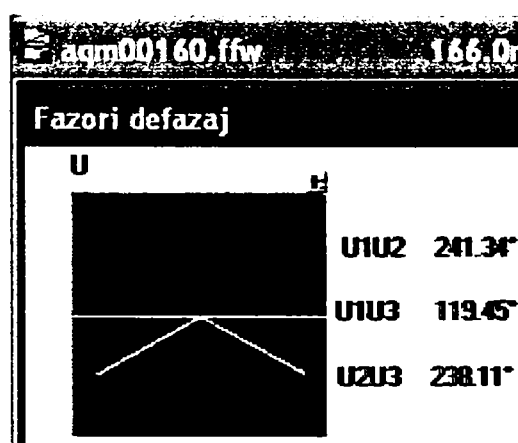


Fig 5.29 Diagrama tensiunilor la TPT 100 cu indicarea defazajelor

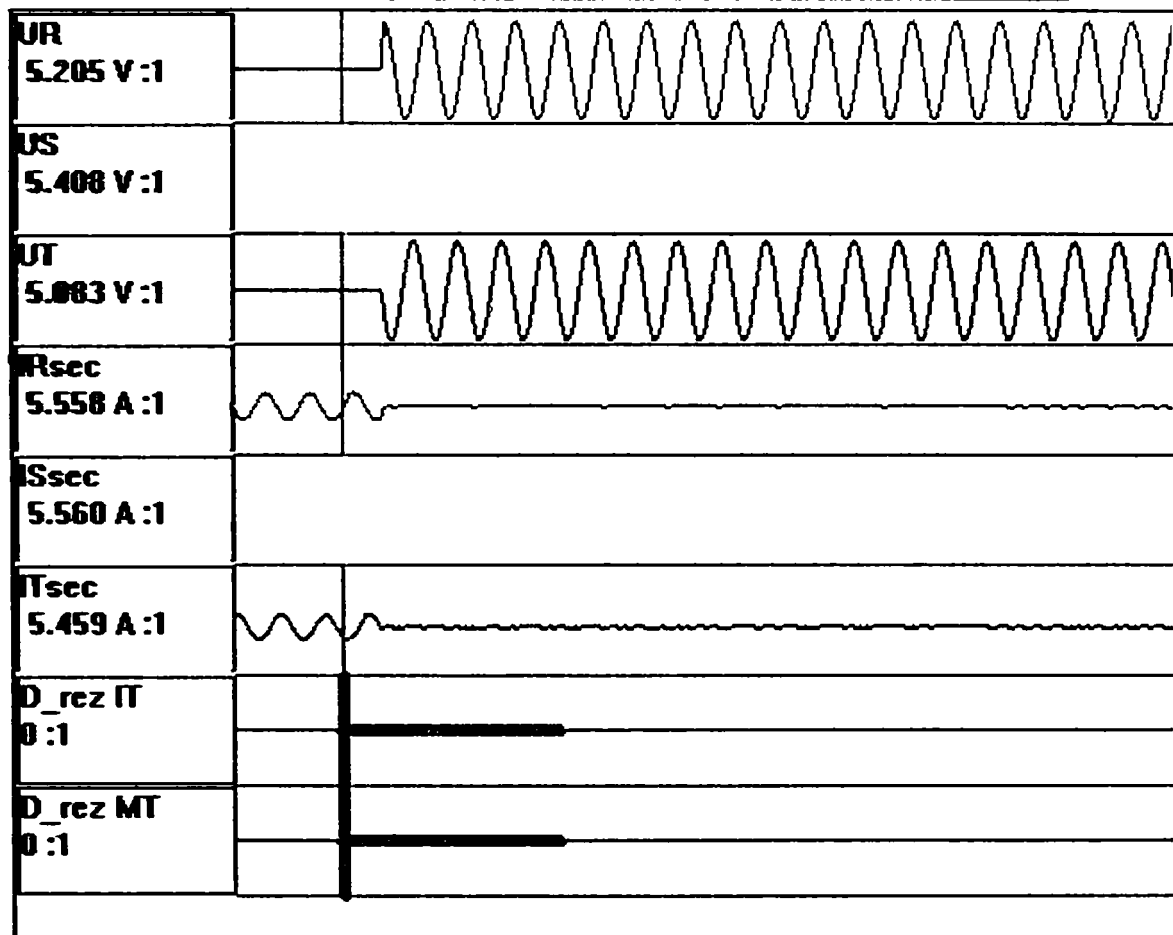
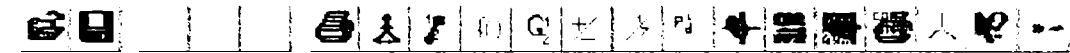


Fig 5.27 Oscilogramă acționare TPT 100 prin funcția de secvență inversă

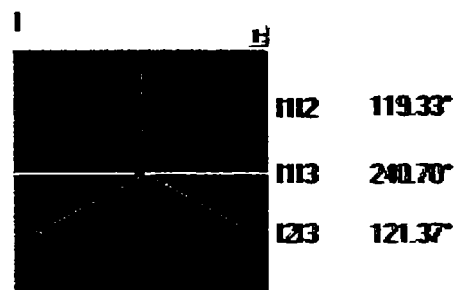


Fig 5.28 Diagrama curenților în succesiune inversă la TPT 100 cu indicarea defazajelor

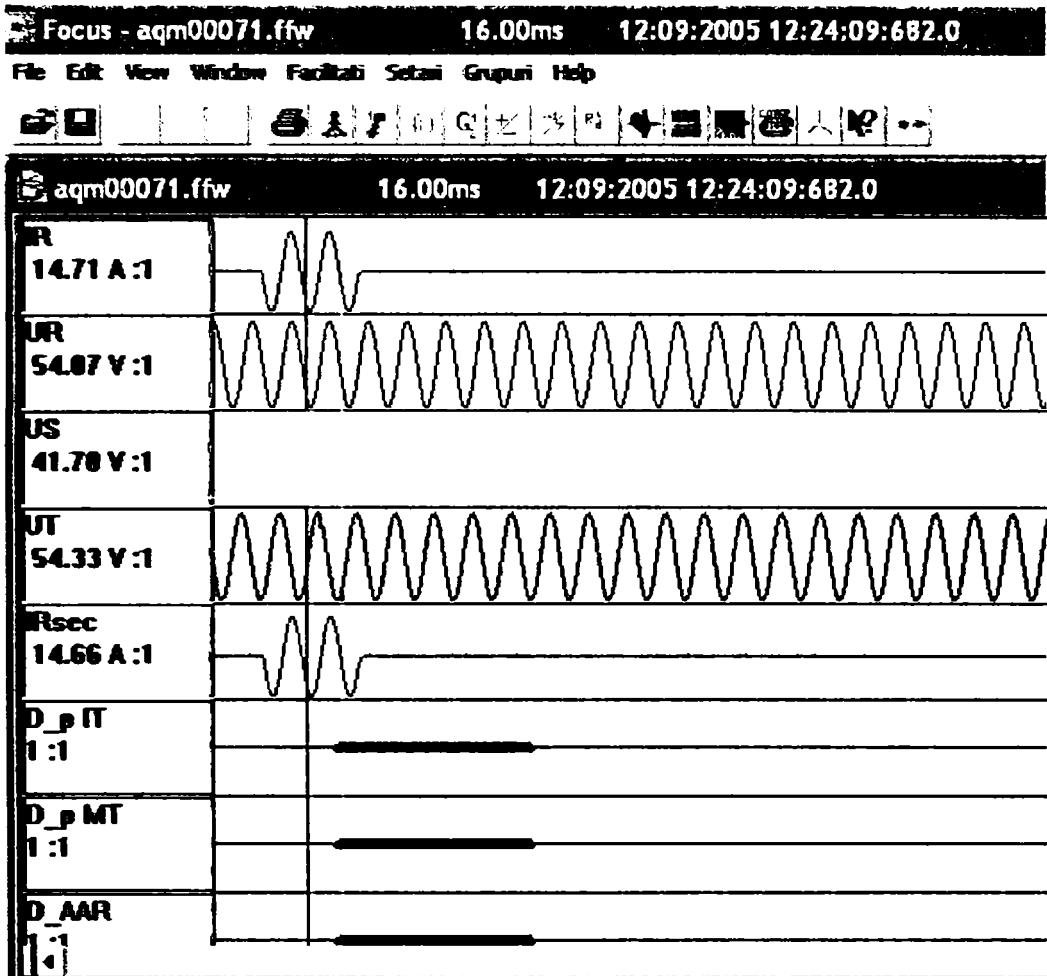


Fig 5.18 Oscilogramă acționare TPT 100 prin PDL faza R

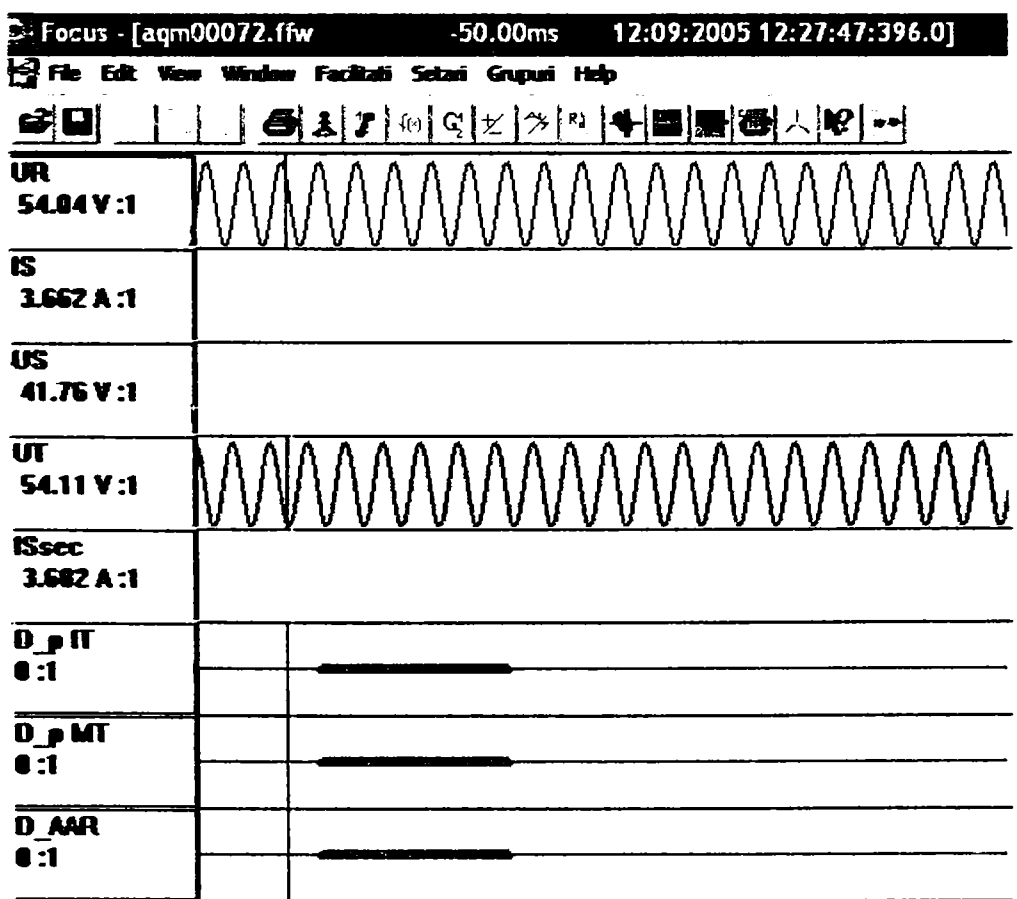


Fig 5.19 Oscilogramă acționare TPT 100 prin PDL faza S

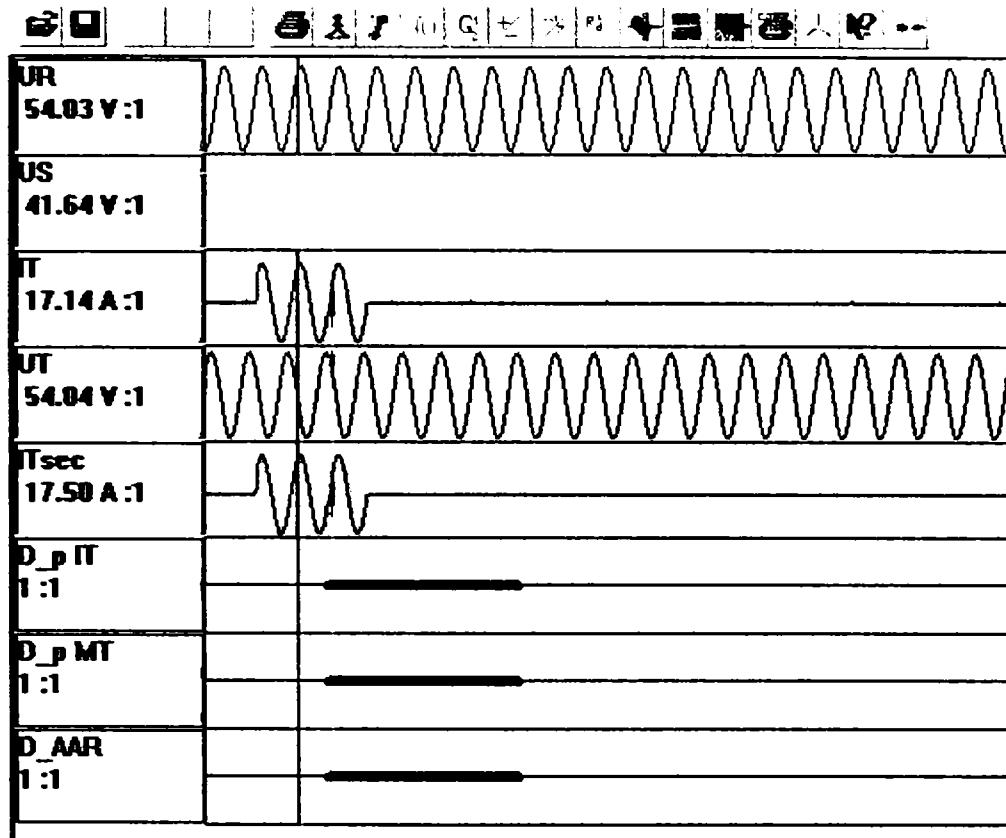


Fig 5.20 Oscilogramă acționare TPT 100 prin PDL faza T

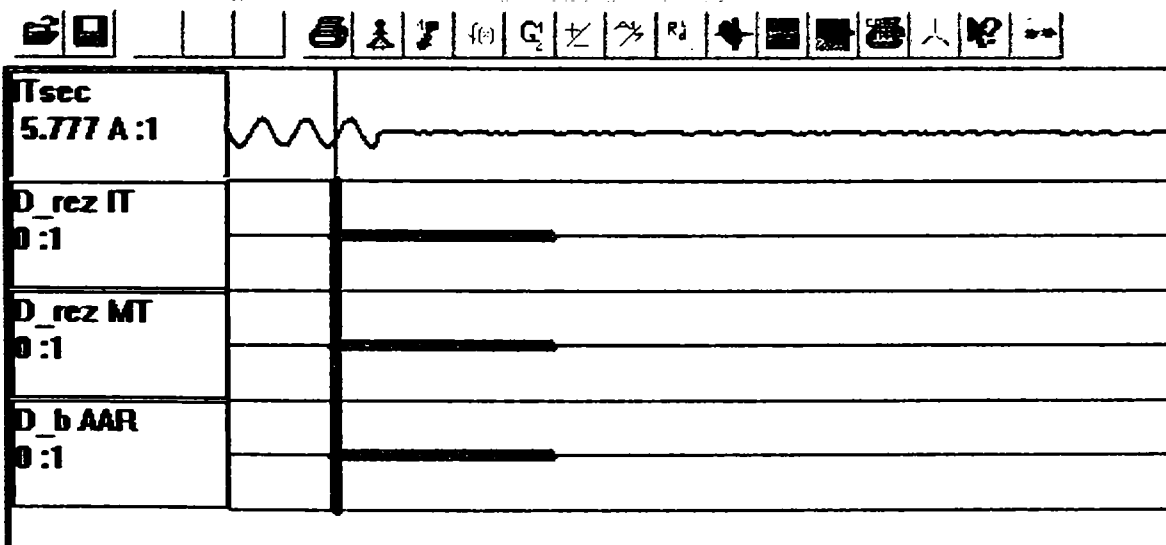


Fig 5.2 Oscilogramă acționare TPT 100 prin PMC faza T treapta I pe partea de medie tensiune

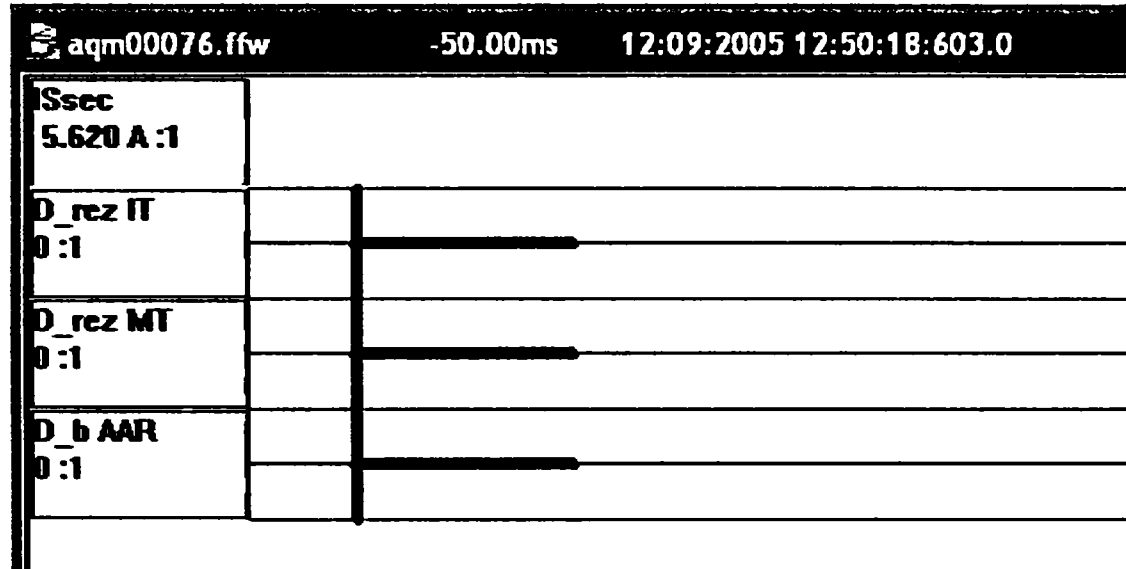
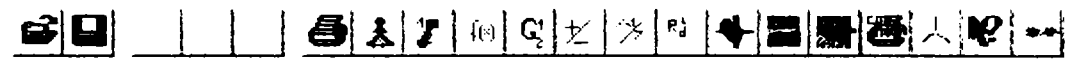


Fig 5.3 Oscilogramă acționare TPT 100 prin PMC faza S treapta 1 pe partea de medie tensiune

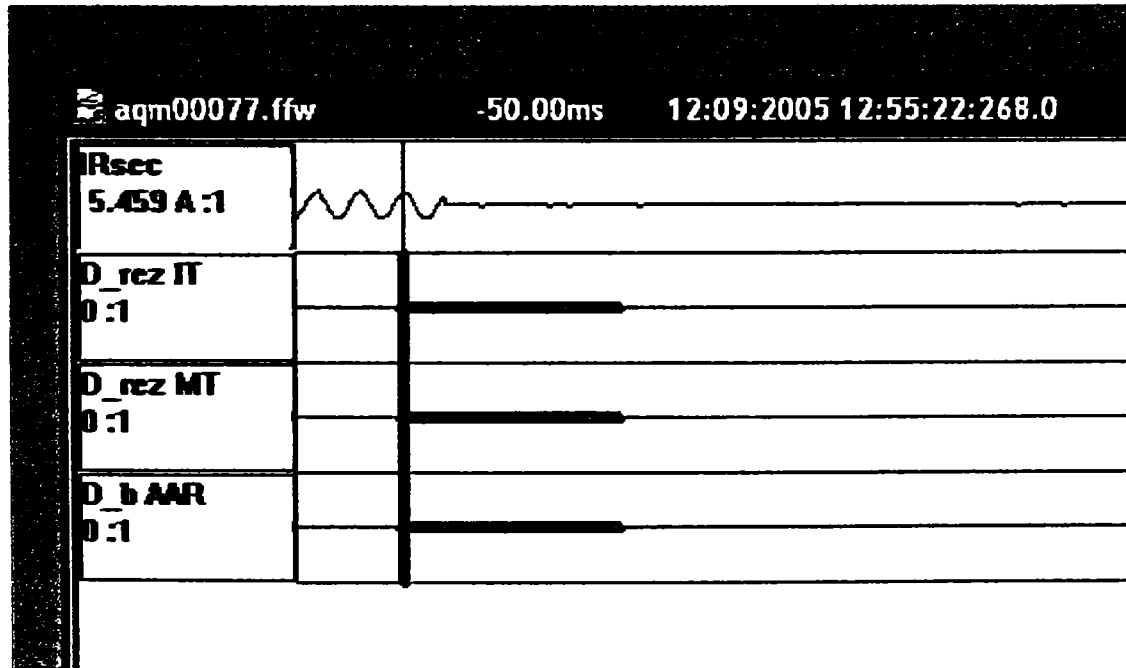
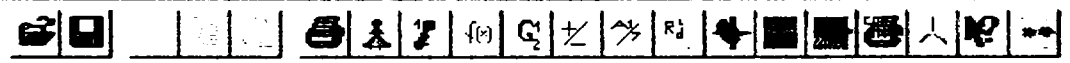
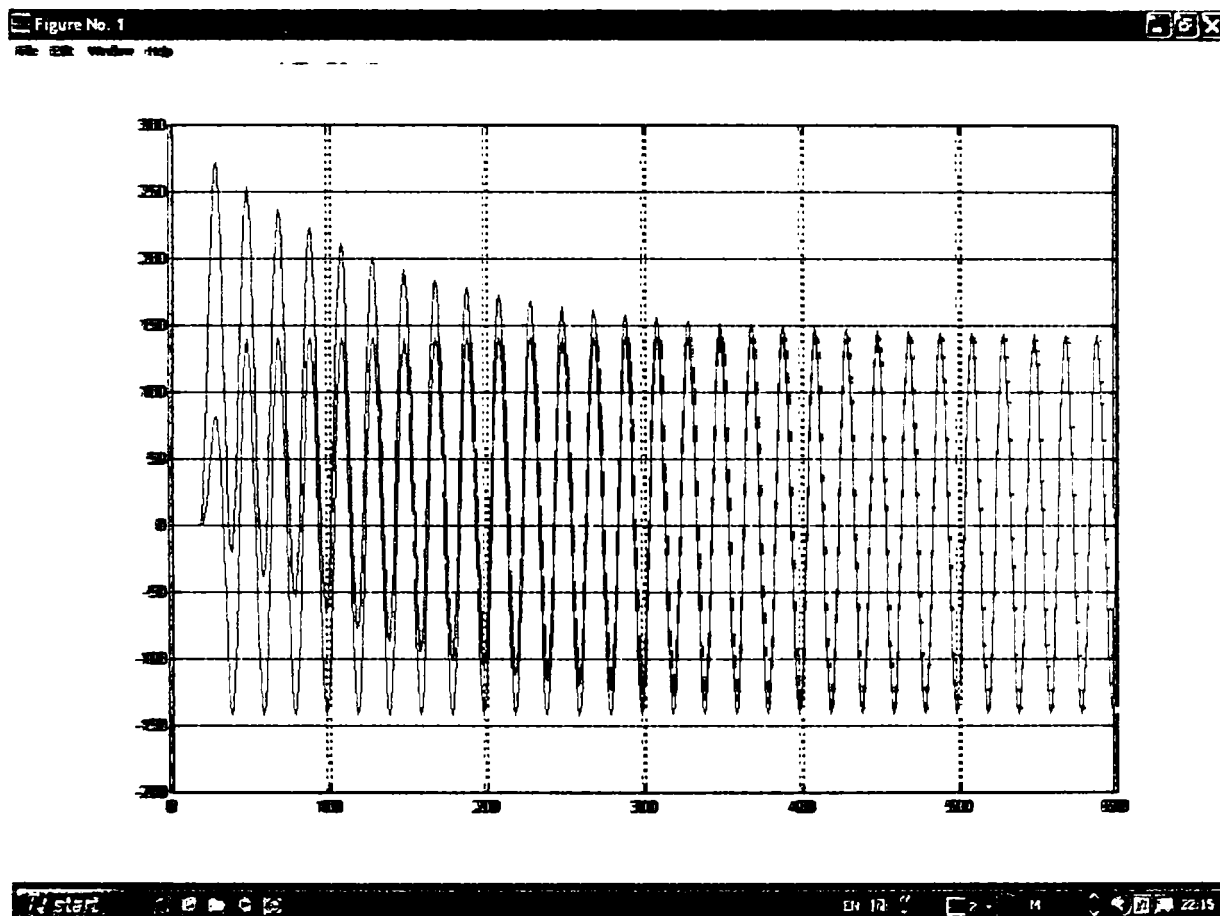
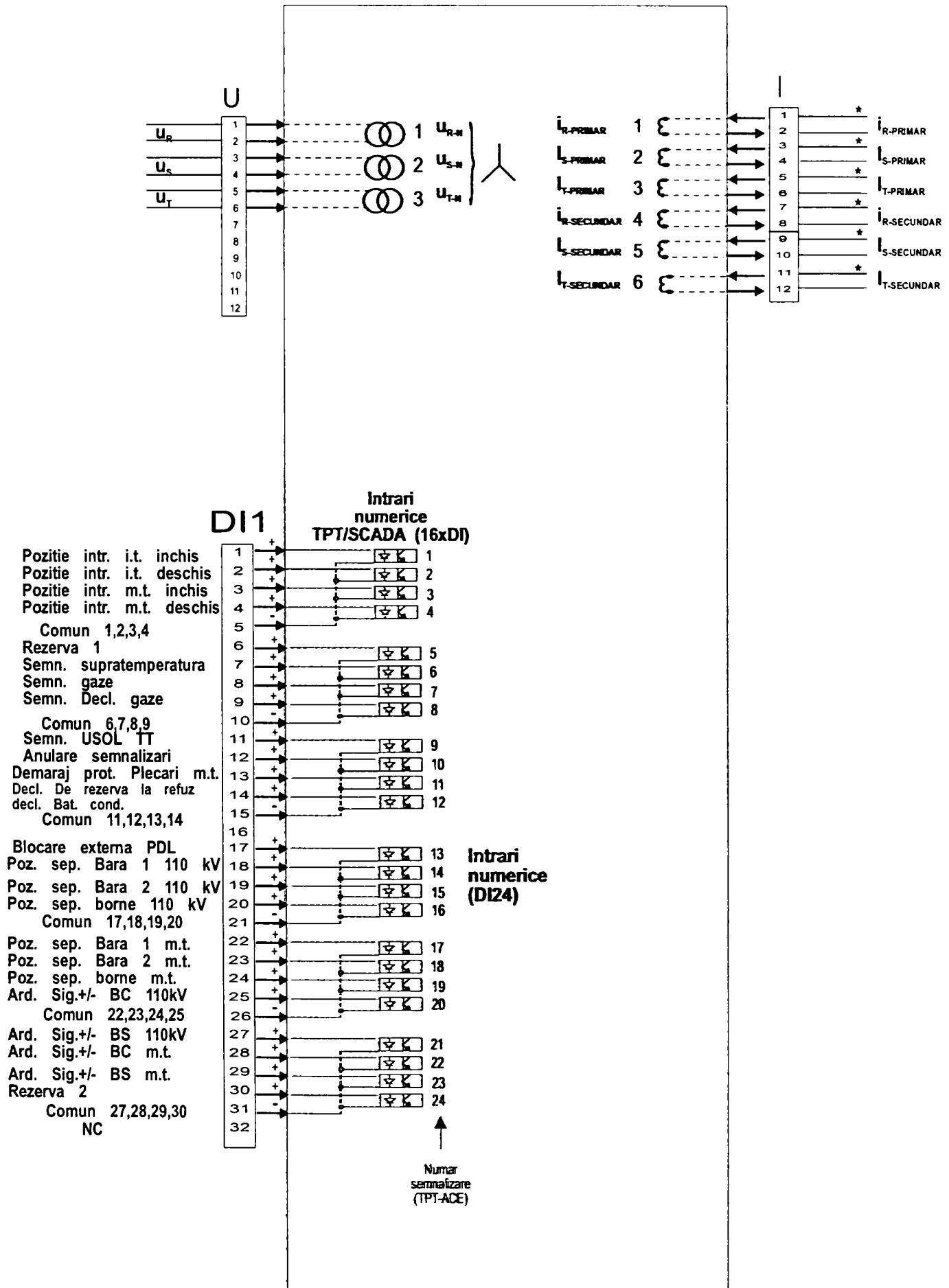


Fig 5.4 Oscilogramă acționare TPT 100 prin PMC faza R treapta 1 pe partea de medie tensiune

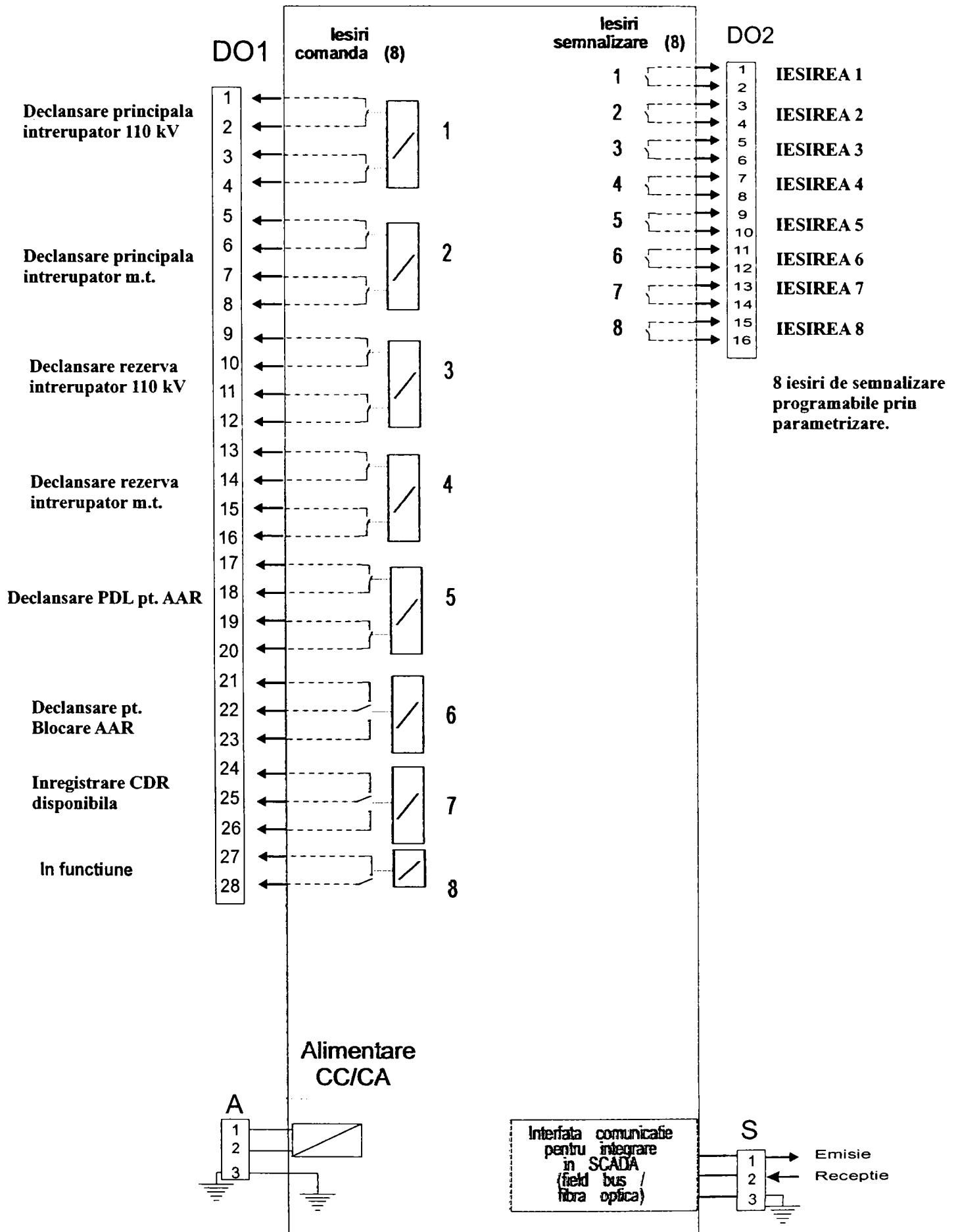
Răspunsul programului filtucos. Cu albastru este semnalul aperiodic de la intrarea filtrului, iar cu roșu semnalul de la ieșirea filtrului.



Anexa 17 - Conexiuni externe TPT 100:intrari analogice si digitale



Anexa 18 - Conexiuni externe TPT 100: iesiri de comanda si semnalizare



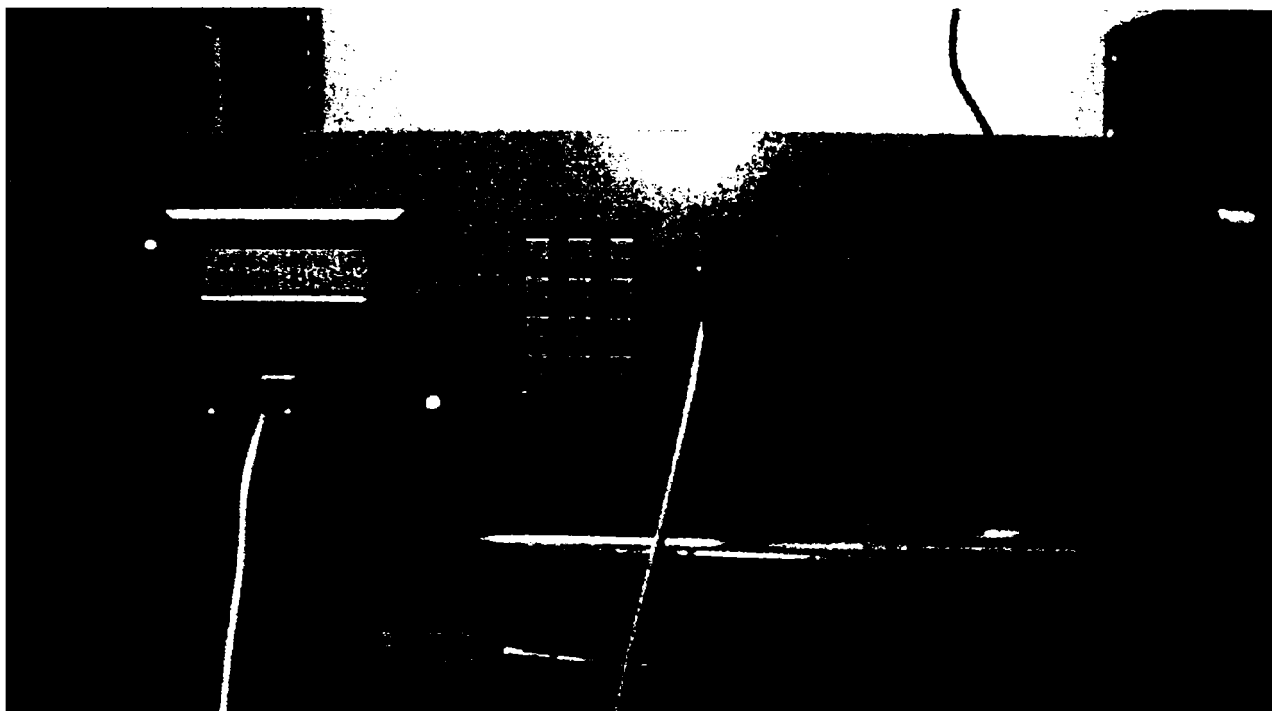


Foto 1 – TPT 100 vedere frontală

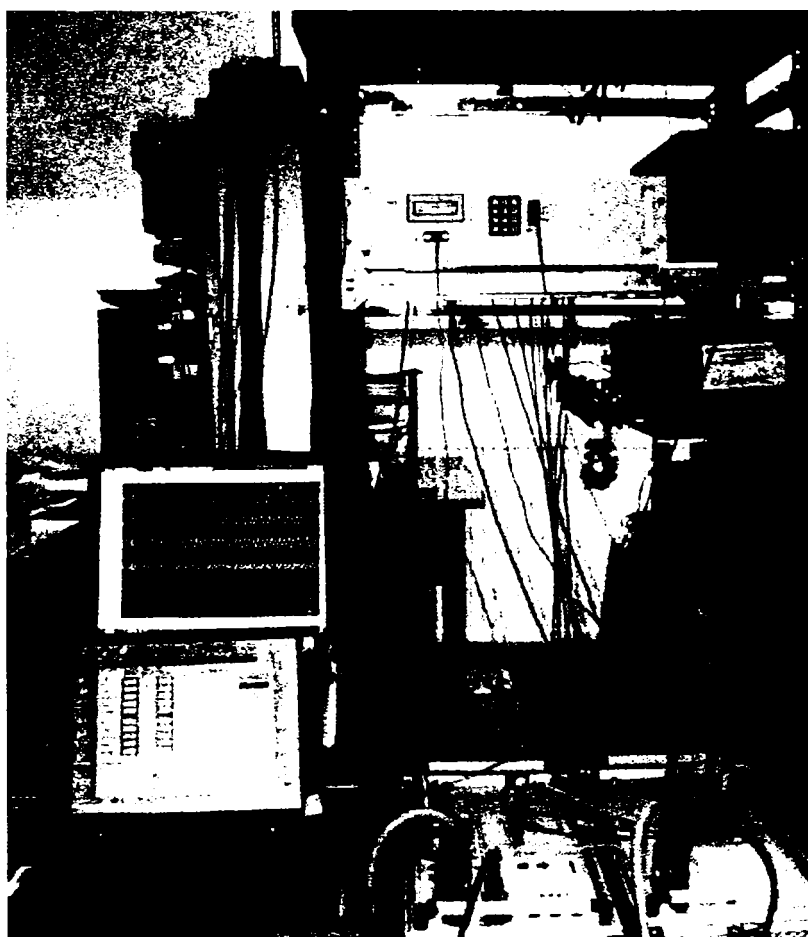


Foto 2 – Standul de probe pentru verificarea TPT 100

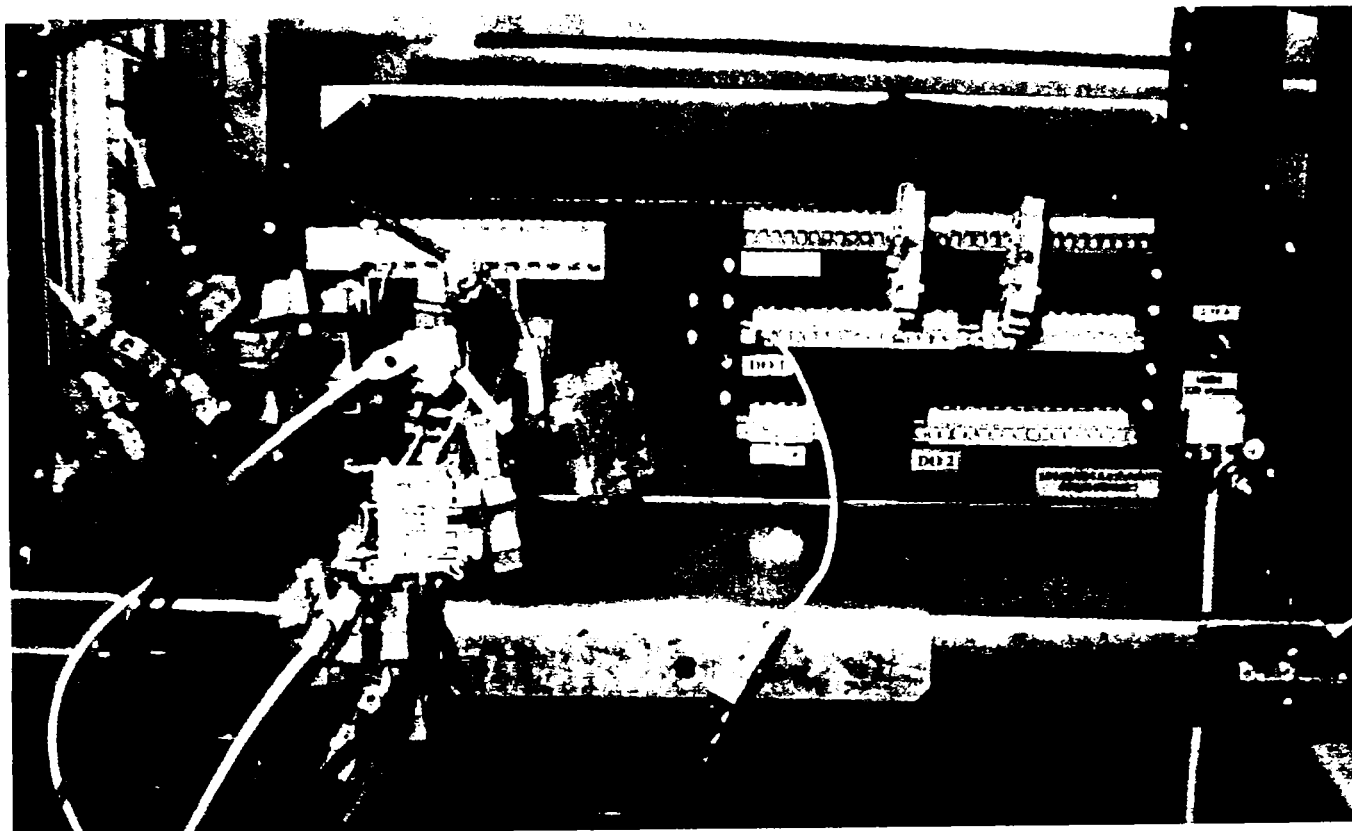


Foto 3 – Conexiuni externe pentru TPT 100

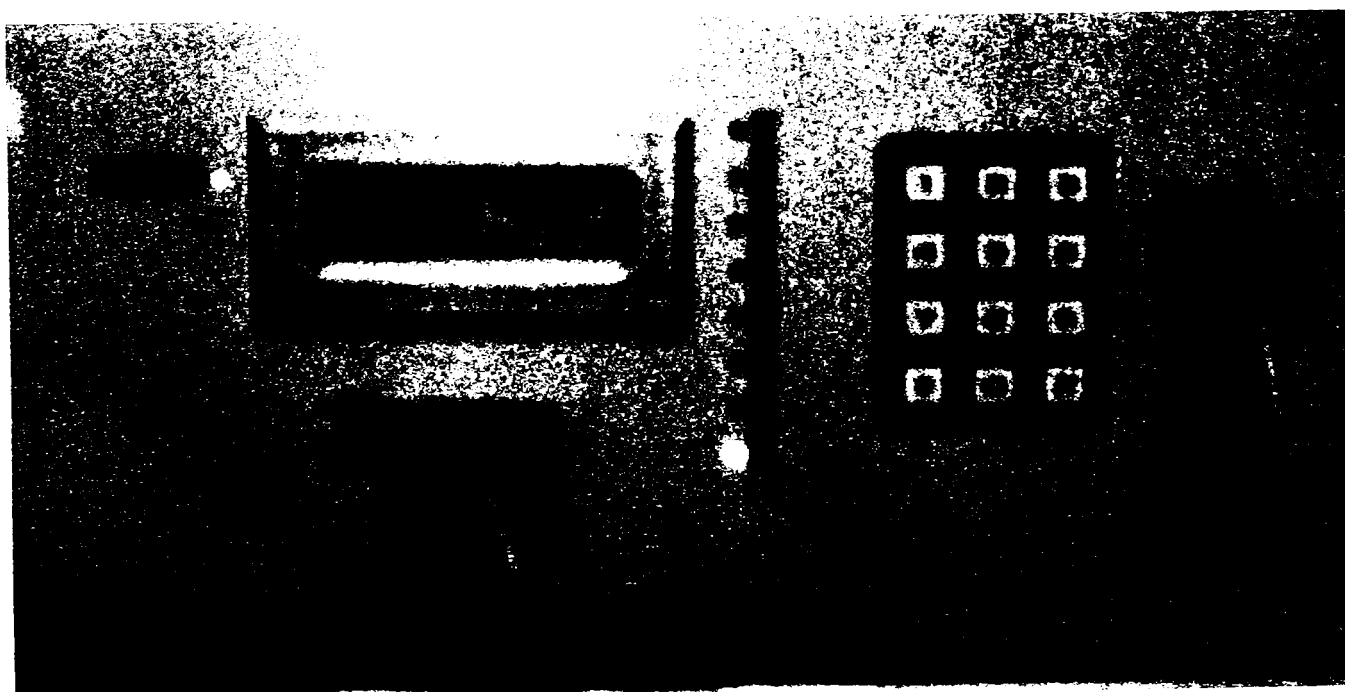


Foto 4 – Porturi comunicație TPT 100