DETERMINAREA PARAMETRILOR TRANSFORMATOARELOR DE MEDIE TENSIUNE ÎN VEDEREA OPTIMIZĂRII CONSUMURILOR ENERGETICE

Ion Voncilă*, Toader Munteanu*, Grigore Fetecău*, Maria Iliuță**
*Universitatea « Dunărea de Jos » din Galați
Facultatea de Inginerie Electrică şi Ştiința Calculatoarelor,
Strada Domnească, nr. 111, Galați
** AISE Galați
Tel./Fax.: 40236/460182
E-mail: Ion.Voncila@ugal.ro

Abstract

This paper presents an algorithm for the determination of the parameters of medium voltage transformers functioning in an unbalanced environment.

Thus it is possible to determine the parameters for the three equivalent models of the transformer, respectively for the direct, reverse and the homopolar components.

The purpose is to build a database including the transformers within a contour of the distribution network for an optimal power distribution amongst the nodes and the evaluation of losses and voltage drops using a dedicated software (DINIS).

The algorithm is based on the data supplied by the manufacturers of the transformers and on the directives STAS 1703-80 and IEC 60076-97.

1. Introducere

Transformatorul electric este un subsistem intrinsec sistemului energetic. Ca urmare, o funcționare defectuoasă a sa, datorită interconexiunilor din rețea, atrage o funcționare defectuoasă a întregului sistem energetic. Iată motivul pentru care, în condițiile actualei crize energetice, este imperios necesară optimizarea consumurilor energetice atât la distribuitorul de energie cât şi la fiecare beneficiar în parte al acestei energii. Reducerea consumurilor propii distribuitorului de energie se poate realiza numai printr-o cunoaştere exhaustivă a caracteristicilor funcționale ale echipamentelor din sistem. Un loc aparte în acest sistem îl ocupă, după cum spuneam, transformatorul electric. Urmărirea continuă a funcționalității acestor echipamente este posibilă numai prin cunoaşterea parametrilor ce determină o anumită stare. Desigur, luarea deciziilor în timp util presupune o monitorizare continuă a stărilor, deci, în ultimă instanță, a parametrilor ce caracterizează funcționarea echipamentelor la un moment dat. În cazul transformatorului electric este necesară cunoaşterea parametrilor schemei echivalente. Lucrarea şi-a propus drept scop elaborarea unui algoritm care să permită determinarea parametrilor schemei echivalente pentru transformatoarele de medie tensiune dintr-un anumit contur al sistemului energetic. Ulterior, aceştia vor fi înglobați într-o bază de date – ce va conține parametrii tuturor echipamentelor din conturul analizat - pentru a servi la analiza globală a rețelei specifice distribuitorului, cu ajutorul unui soft specializat (DINIS).

Deoarece regimul global de funcționare a conturului analizat (cât şi al sistemului energetic în ansamblu) este cel nesimetric, pentru o aproximare cât mai bună a stării reale, şi transformatoarele studiate trebuie privite din acest punct de vedere, respectiv al funcționării în regim nesimetric. În acest caz, în analiza transformatoarelor intervine metoda componentelor simetrice. Ca urmare, celor trei sisteme de succesiune – directă, inversă şi homopolară – le corespund trei scheme echivalente pentru fiecare transformator. Deci, în cazul general de funcționare al transformatorului electric în regim nesimetric, sunt necesari de determinat parametrii celor trei scheme echivalente. Pentru primele două secvențe – directă şi inversă – transformatorul are, practic, aceeaşi schemă echivalentă, nuanțe apărând, doar, în cazul secvenței homopolare (determinate de tipul miezului feromagnetic, conexiunile înfăşurărilor etc.). În aceste condiții, se determină, doar, parametrii a două scheme echivalente.

2. Algoritmul de determinare a parametrilor schemelor echivalente ale transformatoarelor de medie tensiune în regim nesimetric

2.1 Determinarea parametrilor transformatoarelor pentru secvența directă (inversă)

Determinarea parametrilor schemei echivalente (schema în T – fig.1) ai transformatorului se realizează conform standardelor (STAS 1703/7-80, IEC 60076/8-1997), pe baza urmatoarelor încercări:

- Încercarea la **funcționarea în gol**, pe baza căreia se determină parametrii din porțiunea derivație a schemei echivalente (rezistența pentru modelarea pierderilor în miezul feromagnetic, R_{Fe}, respectiv, reactanța de magnetizare (utilă), X_u);
- Încercarea la **scurtcircuit**, pe baza căreia se determină parametrii din porțiunea serie a schemei echivalente (rezistențele înfăşurării primare şi secundare, respectiv, reactanțele înfăşurării primare şi secundare).

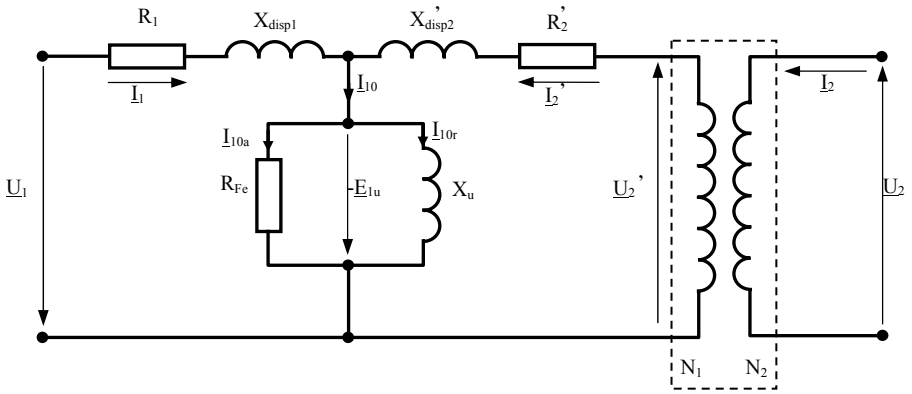

Fig.1

La încercarea **de mers în gol** se determină, totodată, şi următoarele mărimi:

1. pierderile în miezul feromagnetic;
2. raportul de transformare;
3. factorul de putere la mersul în gol.

La încercarea **de scurtcircuit** se determină, totodată, şi următoarele mărimi:

1. pierderile în înfăşurările transformatorului (Joule) şi pierderile suplimentare (datorate efectului de refulare a curentului în conductoare şi fluxului de scăpări prin pereții cuvei transformatorului);
2. tensiunea relativă de scurtcircuit;
3. factorul de putere la scurtcircuit.

Într-o primă etapă, s-au obținut rezultatele încercărilor specificate mai sus (**gol**, respectiv, **scurtcircuit**) de la producatorul acestor echipamente. În etapa următoare, cu ajutorul acestor rezultate, s-au determinat, urmărind recomandările din standarde, toți parametrii schemei echivalente ai transformatorului, cât şi alte mărimi specifice reclamate de programul DINIS (conductanța, G_{Fe}, susceptanța, B_u, tangenta unghiului de avans histerezis, $tg\alpha$, etc.).

Algoritmul presupune parcurgerea următorilor paşi:

- **Determinarea valorii absolute a curentului la funcționarea în gol**

Cunoscându-se valoarea procentuală, $i_{10}[\%]$, a curentului de mers în gol, se determină valoarea absolută cu relația:

$$I_{10} = \frac{i_{10}[\%]}{100} \cdot I_{1n}[A], \tag{1}$$

unde I_{1n} este valoarea curentului nominal de fază (conexiunea înfăşurărilor fiind precizată).

- **Determinarea factorului de putere la funcționarea în gol**

Cunoscându-se valoarea puterii absorbite la mersul în gol în primarul transformatorului, P_{10}, valoarea tensiunii de linie, $U_{10} = U_{1n}$, şi a intensității curentului de linie la mersul în gol (conexiunea înfăşurărilor fiind precizată), I_{10}, se determină factorul de putere cu relația:

$$\cos\varphi_{10} = \frac{P_{10}[kW]}{\sqrt{3} \cdot U_{10}[kV] \cdot I_{10}}. \tag{2}$$

- **Determinarea componentei active a curentului de mers în gol**

$$I_{10a} = I_{10} \cdot \cos\varphi_{10}[A]. \tag{3}$$

- **Determinarea lui** $\sin\varphi_{10}$**,**

$$\sin\varphi_{10} = \sqrt{1 - \cos\varphi_{10}^2}. \tag{4}$$

- **Determinarea componentei reactive a curentului de mers în gol**

$$I_{10r} = I_{10} \cdot \sin\varphi_{10}[A]. \quad \textbf{(5)}$$

- **Determinarea rezistenței de modelare a pierderilor în miezul feromagnetic**

$$R_{Fe} = \frac{U_{10}}{\sqrt{3} \cdot I_{10a}} = \frac{P_{10} \cdot 10^3[W]}{3 \cdot I_{10a}^2}[\Omega]. \quad (6)$$

- **Determinarea reactanței de magnetizare (utile)**

$$X_u = \frac{U_{10}}{\sqrt{3} \cdot I_{10r}}[\Omega]. \quad (7)$$

- **Determinarea conductanței**

$$G_{Fe} = \frac{1}{R_{Fe}}[S]. \quad (8)$$

- **Determinarea susceptanței**

$$B_u = \frac{1}{X_u}[S]. \quad (9)$$

- **Determinarea raportului de transformare**

$$k_T = \frac{U_{10}}{U_{20}}, \quad (10)$$

unde U_{10}, U_{20} sunt tensiunile de linie, la mersul în gol, din primar, respectiv, din secundar.

- **Determinarea tangentei unghiului de avans histerezis**

Tangenta unghiului de avans histerezis se determină cu relația:

$$tg\alpha = \frac{I_{10a}}{I_{10r}}. \quad (11)$$

- **Determinarea lui** $\cos\alpha$

Având în vedere că pentru transformator se definește, cu predilecție, cosinusul unghiului de defazaj dintre direcțiile fazorilor a două mărimi, s-a preferat determinarea, suplimentară, a cosinusului unghiului de avans histerezis, cu ajutorul relației:

$$\cos\alpha = \frac{I_{10r}}{I_{10}}. \quad (12)$$

- **Determinarea valorii absolute a tensiunii la funcționarea în scurtcircuit**

Cunoscându-se valoarea tensiunii relative de scurtcircuit (exprimare procentuală), $u_k[\%]$, se determină valoarea absolută a tensiunii pentru încercarea de scurtcircuit, cu relația

$$U_k = \frac{u_k}{100} \cdot U_{1n}[V], \quad (13)$$

unde U_{1n} reprezintă valoarea tensiunii nominale de fază din primarul transformatorului (conexiunea fiind cunoscută).

- **Determinarea impedanței echivalente la scurtcircuit**

$$Z_k = \frac{U_k}{I_{1n}} [\Omega], \tag{14}$$

unde I_{1n} reprezintă valoarea nominală a intensității curentului de fază din primarul transformatorului (particularitatea încercării de scurtcircuit fiind tocmai aceea că înfăşurarea primară a transformatorului se alimentează cu acea tensiune care determină stabilirea curentului nominal prin aceasta).

- **Determinarea rezistentei echivalente la scurtcircuit**

$$R_k = R_1 + R_2^{'} = R_1 + k_T^2 \cdot R_2 [\Omega], \tag{15}$$

unde $R_2^{'}$ este rezistența raportată a înfăşurării secundare a transformatorului la înfăşurarea primară a acestuia. Cu R_1, R_2 s-au notat rezistențele reale ale înfăşurărilor primară, respectiv, secundară ale transformatorului şi au fost determinate de constructor pe standul de încercări prin metoda indirecta a ampermetrului şi voltmetrului (**în stare rece**). Deoarece pierderile determinate pe baza încercării de scurtcircuit a transformatorului sunt recalculate, întotdeauna, la o temperatură convențională impusă de clasa de izolație a materialelor din componența acestuia (drept referință alegându-se materialul cu cel mai scăzut indice de clasă), este necesară şi recalcularea rezistențelor înfăşurărilor la această temperatură convențională pentru a se ține seama de variația rezistivității materialului - din care este realizată înfăşurarea - cu temperatura. Pentru transformatoarele încuvate, uleiul de transformator fiind în clasa A de izolație (indice de clasa 105 ^{0}C), temperatura convențională, pentru care se face recalcularea rezistențelor, conform standardelor, este de 75 ^{0}C. Recalcularea rezistențelor se face cu relația:

$$R_{tn} = R_{tx} \cdot \frac{t_n + 235}{t_x + 235} \qquad \text{conform [3]}, \tag{16}$$

în care:

t_n - reprezintă temperatura convențională, respectiv, 75 ^{0}C;

t_x - reprezintă temperatura la care s-au determinat rezistențele înfăşurărilor;

R_{tn} - reprezintă valoarea rezistenței la temperatura convențională (75 ^{0}C);

R_{tx} - reprezintă valoarea rezistenței, în stare rece, la temperatura t_x.

- **Determinarea reactanței echivalente la scurtcircuit**

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}\,[\Omega]\,. \tag{17}$$

- **Determinarea reactanței de dispersie a înfăşurării primare**

Pentru determinarea acesteia se utilizează ipoteza simplificatoare din proiectare, conform căreia, reactanța de dispersie a primarului transformatorului este egală cu reactanța raportată – la înfăşurarea primară – a secundarului transformatorului, adică (cu notațiile din fig.1):

$$X_{disp1} = X'_{disp2}\,. \tag{18}$$

Cum,

$$X_k = X_{disp1} + X'_{disp2}\,, \tag{19}$$

ținând cont de ipoteza de mai sus, obținem:

$$X_{disp1} = \frac{X_k}{2}[\Omega]\,. \tag{20}$$

- **Determinarea reactanței de dispersie a înfăşurării secundare**

Ținând cont de ipoteza formulată la pasul anterior, reactanța de dispersie a înfăşurării secundare se determină cu relația:

$$X_{disp2} = \frac{1}{k_T^2} \cdot X'_{disp2}[\Omega]\,. \tag{21}$$

- **Determinarea factorului de putere la scurtcircuit**

Acesta se determină cu relația:

$$\cos\varphi_k = \frac{P_k \cdot 10^3[W]}{3 \cdot U_k \cdot I_{1n}}\,, \tag{22}$$

unde, U_k este tensiunea de încercare pe fază la scurtcircuit.

- **Determinarea pierderilor suplimentare**

În cazul transformatoarelor, ca maşini statice de **curent alternativ**, pe lângă **pierderile Joule reale** (care sunt exprimate în funcție de pătratul **valorii efective** a intensității curentului din înfăşurări, **singura mărime** (valoarea efectivă a curentului) care are corespondent **în circuitele de curent continuu**) apar şi pierderi suplimentare, pe două căi:

- datorită **efectului de refulare al curentului**, reflectat printr-o **majorare a rezistenței** în circuitele de curent alternativ în comparație cu cele din curent continuu;
- datorită fluxului de dispersie care se închide prin elementele componente suplimentare ale transformatorului încuvat (pereții cuvei, capacul cuvei etc.). Acest tip de pierderi suplimentare sunt greu de evaluat.

Pierderile suplimentare datorate efectului de refulare pot fi determinate prin relații ce conțin **informații** care țin de natura intimă a transformatorului (deci, de partea de proiectare a transformatorului), informații greu de obținut de către utilizator. Dintre acestea menționăm: numărul de conductoare al înfăşurărilor, dimensiunile conductoarelor, tipul miezului feromagnetic, tipul înfăşurărilor (concentrice, în galeți) etc.. Din nefericire şi **relațiile utilizate în proiectare** sunt afectate de un **anumit empirism** (utilizează coeficienți determinați pe cale experimentală, deci, empirici, specifici unei anumite clase de transformatoare – conform [1]). Iată motivul pentru care aceste pierderi au fost evaluate, într-un anumit mod, făcându-se o validare a valorilor găsite cu ajutorul rezistenței relative de scurtcircuit.

În principiu, pierderile suplimentare datorate efectului de refulare, presupun o majorare a pierderilor Joule reale ca urmare a creşterii valorii rezistenței în curent alternativ, față de valoarea de curent continuu. Aceste pierderi suplimentare sunt determinate la încercarea de scurtcircuit, deoarece sunt înglobate în pierderile Joule totale. Pe de altă parte, **rezistențele înfăşurărilor sunt determinate în curent continuu**, prin metoda ampermetrului si voltmetrului (sau prin metode de punte). În aceste condiții, rezistența echivalentă ce intervine în pierderile totale de la scurtcircuit este diferită de rezistența echivalentă reală, specifică numai pierderilor Joule. Ca urmare, pierderile Joule totale vor putea fi exprimate prin relația:

$$P_{kn} = k_{Rn} \cdot P_{Jn} = P_{Jn} + P_{supn} , \qquad (23)$$

în care:

P_{kn} - reprezintă **pierderile totale** determinate la încercarea de scurtcircuit (pierderile Joule reale plus pierderile suplimentare datorate, în principal, efectului de refulare), raportate la temperatura convențională de 75^0 C;

k_{Rn} - reprezintă factorul de majorare al rezistenței în curent alternativ (implicit factorul de majorare al pierderilor);

P_{Jn} - reprezintă **pierderile Joule reale,** raportate la temperatura convențională de 75^0 C;

P_{supn} - pierderile suplimentare din transformator, raportate la temperatura convențională de 75^0 C.

Pierderile suplimentare au fost evaluate conform recomandărilor constructorului de transformatoare, între (5 [%] - 30 [%]) din P_{Jn} pentru întreaga plajă de valori a puterilor aparente ale transformatoarelor analizate.

Criteriul forte în **compararea** transformatoarelor şi în **validarea parametrilor determinați** l-a constituit **<u>valoarea rezistenței relative de scurtcircuit</u>** (r_{scn}) care pentru

transformatoarele din aceeaşi plajă de puteri aparente este, aproximativ, aceeaşi. Acest lucru este evident în tabelele 1 şi 2, la coloana r_{scn} [u.r.].

2.2 Determinarea parametrilor transformatoarelor pentru secvența homopolară

Conform recomandărilor IEC 60076-97 pentru transformatoarele cu două înfăşurări ce au conexiunea Y (fără neutru accesibil în primar), respectiv, triunghi (D), impedanța homopolară a transformatorului văzută dinspre primar, Z_{hp} ,este infinită.

În ceea ce priveşte înfăşurarea secundară pentru care se utilizează conexiunile zig-zag cu neutrul accesibil (z_n), respectiv, conexiunea stea cu neutrul accesibil (y_n), determinarea impedanțelor homopolare îmbracă forme diferite. Astfel, în cazul conexiunii zig-zag cu neutrul accesibil (z_n), impedanța homopolară se determină cu relația:

$$Z_{hs} = 0{,}6 \cdot Z_{1n} , \tag{24}$$

în care $Z_{1n} = \frac{U_{1fn}}{I_{1fn}}$ este impedanța de bază a transformatorului. În cazul conexiunii stea cu neutrul accesibil (y_n), impedanța homopolară se determină cu relația:

$$Z_{hs} = 0{,}9 \cdot Z_{kn} , \tag{25}$$

în care Z_{kn} este impedanța echivalentă la scurtcircuit a transformatorului analizat. Pentru determinarea reactanțelor şi rezistențelor homopolare din secundarul transformatoarelor analizate se utilizează relațiile:

- ✓ pentru cazul conexiunii zig-zag cu neutrul accesibil (z_n):

$$X_{hs} = Z_{hs} \cdot \cos\alpha , \tag{26}$$

$$R_{hs} = \sqrt{Z_{hs}^2 - X_{hs}^2} ; \tag{27}$$

- ✓ pentru cazul conexiunii stea cu neutrul accesibil (y_n):

$$X_{hs} = 0{,}9 \cdot X_{kn} , \tag{28}$$

$$R_{hs} = 0{,}9 \cdot R_{kn} , \tag{29}$$

unde R_{kn}, X_{kn} sunt rezistența echivalentă la scurtcircuit, respectiv, reactanța echivalentă la scurtcircuit.

Pe baza algoritmului de mai sus s-au determinat parametrii transformatoarelor de medie tensiune din conturul analizat, o parte din rezultatele obținute fiind sintetizate în tabelele 1 şi 2. În tabelul 1 sunt prezentați parametrii reprezentativi pentru transformatoarele

montate în conturul analizat după anul 1990, iar în tabelul 2 sunt prezentați parametrii reprezentativi pentru transformatoarele montate în sistem înainte de anul 1990.

3. Concluzii

În urma aplicării algoritmului şi determinării parametrilor transformatoarelor, pot fi formulate următoarele concluzii:

- în cazul neglijării pierderilor suplimentare erorile în găsirea parametrilor pot fi foarte mari (până la 30 %);
- acceptarea liniarității miezului feromagnetic este o sursă suplimentară de erori în vizualizarea ulterioară a distribuției de puteri în cadrul conturului analizat;
- determinarea parametrilor schemei homopolare este afectată de un anumit empirism (prin coeficienți ce pot varia într-o plajă relativ largă).

BIBLIOGRAFIE

1. **Richter R.,** - *Maşini electrice, vol. III, Transformatorul electric* **- Editura Tehnică, Bucureşti, 1960.**
2. **Goia L.M., Işfanu T, Bălan G., Tănăsescu A.,** - *Tratarea neutrului în rețelele de medie tensiune* - **Editura Tehnică, Bucureşti, 1985.**
3. **Bălă C.,** - *Maşini electrice,* **Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1982.**
4. **Gheorghiu I.S.,** - *Maşini electrice, vol. I, Maşina de curent continuu. Transformatorul* – **Tipografia Învățământului Bucureşti, 1957.**
5. **Fransua Al., Măgureanu R., -** *Maşini si acționări electrice. Elemente de execuție,* **Editura Tehnică, Bucureşti, 1986.**
6. **Nicolaide A.,** - *Maşini electrice, vol. I, II,* **Editura Scrisul Românesc, Craiova, 1975.**
7. **Dordea T.,** - *Maşini electrice,* **Editura Didactică şi Pedagogică, Bucureşti, 1970.**
8. **Cioc I., Vlad I., Calotă G.,** - *Transformatorul electric. Construcție. Teorie. Proiectare. Fabricare. Exploatare,* **Editura Scrisul Românesc, Craiova, 1989.**
9. **Câmpeanu A.,** - *Maşini electrice,* **Editura Scrisul Românesc, Craiova, 1978;**
10. **Voncilă I., Călueanu D., Badea N., Buhosu R., Munteanu Cr.,** - *Maşini electrice* – **Editura Fundației Universitare „Dunarea de Jos" din Galați, 2003.**
11. *** *STAS 1703-80.*
12. *** *IEC 60076/8-1997.*

Tabelul 1 - Transformatoare noi

Nr.crt	Tip trafo	Tip material infasurari	Conexiune/grupa de conexiuni	Secvența directă (inversă) - parametrii de regim nominal				Secvența homopolară - rezultate finale				GFe - calculat [S]	Bu - calculat [S]	kT	rscn [ur]
				Rptn [ohm]	Rstn *10^(-3) [ohm]	Xptn [ohm]	Xstn [ohm]	Zhp [ohm]	Zhs [ohm]	Rhs [ohm]	Xhs [ohm]				
1	TTU - 40kVA - 6/0,4	Aluminiu	Yzn-5	10,30	47,23	14,65	0,07	infinit	540,00	83,30	533,54	0,0000051	0,0011111	15	0,0223864
2	TTU - 63kVA - 6/0,4	Aluminiu	Yzn-5	7,32	20,50	9,75	0,04	infinit	342,86	46,94	339,63	0,0000070	0,0017500	15	0,0194805
3	TTU - 100kVA - 6/0,4	Aluminiu	Yzn-5	3,36	11,50	6,56	0,03	infinit	216,00	29,39	213,99	0,0000095	0,0027778	15	0,0159091
4	TTU - 160kVA - 6/0,4	Aluminiu	Yzn-5	1,87	5,28	4,23	0,02	infinit	135,00	16,89	133,94	0,0000128	0,0044444	15	0,0131138
5	TTU - 250kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	4,05	4,23	12,72	0,06	infinit	23,33	4,50	22,89	0,0000060	0,0023148	15	0,0114035
6	TTU - 250kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-5	41,81	5,28	141,35	0,06	infinit	259,20	49,51	254,43	0,0000005	0,0002083	50	0,0114035
7	TTU - 400kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	2,23	2,71	7,97	0,04	infinit	14,58	2,55	14,35	0,0000086	0,0037037	15	0,0100000
8	TTU - 400kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-5	22,45	3,17	88,71	0,04	infinit	162,00	27,34	159,68	0,0000008	0,0003333	50	0,0100000
9	TTU - 630kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	1,29	1,12	5,09	0,02	infinit	9,26	1,38	9,15	0,0000120	0,0058333	15	0,0087436
10	TTU - 630kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-5	13,15	1,52	56,51	0,02	infinit	102,86	15,26	101,72	0,0000011	0,0005250	50	0,0087436
11	TTUS - 1000kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	0,78	0,93	3,20	0,01	infinit	5,83	0,89	5,76	0,0000157	0,0092593	15	0,0087500
12	TTU - 1000kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-6	8,35	0,98	35,59	0,01	infinit	64,80	9,72	64,07	0,0000014	0,0008333	50	0,0087500
13	TTU - 1600kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-7	4,61	0,46	22,31	0,01	infinit	40,50	5,18	40,17	0,0000018	0,0013333	50	0,0074800
14	TTU - 25kVA - 20/0,4	Cupru	Yzn-5	235,50	74,00	241,24	0,10	infinit	9600,00	762,10	9569,70	0,0000001	0,0000625	50	0,0261682
15	TTU - 40kVA - 6/0,4	Cupru	Yzn-5	11,19	42,89	14,68	0,01	infinit	540,00	48,06	537,86	0,0000017	0,0011111	15	0,0230140
16	TTU - 40kVA - 20/0,4	Cupru	Yzn-5	123,75	43,15	163,06	0,07	infinit	6000,00	534,05	5976,19	0,0000002	0,0001000	50	0,0230140
17	TTU - 63kVA - 6/0,4	Cupru	Yzn-5	6,59	22,50	9,83	0,00	infinit	342,86	27,09	341,79	0,0000023	0,0017500	15	0,0198413
18	TTU - 63kVA - 20/0,4	Cupru	Yzn-5	78,44	19,45	109,95	0,04	infinit	3809,52	300,96	3797,62	0,0000002	0,0001575	50	0,0198413
19	TTU - 100kVA - 20/0,4	Cupru	Yzn-5	33,24	12,52	73,20	0,03	infinit	2400,00	177,36	2393,44	0,0000003	0,0002500	50	0,0159091
20	TTU - 125kVA - 20/0,4	Cupru	Yzn-5	25,12	10,08	58,85	0,02	infinit	1920,00	140,41	1914,86	0,0000003	0,0003125	50	0,0152727
21	TTU - 160kVA - 20/0,4	Cupru	Yzn-5	18,55	6,18	47,02	0,02	infinit	1500,00	108,25	1496,09	0,0000004	0,0004000	50	0,0132320
22	TTU - 250kVA - 6/0,4	Cupru	Dyn-5	4,16	3,98	12,71	0,06	infinit	23,33	4,55	22,88	0,0000060	0,0023148	15	0,0116071
23	TTU - 250kVA - 20/0,4	Cupru	Dyn-5	43,15	5,28	141,22	0,06	infinit	259,20	50,72	254,19	0,0000005	0,0002083	50	0,0116071
24	TTU - 400kVA - 6/0,4	Cupru	Dyn-5	2,24	2,74	7,97	0,04	infinit	14,58	2,57	14,35	0,0000086	0,0037037	15	0,0101770
25	TTU - 400kVA - 20/0,4	Cupru	Dyn-5	37,96	4,52	86,56	0,03	infinit	162,00	44,33	155,82	0,0000008	0,0003333	50	0,0162832

Tabelul 2 - Transformatoare existente în instalații

Nr.crt	Tip trafo	Tip material infasurari	Conexiune/grupa de conexiuni	Secvența directă (inversă) - parametrii de regim nominal				Secvența homopolară - rezultate finale				GFe - calculat [S]	Bu - calculat [S]	kT	rscn [ur]
				Rptn [ohm]	Rstn *10^(-3) [ohm]	Xptn [ohm]	Xstn [ohm]	Zhp [ohm]	Zhs [ohm]	Rhs [ohm]	Xhs [ohm]				
1	TTU - 80kVA - 6/0,4	Aluminiu	Yzn-5	5,67	21,34	7,32	0,03	infinit	270,00	32,83	268,00	0,0000097	0,0022222	15	0,0229167
2	TTU - 100kVA - 6/0,4	Aluminiu	Yzn-5	3,62	22,56	5,74	0,03	infinit	216,00	26,70	214,34	0,0000117	0,0027778	15	0,0232143
3	TTU - 100kVA - 20/0,4	Aluminiu	Yzn-5	52,52	18,68	62,76	0,03	infinit	2400,00	343,07	2375,35	0,0000013	0,0002500	50	0,0241071
4	TTU - 120kVA - 6/0,4	Aluminiu	Yzn-5	3,40	10,79	5,25	0,02	infinit	180,00	22,74	178,56	0,0000139	0,0033333	15	0,0192308
5	TTU - 160kVA - 6/0,4	Aluminiu	Yzn-5	2,95	11,37	3,56	0,02	infinit	135,00	14,77	134,19	0,0000156	0,0044444	15	0,0226190
6	TTU - 160kVA - 20/0,4	Aluminiu	Yzn-5	28,68	11,83	40,64	0,02	infinit	1500,00	184,77	1488,58	0,0000016	0,0004000	50	0,0232143
7	TTU - 240kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	6,73	4,91	12,92	0,06	infinit	24,30	7,05	23,26	0,0000065	0,0022222	15	0,0173077
8	TTU - 250kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	6,70	6,25	12,31	0,05	infinit	23,33	7,29	22,16	0,0000069	0,0023148	15	0,0184615
9	TTU - 250kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-5	68,46	8,63	136,78	0,05	infinit	259,20	81,02	246,21	0,0000007	0,0002083	50	0,0184615
10	TTU - 400kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	3,52	4,41	7,78	0,03	infinit	14,58	4,06	14,00	0,0000093	0,0037037	15	0,0166000
11	TTU - 400kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-5	38,93	4,70	86,36	0,03	infinit	162,00	45,61	155,45	0,0000010	0,0003333	50	0,0166000
12	TTU - 630kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	1,95	2,68	4,98	0,02	infinit	9,26	2,30	8,97	0,0000130	0,0058333	15	0,0147302
13	TTU - 630kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-5	19,81	3,62	55,29	0,02	infinit	102,86	25,98	99,52	0,0000013	0,0005250	50	0,0147302
14	TTUS - 1000kVA - 6/0,4	Aluminiu	Dyn-5	1,19	0,99	3,16	0,01	infinit	5,83	1,27	5,69	0,0000207	0,0092593	15	0,0128906
15	TTU - 1000kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-6	13,06	1,00	35,15	0,01	infinit	64,80	13,99	63,27	0,0000019	0,0008333	50	0,0128906
16	TTU - 1600kVA - 20/0,4	Aluminiu	Dzn-7	7,11	0,79	22,04	0,01	infinit	40,50	8,17	39,67	0,0000028	0,0013333	50	0,0120192
17	TTU - 80kVA - 6/0,4	Cupru	Yzn-5	4,27	18,09	7,98	0,04	infinit	270,00	16,24	269,51	0,0000028	0,0022222	15	0,0184152
18	TTU - 120kVA - 6/0,4	Cupru	Yzn-5	2,67	10,06	5,47	0,02	infinit	180,00	11,28	179,65	0,0000040	0,0033333	15	0,0163043
19	TTU - 240kVA - 6/0,4	Cupru	Dyn-5	6,32	4,12	13,00	0,06	infinit	24,30	6,52	23,41	0,0000056	0,0022222	15	0,0160000
20	TTU - 250kVA - 6/0,4	Cupru	Dyn-5	5,98	4,95	12,47	0,06	infinit	23,33	6,38	22,44	0,0000058	0,0023148	15	0,0163200
21	TTU - 250kVA - 20/0,4	Cupru	Dyn-5	65,85	6,05	138,19	0,06	infinit	259,20	72,88	248,74	0,0000006	0,0002083	50	0,0163200
22	TTU - 400kVA - 6/0,4	Cupru	Dyn-5	3,23	3,60	7,84	0,03	infinit	14,58	3,63	14,12	0,0000079	0,0037037	15	0,0147917
23	TTU - 400kVA - 20/0,4	Cupru	Dyn-5	35,22	3,84	87,17	0,03	infinit	162,00	40,33	156,90	0,0000008	0,0003333	50	0,0147917